

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

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR

OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ

САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 7(3), 2025

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 7, № 3 (2025)

Астана 2025

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

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 7, № 3 (2025)

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

Учредитель

ОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

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

Члены редколлегии

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

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

тел. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

Коробкин В.В., Чакликов А.Е., Тулемисова Ж.С.
Литолого-стратиграфическая корреляция мезозойских
и кайнозойских отложений Балхашского осадочного
бассейна для оценки углеводородных ресурсов 8

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева А.Т.
Оптимизация закачки газа в карбонатные пласты с высоким
давлением: подход к контролю забойного и устьевого
давлений для недопущения автогидроразрыва пласта 22

Сатенов К.Г., Сүлеймен Е.М., Ташенов Ж.А.
Современные энергоэффективные и экологически безопасные
технологии в газовой промышленности 32

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Сейтимбетова А.Б., Шульгина-Тарашук А.С., Смаилова А.С.
Нефть и алгоритмы: как искусственный интеллект
превращает данные в энергию 43

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сейтенова Г.Ж., Сыздык А.Г., Джесембаева А.Е., Дюсова Р.М.
Анализ структуры битумно-полимерных композитов
по данным ИК-спектроскопии 51

Абдыкалыков С.Е., Сабалдаш В.В.
Исследование процесса сшиваемости полимерных материалов
для повышения эффективности водоизоляционных составов.. 59

БУРЕНИЕ

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х.
Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока
в нефтяных и газовых скважинах 68

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Аяпбергенов Е.О., Туркпенбаева Б.Ж., Ахметов А.Ф.
Перспективы получения базовых масел из нефтебитуминозных
пород месторождения Карасызь-Таспас 82

ЗЕЛЁНАЯ ЭКОНОМИКА

Ахметов И., Мирзоев А.
Конверсия существующих трубопроводов для водорода:
решения по обеспечению целостности 93

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТИ

**Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Ёбекеш Г.Ж., Бектас Г.Ж.,
Бисикенова Л.М., Елтай Г.Г.**
Создание PVT-модели месторождения при наличии
недостовверных данных 105

ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА

**Доева З.М., Джарасова Т.С., Саудабаев Р.К., Мербаев Р.Б.,
Пронин Н.А.**
Расширение горизонтов исследования кернового материала.
Панорамные изображения шлифов 116

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Идрисова Э.К., Салимгереев М.Ж., Огай Е.К., Атемова Г.Т.
Эффективные технологии восстановления исторических
нефтяных отходов 127

**Требования к статьям научно-практического журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»** 136

Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 17609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

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

Members of the editorial board

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

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

Building 8, Dinmukhamed Konayev Str., Astana

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

e-mail: vestnik@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

GEOLOGY

Korobkin V.V., Chaklikov A.Ye., Tulemissova Zh.S.
Lithological and Stratigraphic Correlation of Mesozoic and Cenozoic Deposits of the Balkhash Sedimentary Basin for Appraisal of Hydrocarbon Resources..... 8

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Khassanov B.K., Stepanchuk A.M., Zholdybayeva A.T.
Optimizing Gas Injection in High-Pressure Carbonate Reservoirs: Controlling Bottomhole and Tubing Head Pressures to Avoid Formation Fracturing..... 22

Satenov K.G., Suleimen Y.M., Tashenov Zh.A.
A Review on the Production Natural Gas Using Energy-Efficient and Environmentally Safe and Sound Technologies 32

DIGITAL TECHNOLOGIES

Seitimbetova A.B., Shulgina-Tarashchuk A.S., Smailova A.S.
Oil and Algorithms: How Artificial Intelligence Turns Data into Energy 43

PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

Seitenova G.Zh., Syzdyk A.G., Dzheksembayeva A.Ye., Dyussova R.M.
Analysis of the Structure of Bitumen-Polymer Composites based on IR Spectroscopy Data..... 51

Sabaldash V.V., Abdykalykov S.Ye.
Investigation of the Crosslinking Process of Polymer Materials to Enhance the Efficiency of Waterproofing Compounds.....59

DRILLING

Raikulov S.Zh., Maryan S.V., Yamagulov T.Kh.
Methods for Lost Circulation Control and Water Shutoff in Oil and Gas Wells 68

PETROCHEMISTRY & OIL REFINING

Ayapbergenov Ye.O., Turkpenbayeva B.Zh., Akhmetov A.F.
Prospects for Obtaining Base Oils from Bitumen-Bearing Rocks of the Karasyaz-Taspas Deposit..... 82

GREEN ECONOMY

Akhmetov I., Mirzoev A.
Hydrogen Conversion of Existing Pipelines: Integrity Solutions....93

OIL EXPLORATION

Dukessova N.K., Kunzharikova K.M., Abekesh G.Zh., Bektas G.Zh., Bissikenova L.M., Yeltay G.G.
Creation of a PVT Model for a Reservoir under Data Uncertainty..... 105

CORE MATERIAL STUDY

Doyeva ZM., Jarassova T.S., Saudabayev R.K., Merbayev R.B., Pronin N.A.
Expanding the Horizons of Core Analysis. Panoramic Images of Thin Rock Sections..... 116

ENVIRONMENTAL PROTECTION

Idrissova E.K., Salimgereyev M.Zh., Ogay Ye.K., Atemova G.T.
Remediation Technologies for Historical Oil Waste 127

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice136

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

7 том, № 3 (2025)

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

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

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

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

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы2

ГЕОЛОГИЯ

Коробкин В.В., Чакликов А.Е., Төлемісова Ж.С.
Көмірсутек ресурстарын бағалау үшін Балқаш шөгінді
бассейнінің мезозой және кайнозой шөгінділерінің литологиялық-
стратиграфиялық корреляциясы8

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева Ә.Т.
Жоғары қысымды карбонатты қабаттарға газ айдауды
оңтайландыру: қабатты автоматты түрде сумен жаруды болдырмау
үшін кенжар және сағалық қысымды бақылау тәсілі22

Сатенов Қ.Ғ., Сүлеймен Е.М., Төшенов Ж.Ө.
Газ өнеркәсібіндегі заманауи энергия жағынан тиімді
және экологиялық қауіпсіз технологиялар32

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Сейтімбетова Ә.Б., Шульгина-Тарашук А.С., Смайылова А.С.
Мұнай және алгоритмдер: жасанды интеллект деректерді
энергияға қалай айналдырады43

ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

Сейтенова Г.Ж., Сыздық А.Ғ., Джесембаева А.Е., Дюсова Р.М.
ИК-спектроскопия деректері бойынша битум-полимерлі
композиттердің құрылымын талдау51

Әбдіқалықов С.Е., Сабадаш В.В.
Су оқшаулағыш құрамдардың тиімділігін арттыру үшін полимерлі
материалдардың өзара байланыстыру процесін зерттеу59

БҰРҒЫЛАУ

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х.
Мұнай және газ ұңғымаларындағы сіңіру аймақтарын оқшаулау
және су ағынын шектеу әдістері68

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

Аяпбергенев Е.О., Түркпенбаева Б.Ж., Ахметов А.Ф.
Қарасаз-Таспас кен орнының битуминозды мұнай
жыныстарынан базальқ майларды алу перспективалары82

ЖАСЫЛ ЭКОНОМИКАСЫ

Ахметов И., Мирзоев А.
Сутегі үшін қолданыстағы құбырларды конверсиялау: тұтастықты
қамтамасыз ету шешімдері93

МҰНАЙ ЗЕРТТЕУ

Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Әбекеш Г.Ж., Бектас Г.Ж.,
Бисикенова Л.М., Елтай Г.Ғ.
Дұрыс емес деректер болған кезде кен орнының PVT-моделін
құру105

КЕРН ЗЕРТТЕУ

Доева З.М., Джарасова Т.С., Саудабаев Р.К., Мербаев Р.Б.,
Пронин Н.А.
Керн материалын зерттеу горизонттарын кеңейту. Тілімтастың
панорамалық кескіндері116

ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

Идрисова Э.К., Сәлімгереев М.Ж., Оғай Е.К., Атемова Г.Т.
Тарихи мұнай қалдықтарын қалпына келтірудің тиімді
технологиялары127

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар136

УДК 551

МРНТИ 38.21, 38.29

DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847)

Получена: 28.03.2025.

Одобрена: 27.05.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

Оригинальное исследование

Литолого-стратиграфическая корреляция мезозойских и кайнозойских отложений Балхашского осадочного бассейна для оценки углеводородных ресурсов

В.В. Коробкин, А.Е. Чакликов, Ж.С. Тулемисова

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Создание геологической основы для обоснования и расчёта углеводородного потенциала чехла Балхашского осадочного бассейна.

Цель. На качественно новой геологической и литолого-стратиграфической основе выделение основных расчётных параметров потенциально перспективных комплексов (площади, толщины, литологический состав) для расчёта углеводородного потенциала Балхашского осадочного бассейна.

Материалы и методы. Корреляция литолого-стратиграфических разрезов мезозойских (триас-меловых) и кайнозойских (палеоген-неогеновых) отложений в соответствии со стратиграфическими схемами фанерозоя Казахстана на основе Международной хроностратиграфической шкалы – 2016–2021.

Результаты. В работе рассмотрены особенности геологического строения, районирования, платформенного чехла Балхашского осадочного бассейна. В строении бассейна выделены две тектонические единицы – Западно-Балхашская и Восточно-Балхашская (Лепсинская) впадины. Разработаны и составлены литолого-стратиграфические схемы Балхашского осадочного бассейна как основа для оценки его углеводородных ресурсов. Выделены перспективные нефтегазоносные комплексы и определены значения их мощности. На основании анализа литолого-стратиграфических данных установлены значения толщин, площадей распространения комплексов, а также содержание в них органического углерода. Все эти данные являются важными параметрами при подсчёте прогнозных ресурсов углеводородов. Данные по площадям развития перспективных комплексов Балхашского осадочного бассейна взяты по результатам построения литолого-палеогеографических карт и разрезов.

Заключение. На основе разработанной литолого-стратиграфической модели построены схемы Балхашского бассейна, позволяющие оценить его углеводородный потенциал. Перспективы нефтегазоносности региона оцениваются как весьма низкие, что обусловлено особенностями строения осадочного чехла, тектонической активностью и типами возможных ловушек. Выделены перспективные комплексы с определёнными мощностями, площадями и содержанием органического вещества.

Ключевые слова: осадочный бассейн, литолого-стратиграфический анализ, структурный анализ, стратиграфический разрез, отложения мезозоя и кайнозоя.

Как цитировать:

Коробкин В.В., Чакликов А.Е., Тулемисова Ж.С. Литолого-стратиграфическая корреляция мезозойских и кайнозойских отложений Балхашского осадочного бассейна для оценки углеводородных ресурсов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 8–21. DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847).

UDC 551

CSCSTI 38.21, 38.29

DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847)

Received: 28.03.2025.

Accepted: 27.05.2025.

Published: 30.09.2025.

Original article

Lithological and Stratigraphic Correlation of Mesozoic and Cenozoic Deposits of the Balkhash Sedimentary Basin for Appraisal of Hydrocarbon Resources

Valeriy V. Korobkin, Akhan Ye. Chaklikov, Zhamal S. Tulemissova

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Development of a geological framework to substantiate and quantitatively evaluate the hydrocarbon potential of the Balkhash sedimentary basin cover.

Aim: Identification of the key estimation parameters for potentially promising hydrocarbon plays (area, thickness, lithological composition) on a qualitatively new geological lithological and stratigraphic base for determining the hydrocarbon potential of the Balkhash sedimentary basin.

Materials and methods: Correlation of lithological and stratigraphic sequences of Mesozoic (Triassic-Cretaceous) and Cenozoic (Paleogene-Neogene) deposits in accordance with the stratigraphic charts of the Phanerozoic of Kazakhstan based on the International Chronostratigraphic Scale from 2016 to 2021.

Results: The paper investigates the geological structure, zoning, and platform cover of the Balkhash sedimentary basin (BB). During the study, two tectonic units were identified within the BB structure: the West Balkhash and East Balkhash (Lepsin) depressions. Lithological and stratigraphic charts of the Balkhash sedimentary basin have been created and refined to serve as a basis for appraising its hydrocarbon resources. Additionally, prospective hydrocarbon plays have been identified, and their thicknesses have been measured. Furthermore, the analysis of lithological and stratigraphic data has allowed for the determination of the thicknesses, distribution areas of these discoveries, and the organic carbon content within them. These parameters are critical for calculating predicted hydrocarbon resources. Data regarding the development areas of promising BB hydrocarbon plays were obtained from the results of constructing lithological and paleogeographic maps and sections.

Conclusion: Based on the developed lithological and stratigraphic model, charts of the Balkhash basin have been drawn up allowing for appraisal of the hydrocarbon potential. The oil and gas potential of the region is estimated to be very low due to the characteristics of the sedimentary cover structure, tectonic activity, and types of possible traps. However, we have identified prospective gas plays that exhibit certain capacities, areas, and organic matter content.

Keywords: *sedimentary basin; lithological and stratigraphic analysis; structural analysis; stratigraphic sequence; Mesozoic and Cenozoic deposits.*

To cite this article:

Korobkin VV, Chaklikov AY, Tulemissova ZS. Lithologica and Stratigraphic Correlation of Mesozoic and Cenozoic Deposits of the Balkhash Sedimentary Basin for Appraisal of Hydrocarbon Resources. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):8–21. DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847).

ӨОЖ 551

ҒТАХР 38.21, 38.29

DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847)

Қабылданды: 28.03.2025.

Мақұлданды: 27.05.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Көмірсутек ресурстарын бағалау үшін Балқаш шөгінді бассейнінің мезозой және кайнозой шөгінділерінің литологиялық-стратиграфиялық корреляциясы

В.В. Коробкин, А.Е. Чакликов, Ж.С. Төлемісова

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Балқаш шөгінді бассейні жамылғысының көмірсутек әлеуетін негіздеу және есептеу үшін геологиялық негіз құру.

Мақсаты. Сапалы жаңа геологиялық және литологиялық-стратиграфиялық негізде Балқаш шөгінді бассейнінің көмірсутек әлеуетін есептеу үшін әлеуетті перспективалы кешендердің (ауданның, қалыңдықтың, литологиялық құрамның) негізгі есептік параметрлерін таңдау.

Материалдар мен әдістер. Халықаралық хроностратиграфиялық шкала – 2016–2021 жж. негізінде Қазақстанның фанерозойының стратиграфиялық схемаларына сәйкес мезозой (триас-борлар) және кайнозой (палеоген-неоген) шөгінділерінің литологиялық – стратиграфиялық қималарының корреляциясы.

Нәтижелері. Жұмыста Балқаш шөгінді бассейнінің геологиялық құрылымы, аудандастыру, платформалық қақпағының ерекшеліктері қарастырылады. Бассейн құрылымында екі тектоникалық бірлік – Батыс Балқаш және Шығыс Балқаш (Лепсі) ойпаттары бөлінді. Балқаш шөгінді бассейнінің литологиялық-стратиграфиялық схемалары оның көмірсутек ресурстарын бағалау үшін негіз ретінде әзірленді және құрастырылды. Перспективалы мұнай-газ кешендері бөлініп, олардың қуаттылығының мөндері анықталды. Литологиялық-стратиграфиялық деректерді талдау негізінде кешендердің қалыңдығының, таралу алаңдарының мөндері, сондай-ақ олардағы органикалық көміртектің мөлшері анықталды. Аталған деректердің барлығы көмірсутектердің болжамды ресурстарын есептеу кезінде маңызды параметрлері болып табылады. Балқаш шөгінді бассейнінің перспективалы кешендерін дамыту алаңдары бойынша деректер литологиялық-палеогеографиялық карталар мен қималарды салу нәтижелері бойынша алынды.

Қорытынды. Өзірленген литологиялық-стратиграфиялық модельдің негізінде оның көмірсутек әлеуетін бағалауға мүмкіндік беретін Балқаш бассейнінің схемалары салынды. Аймақтың мұнай-газ перспективалары өте төмен деп бағаланады, бұл шөгінді жамылғысы құрылымдық ерекшеліктеріне, тектоникалық белсенділігіне және ықтимал тұзақтардың түрлеріне байланысты. Белгілі бір қуаттылығы, ауданы және органикалық заттары бар перспективалы кешендер бөлінді.

Негізгі сөздер: шөгінді бассейні, литологиялық-стратиграфиялық талдаулар, құрылымдық талдаулар, стратиграфиялық қимасы, мезозой және кайнозой шөгінділері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Коробкин В.В., Чакликов А.Е., Төлемісова Ж.С. Көмірсутек ресурстарын бағалау үшін Балқаш шөгінді бассейнінің мезозой және кайнозой шөгінділерінің литологиялық-стратиграфиялық корреляциясы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 8–21 б. DOI: [10.54859/kjogi108847](https://doi.org/10.54859/kjogi108847).

Введение

Балхашский бассейн (далее – ББ) расположен южнее оз. Балхаш и представляет собой предгорную впадину, заполненную осадочными отложениями мезозойского и кайнозойского возраста, входящими в систему северных предгорных структур Центрально-Азиатского орогенического пояса. ББ расположен на южной окраине Центрально-Казахстанского щита палеозойид. На юго-западе ББ соприкасается с Шу-Илийским сводовым поднятием. Юго-западное и северное крылья ББ имеют пологие залегания. На юге платформенный мезозой-кайнозойский чехол выклинивается и соприкасается с палеозойидами Жонгарии. На востоке граница ББ проходит по Главному Жонгарскому разлому (рис. 1–4).

Фундамент ББ сложен дислоцированными протерозойскими и палеозойскими комплексами пород, которые отражают сложную эволюцию формирования структур Центрального и Южного Казахстана, известных под названием Жонгаро-Балхашской герцинской складчатой системы [1–10].

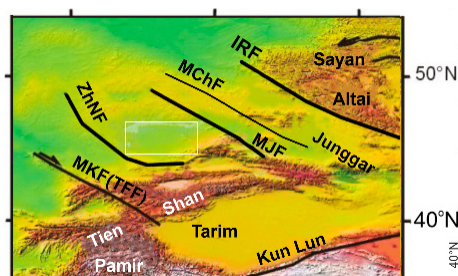


Рисунок 1. Основные тектонические единицы Центральной Азии

Figure 1. Major tectonic units of Central Asia

Белым прямоугольником на тектонической схеме обозначен изучаемый объект – Балхашский осадочный бассейн

The white rectangle on the tectonic map the object under study – the Balkhash Sedimentary Basin

МКФ – Главный Каратауский разлом / Main Karatau fault; TFF – Талассо-Ферганский разлом / Talas-Fergana fault; ZhNF – Жалаир-Найманский разлом / Zhalaïr-Naiman fault; MJF – Главный Жонгарский разлом / Main Junggar fault; MChF – Главный Чингизский разлом / Main Chingiz fault; IRF – Иртышский разлом / Irtysh fault



Рисунок 2. Географическое положение Балхашского бассейна на территории Казахстана

Figure 2. Geographical location of the Balkhash Basin on the territory of Kazakhstan

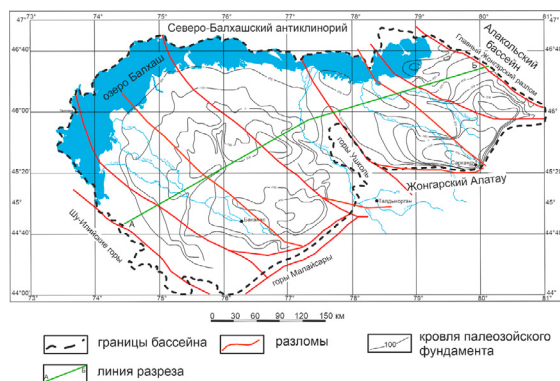


Рисунок 3. Тектоническая схема ББ

Figure 3. Tectonic map of the BB

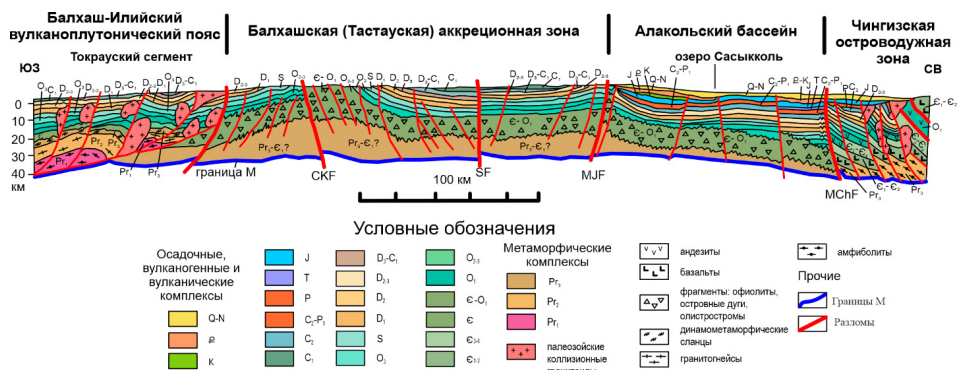


Рисунок 4. Геолого-геофизический разрез по сейсмическим профилям «Туркестанский» и «Талдыкорган – Усть-Каменогорск»
Figure 4. Geological and geophysical profile along the seismic profiles “Turkestan” and “Taldykorgan - Ust-Kamenogorsk”

CKF – Центрально-Казахстанский разлом / Central Kazakhstan Fault; SF – Саркандский разлом / Sarkand Fault; MJF – Главный Жонгарский разлом / Main Junggar Fault; MChF – Главный Чингизский разлом / Main Chingiz Fault
 СВ – северо-восток / northeast; ЮЗ – юго-запад / southwest
 М – поверхность раздела земной коры Моховичича / Mohorovicic discontinuity

Чехол ББ сложен платформенными осадочными отложениями мезозоя и кайнозоя, которые горизонтально залегают на породах фундамента.

Целью данной работы является проведение на качественно новой фактурной основе [11–15] литолого-стратиграфической корреляции мезозойских и кайнозойских отложений, выделение перспективных углеводородных комплексов для оценки возможного энергетического потенциала ББ.

Материалы и методы

Нефтегазоносность некоторых бассейнов Казахстана до настоящего времени остаётся недостаточно изученной. Осадочные бассейны, характеризующиеся сложным и разнообразным геологическим строением, охватывают широкий спектр потенциально перспективных стратиграфических интервалов для формирования нефтегазоносных комплексов.

На основании литолого-стратиграфических, структурных и сейсмических данных построен глубинный геолого-геофизический разрез, проведено тектоническое районирование и реконструированы геодинамические условия формирования ББ.

Геологическое строение

На территории ББ расположены две тектонические впадины – Западно-Балхашская и Восточно-Балхашская (Лепсинская), которые разделены Мулалинским блоком, сложенным девонскими породами, прорываемыми пермскими гранитными интрузиями, поднятыми по Южно-Жонгарскому (Солдатсайскому) разлому (рис. 3, 4).

Мезозойский комплекс представлен маломощными континентальными терригенными отложениями, относящимися к триасовому,

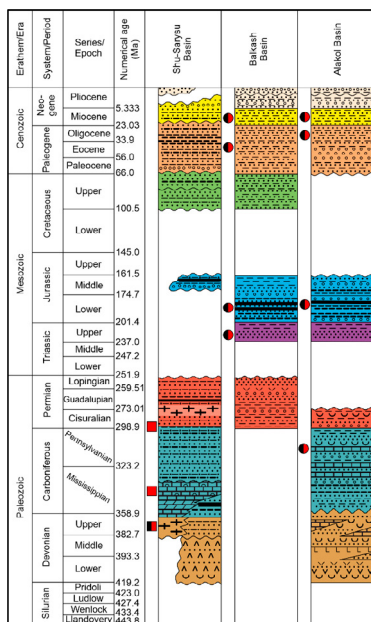
угленосному юрскому и меловому периодам. Отложения верхней юры и нижнего мела не установлены предыдущими исследованиями. Стратиграфическое разделение триасовых и юрских отложений региона на свиты осуществлено по фаціальным признакам, а корреляция локальных стратиграфических единиц осуществлена по палеонтологическим данным [11–14]. Кайнозойские отложения распространены по всей территории ББ и составляют основной платформенный комплекс чехла бассейна. Локально в восточной части ББ, в нижнем течении р. Или расположен юрский Нижнеилийский буругольный бассейн. Информация о нефтегазоносности ББ отсутствует. Наличие гелевых газов в Северном Тянь-Шане и на бортах бассейна Или служит косвенным признаком возможной перспективности ББ на углеводородное сырьё (далее – УВС) [1–9].

Результаты исследований. Корреляция литолого-стратиграфических разрезов мезозойских и кайнозойских отложений

Триасовые отложения на территории Казахстана в стратиграфическом отношении слабо изучены. Они расчленяются на серии и свиты, возраст которых устанавливается с большой долей условности, что затрудняет внутрирегиональную корреляцию [11–13]. В Южном Казахстане выделяется ряд впадин (Южно-Жонгарская, Илийская (Жаркентская) и Западно-Балхашская (Аксуевская), где выявлены триасовые отложения (рис. 3–5) [15–17]. Стратиграфическое разделение триасовых отложений региона на серии и свиты основывается на фаціальных признаках, а корреляция локальных стратиграфических единиц осуществляется по ископаемым органическим остаткам. Эти залежи развиваются локально во впадинах, занимая ограниченные

площади, и, как правило, не полностью вскрыты скважинами [12].

В раннем-среднем триасе в ББ сформировался рельеф денудационной равнины с фрагментированной корой выветривания, которая с резким несогласием частично перекрывает каменноугольно-пермский вулканический комплекс (рис. 6, а).



- Подтвержденные газовые комплексы
Confirmed gas plays
- Подтвержденные нефтегазовые комплексы
Confirmed hydrocarbon plays
- Потенциально-перспективные нефтегазовые комплексы
Potentially promising hydrocarbon plays

Рисунок 5. Литолого-стратиграфические разрезы ряда осадочных бассейнов Казахстана с подтвержденными и потенциально-перспективными нефтегазовыми комплексами [6, 7, 9]

Figure 5. Lithological and stratigraphic sequences of several sedimentary basins in Kazakhstan with confirmed and potentially promising hydrocarbon plays [6, 7, 9]

Квадратами показаны стратиграфические уровни промышленных скоплений углеводородов (далее – УВ), кругами показаны установленные стратиграфические позиции перспективных литологических комплексов на поиски УВ.

The squares show the stratigraphic levels of industrial hydrocarbon accumulations, the circles show the established stratigraphic positions of promising lithological sequences for hydrocarbon exploration.

Нижнетриасовые отложения установлены в Илийской впадине. К индскому ярусу отнесена малайсаринская свита. Разрез её сложен переслаиванием терригенных, вулканогенно-оса-

дочных и вулканических пород. Обоснование возраста проведено по ископаемым отпечаткам флоры. При бурении скважин в пределах Западного Прибалхашья (Аксуек) и Илийской впадины установлен разрез малайсаринской свиты, представленный чередованием пластов алевритов и песчаников. Выделенный из пород спорово-пыльцевой комплекс показал их принадлежность к оленекскому ярусу нижнего триаса.

В Илийском бассейне (Жаркентская депрессия) выделена кольджатская свита, датированная карнийским и норийским ярусами верхнего триаса по данным споро-пыльцевого комплекса; по литологическому составу она подразделена на две подсвиты: нижняя – более грубозернистая и сложена конгломератами, песчаниками с прослоями алевролитов, а верхняя – более тонкозернистая, состоящая из переслаивающихся алевролитов и аргиллитов. В Западно-Балхашском бассейне (Аксуекская депрессия) возрастной диапазон свиты соответствует карнийскому ярусу, который сложен аргиллитами с прослоями горючих сланцев и песчаников. Выделенный спорово-пыльцевой комплекс позволяет установить её возраст как поздне триасовый, в объёме норийского и рэтского ярусов [12, 13, 15].

Юрские отложения в Южно-Казахстанском регионе имеют локальное распространение. Они приурочены к изолированным впадинам, формирование которых началось в конце триасового – начале юрского времени [12, 17, 18]. В них накапливались континентальные аллювиально-озёрные осадки. Юрские отложения распространены на площади Западно-Балхашского, Илийского (Жаркентского) бассейнов (рис. 5, б).

Для территории Восточного Казахстана А.К. Бувалкиным и др. [18] были разработаны региональные стратиграфические схемы расчленения юрских отложений. Последующие исследования территории по изучению стратиграфии юрских отложений региона не проводились (ниже приведено описание флоростратиграфической региональной шкалы [12, 13, 15–17]). Региональными палеогеографическими исследованиями [5–8] установлено, что в юрский период в Южном Казахстане наметились зоны повышенной тектонической активизации земной коры. При перемещениях крупных блоков земной коры [5, 19] в этих зонах обособились седиментационные бассейны. Различия палеогеографических обстановок накопления осадков, восстанавливаемых в границах современных депрессий, явились причиной значительной литолого-фацальной изменчивости синхронных образований даже в пределах одного района. Биостратиграфической основой корреляции разнофацальных толщ юры Южного Казахстана служат растительные микро- и макроостатки, реже – фаунистические остатки (пелециподы, остракоды, насекомые, рыбы). Среди этих групп важнейшее значение имеет палинологический метод в силу массовости, повсеместной встречаемости и хорошей сохранности материала.

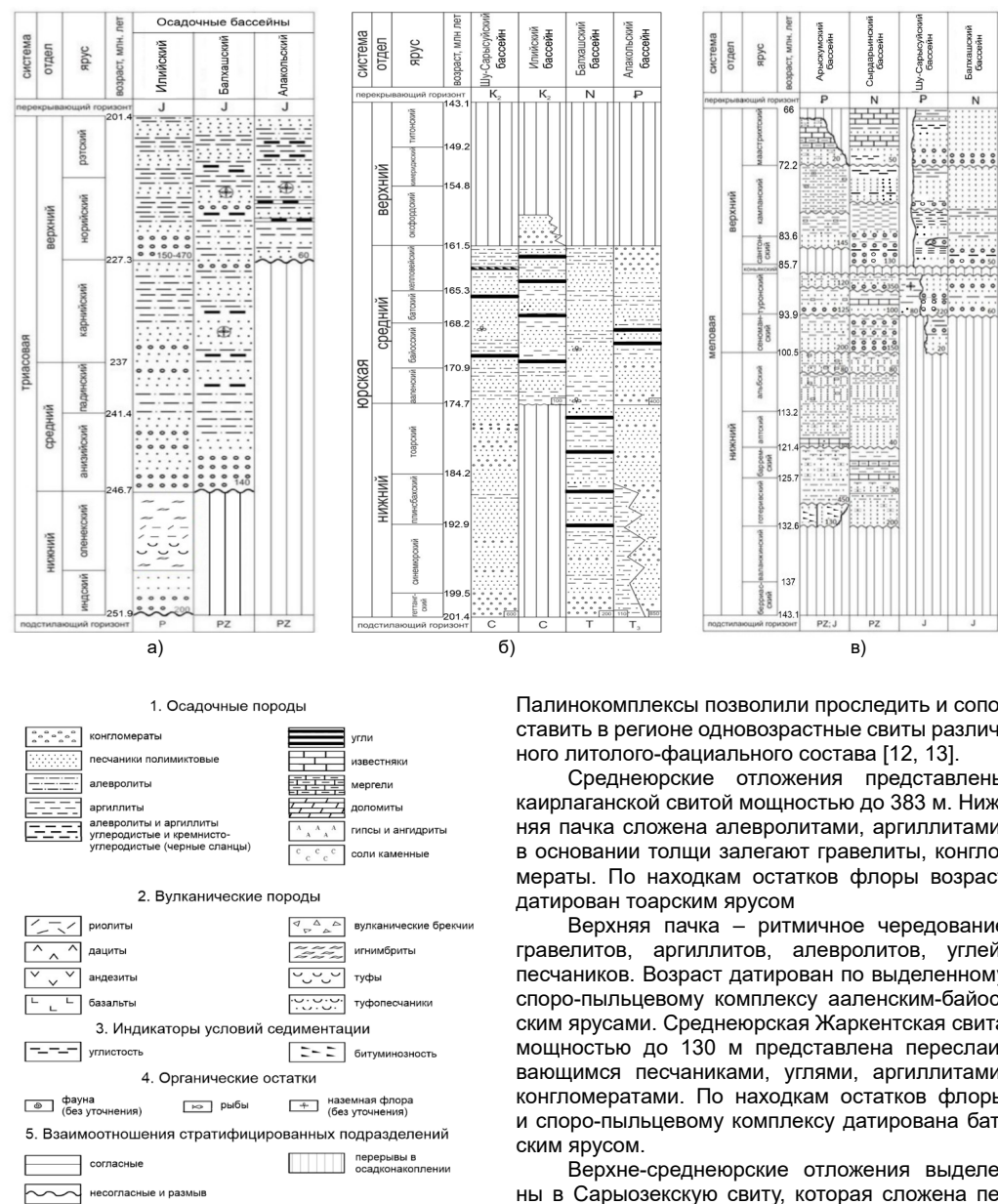


Рисунок 6. Литолого-стратиграфический разрез отложений Балхашского бассейна и прилегающих территорий

Figure 6. Lithological and stratigraphic sequence of the deposits of the Balkhash basin and adjacent territories

а) триас / Triassic; б) юра / Jurassic; в) мел / Cretaceous

На площади Западно-Балхашского и Илийского бассейнов отложения юрского возраста представлены толщами обломочных пород, таких как конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, часто с включением угльных пластов.

Палинокомплексы позволили проследить и сопоставить в регионе разновозрастные свиты различного литолого-фациального состава [12, 13].

Среднеюрские отложения представлены кайраганской свитой мощностью до 383 м. Нижняя пачка сложена алевролитами, аргиллитами, в основании толщи залегают гравелиты, конгломераты. По находкам остатков флоры возраст датирован тоарским ярусом

Верхняя пачка – ритмичное чередование гравелитов, аргиллитов, алевролитов, углей, песчаников. Возраст датирован по выделенному споро-пыльцевому комплексу ааленским-байосским ярусами. Среднеюрская Жаркентская свита мощностью до 130 м представлена переслаивающимся песчаниками, углями, аргиллитами, конгломератами. По находкам остатков флоры и споро-пыльцевому комплексу датирована батским ярусом.

Верхне-среднеюрские отложения выделены в Сарыузекскую свиту, которая сложена переслаивающимися песчаниками, гравелитами, конгломератами, содержащими редкие прослои алевролитов. Суммарная мощность отложений не превышает 100 м. Возраст пород свиты датирован споро-пыльцевым комплексом верхней юры, келловейско-киммериджским ярусами.

Триасовые и нижнеюрские отложения на южной окраине Северной Жонгарии Китая были обнаружены при разведке нескольких нефтяных месторождений, как сообщают многочисленные исследователи [20–26]. Эти нефтегазоносные породы коррелируют с аналогичными залежами, обнаруженными при разведке Нижне-

Таблица 1. Литолого-фациальные условия осадконакопления, тектонический режим и прогнозная нефтегазоносность ББ
Table 1. Lithofacies conditions of sedimentation, tectonic condition and predicted hydrocarbon potential of the BB

Система System	Надотдел, отдел Series	Абс. возраст, млн лет Abs. age, million years	Мощность, м Thickness, m	Литолого-фациальные условия осадконакопления Lithofacies conditions of sedimentation		ПНГ RHP	Фаза тектонических событий* Phase of tectonic events	Тектонический режим Tectonic regime
Неогеновая Neogene	Плиоцен-Голоцен Pliocene-Holocene	5,3	300	Континентальные, обломочные накопления Continental, clastic deposits		—	~~~ Пасаденская Pasadena	Седиментационное накопление Sedimentation
	Миоцен Miocene	23,03	190–500	Нижнеилийская площадь – пресноводные озера, с терригенным накоплением Lower Ili area – freshwater lakes with terrigenous accumulation		ПНГ RHP	~~~ Кавказская Caucasian	Локальное седиментационное накопление Local sedimentation
Палеогеновая Paleogene	Оligоцен Oligocene	66	150	Четыре соленосные озёрные зоны накопления, разделённые равнинными денудационными участками Four salt-bearing lake accumulation zones separated by flat denudation areas		—	~~~ Ларамийская Laramian	Седиментационное накопление Sedimentation
	Эоцен Eocene		200					
	Палеоцен Paleocene		175					
Меловая Cretaceous	Верхний Upper	100,5	50–120	Равнина низменная, озёрно-аллювиальная, обломочные накопления Lowland plain, lacustrine-alluvial, debris deposits		—	~~~ Австрийская Austrian	Локальное седиментационное накопление Local sedimentation
	Нижний Lower	145	0	Равнина возвышенная денудационная, осадки не обнаружены The plain is high-lying denudation, no sediments were found		—	~~~ Адыгейская Adyghe	Локальное поднятие Local uplift
	Верхний Upper	163,5		Равнина низменная денудационная, осадки не обнаружены The plain is low-lying denudation, no sediments were found		—		
Юрская Jurassic	Средний Middle	174,1	до 200	Запад – пресноводные озёра, локальные угленосные накопления West – freshwater lakes, local coal deposits		ПНГ RHP	~~~ Донецкая Donets	Локальное седиментационное накопление. Погружение Local sedimentation. Subsidence
	Нижний Lower	201,3	180	На западе – пресноводные озёра, локальные угленосные накопления In the west there are freshwater lakes and local coal deposits.		ПНГ RHP		
Триасовая Triassic	Верхний Upper	237	200	Аксуекская депрессия – континентальные, мелкообломочные накопления с прослоями горючих сланцев Aksuek depression – continental, fine-grained accumulations with layers of oil shale		ПНГ RHP	~~~ Пфальцская Palatinate	Постколлизийное поднятие Post-collisional uplift
	Нижний-Средний Lower- Middle	251,9	0	Возвышенные, денудационные равнины, осадки не обнаружены High-lying, denudation plains, no sediments found		—		
Пермская Permian	Лопинский Lopingian	298,9	880	Континентальные, вулканические горы, накопление контрастной по составу вулканической серии Continental, volcanic mountains, accumulation of contrasting volcanic series		—	~~~ Уральская Ural	Коллизия, поднятие Collision, uplift
	Гваделупский Guadalupian		980					
	Приуральский Cisuralian		380–1100					
Каменноугольная Carboniferous	Пенсильванская Pennsylvanian	323,2	до 2500	По периферии – вулканические горы, накопление контрастной по составу магматической серии On the periphery are volcanic mountains, accumulation of a contrasting magmatic series		—	~~~ Астурийская Asturian ~~~ Саурская Saur	Активное погружение. Субдукция на северной окраине Жонгаро- Балхашского бассейна Active subsidence. Subduction on the northern margin of the Junggar- Balkhash basin
	Миссисипская Mississippian	358,9	до 1600	Вулканогенные терригенные накопления предугловой террасы Volcanic terrigenous accumulations of the fore- arc terrace	Терригенные, карбонатно- терригенные накопления Terrigenous, carbonate- terrigenous accumulations	ПНГ RHP		
Девонская Devonian	Верхний Upper	382,7	2000	Фронтальная вулканоплутоническая зона, вулканические породы Frontal volcanoplutonic zone, volcanic rocks	Глубоководные накопления, морского бассейна. Тастауская зона Deerwater accumulations, sea basin. Tastau zone	ПНГ RHP	~~~ Свальбардская Svalbard ~~~ Акадская Acadian ~~~ Тельбесская Telbes	Активное погружение. Жонгаро-Балхашский бассейн Active subsidence. Junggar- Balkhash basin
	Средний Middle	393,3	2500					

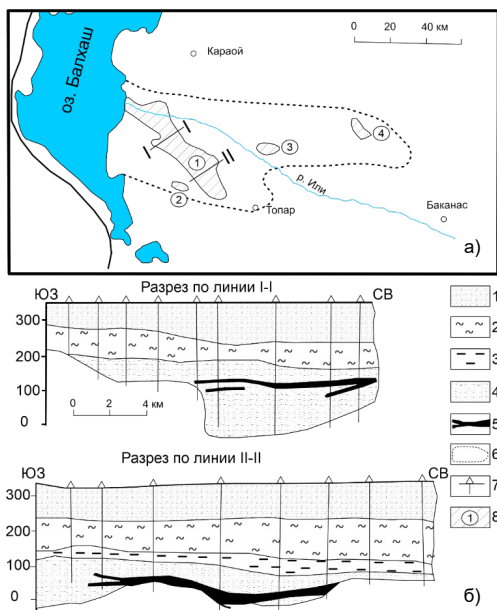
~~~~ – несогласие / unconformity

\* канон Г. Шмилле / canon H. Schtille

ПНГ / RHP – перспективный нефтегазоносный комплекс / promising hydrocarbon play

илийского и Алакольского месторождений бурых углей [14–18].

Меловые отложения пространственно занимают восточную часть Туранской плиты, а также предгорные впадины Северного Тянь-Шаня и слагают верхнюю часть платформенного чехла [12, 14]. На всей территории региона меловые отложения с разрывом залегают на юрских или палеозойских образованиях. С запада на восток Туранской плиты отмечается сокращение мощностей разрезов и выпадение из разрезов осадков нижнего мела. В таких местах на подстилающие породы ложатся разновозрастные осадки вплоть до кампан-маастрихтских. В восточной части региона в строении разреза нижнего мела принимают участие континентальные отложения. Мощность меловых отложений в Восточно-Кызылкумском районе и Шу-Сарысуйской впадине достигает 1500 м. В Балхашской, Илийской и Алакольской впадинах суммарная толщина меловых отложений уменьшается до первых сотен метров.



**Рисунок 7. Нижнеилийская группа буроугольных месторождений ББ**  
**Figure 7. Lower III group of brown coal deposits of the BB**

а) геологическая схема / geological diagram;  
 б) разрез / sequence

Отложения (рис. 7, б): 1 – четвертичные; 2 – неогеновые; 3 – палеогеновые; 4 – юрские; 5 – угольные пласты; 6 – граница буроугольного бассейна; 7 – разведочные скважины; 8 – угольные месторождения (1–4, рис. 7, а): 1 – Нижнеилийское; 2 – Балатопарское; 3 – Кертулеское; 4 – Орта-Баканасское.

Deposits (Fig. 7, b): 1 – Quaternary; 2 – Neogene; 3 – Paleogene; 4 – Jurassic; 5 – coal layers; 6 – boundary of the brown coal basin; 7 – exploratory wells; 8 – coal deposits (1–4, Fig. 7, a): 1 – Lower Ili; 2 – Balatopars; 3 – Kertulen; 4 – Ota-Bakanas

Перекрываются меловые отложения различными по возрасту палеогеновыми толщами или выходят на дневную поверхность. Стратиграфические подразделения датированы спорово-пыльцевым анализом и наземными органическими остатками (отпечатками растений, костями позвоночных, остракодами).

Меловые отложения распространены в Сырдарьинском, Шу-Сарысуйском, Балхашском, Илийском, Алакольском бассейнах (рис. 6, в). Преобладают аллювиальные и пролювиальные отложения, не содержащие органические остатки [12–18]. В Балхашском и Алакольском бассейнах меловые отложения представлены породами Сасыккольской свиты, датированными верхним мелом по находкам остракод. В Жонгарском районе породы верхнемелового возраста слагают небольшие по размеру участки, изолированные друг от друга. Они выделены в северо-восточной части Жонгарского Алатау в Колпаковской впадине, в Каройской впадине к северо-востоку от с. Лепсинск, на южных склонах хребта Тастау в урочище Бокай.

Кайнозойские отложения в ББ представлены тремя стратиграфическими единицами: палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами [1–3, 12].

Палеогеновые отложения залегают на палеозойском фундаменте с угловым несогласием и представлены всеми отделами – палеоценом, эоценом и олигоценом (рис. 7, табл. 1), в пределах ББ образуют две структурно-фациальные зоны – Западно-Балхашскую и Восточно-Балхашскую (Преджонгарскую и Лепсинскую впадины) [12, 14].

### Западно-Балхашская впадина

Нижний палеоцен представлен Кызылтагской свитой, нижняя толща которой сложена серыми гравелитами с глинисто-карбонатным цементом и песками мощностью 19 м. Верхняя толща представлена разноцветными глинами мощностью 22 м.

Верхний палеоцен – Джамантинская свита; нижняя толща сложена разнозернистыми кварц-полевошпатовыми песками с включениями гравийного материала мощностью 12 м. Верхняя толща – красными глинами с карбонатными конкрециями и окатышами известняков мощностью 54 м.

Нижний эоцен – Тункурузская свита мощностью 30 м – состоит из переслаивающихся разноцветных монтмориллонитовых глин, содержащих прослои серых кварцево-слюдистых песков.

Средний-верхний эоцен – Куркульдекская свита, в основании которой залегают коричневые глины с конкрециями известняков, выше – разноцветные алевролитистые глины, мощность – 84 м.

Нижний олигоцен, представленный толщей коричневатокрасных карбонатных глин, аргиллитов, содержит прослои белых глин и линзы кварц-полевошпатовых песков, мощность – 74 м.

Верхний олигоцен – Алакольская свита; нижняя толща сложена серыми песками с прослоями глин и линз гравия. В основании залегают кварцево-кремнистые гравелитистые песчаники. Возраст датирован по костным остаткам млекопитающих. Мощность отложений 15 м. Верхняя толща сложена светлыми глинами, содержащими прослой глинистого песка, мощностью 20 м.

### **Восточно-Балхашская впадина (Преджонгарская и Лепсинская впадины)**

В нижнем палеоцене, в нижней части разреза находятся красные алевитистые глины, содержащие редкие прослои серовато-зелёных глин. В верхней части залегают пестроцветные алевитистые глины. Выше залегают серые гравелиты с глинисто-карбонатным цементом. Мощность отложений 55 м.

Верхний палеоцен представлен толщей, состоящей из алевитистых глин и светло-коричневых гравелитов с карбонатно-кремнистым цементом. Мощность отложений 46 м.

Нижний эоцен сложен отложениями тункурузской свиты – разноцветные глины, в которых обнаружены остатки остракод. Мощность отложений 75 м. Средний эоцен – колпаковская свита – представлен пестроцветными глинами, содержащими карбонатные конкреции и гальку туфов, алевролитов и кварца. Мощность свиты 82 м.

Верхний эоцен – пестроцветные карбонатные глины с включениями (до 50%) галек, с прослойками и линзами галечников, гравия и песка, мощность – 25 м.

Верхний олигоцен – пестроцветные глины, гидрослюдистые, песчанистые с прослоями (до 1 м) глинистого песка и кварц-полевошпатового мелкозернистого песка. В основании гравийно-галечник с песчано-глинистым заполнителем. Возраст датирован по выделенному споро-пыльцевому комплексу. Мощность отложений 45 м.

Нижний олигоцен – аксуская свита; она сложена серовато-жёлтыми алевитистыми глинами, содержащими включения гравия с прослойками гравелистого песка (0,1–2 м). Возраст датирован по выделенному споро-пыльцевому комплексу. Суммарная мощность отложений 46 м.

В Балхаш-Алакольском районе неогеновые отложения вскрыты бурением при проведении геологоразведочных изысканий. По спорово-пыльцевым данным, по комплексам остракод и моллюсков они подразделены на следующие свиты: Хоргосскую, Илийскую, Тамарскую (ранее называлась Павлодарской), Актогайскую (Аральскую) и Алакольскую. В районе Северной Жонгарии Алакольская свита (олигоцен-миоценового возраста) представлена красными, коричневыми гипсоносными глинами с прослоями зелёно-серых глин, розовых глин, песков, песчаников. Мощность отложений достигает 80 м. Павлодарская свита вскрыта скважинами в Западно-Балхашской впадине и Преджонгарском прогибе,

представлена красновато-коричневыми алевитистыми глинами. Мощность отложений меняется от 18 до 100 м. Илийская свита в южной части ББ сложена разноцветной толщей глин и аргиллитами, содержащими прослой и линзы песков, гравелитов, конгломератов. В основании разреза развиты мергели, переходящие в пелитоморфные известняки. Мощность толщи меняется от 20 до 160 м. Хоргосская свита сохранилась во впадинах к западу от р. Сарканд, сложена серыми и бурыми гравелитами, конгломератами с железисто-карбонатным цементом с линзами и прослоями песчаников и аргиллитов. Мощность 12–30 м.

Четвертичные отложения распространены широко и залегают на отложениях хоргосской толщи, их мощность достигает 600 м. По литологическому составу выделяются различные типы отложений: аллювиальные, озёрные, золотые, а также элювиально-делювиальные и аллювиально-пролювиальные.

В нижнечетвертичных отложениях преобладают озёрные, аллювиальные и пролювиальные отложения, залегающие на разной глубине, а в более высоких слоях они перекрываются среднечетвертичными отложениями. В образованиях средне- и верхнечетвертичного возраста преобладают аллювиально-пролювиальные песчано-глинистые отложения.

### **Оценка проявления углеводородных ресурсов и обсуждение**

Геологическое развитие ББ связано со стабильными условиями погружения на протяжении всего позднего палеозоя-мезозоя [25–29]. Структура ББ сформировалась в результате активных постколлизийных позднепалеозойских – раннетриасовых, платформенных мезозойско-кайнозойских (до плицена) тектонических событий. Начиная с плицена, данная территория Центральной Евразии была вовлечена в активные эпиплатформенные горообразовательные процессы, связанные с коллизией Евразийской и Индостанской плит [27–29]. Именно в мезозойское и кайнозойское время на территории Южного Казахстана формируются и активно развиваются предгорные и межгорные впадины [29].

До последнего времени в ББ не производились специализированные работы по поиску УВС [3–7]. Поверхность верхнепалеозойских комплексов залегает на глубинах более 1 км. Осадочные отложения мезозоя и кайнозоя имеют слабую деформацию и несогласно перекрывают комплексы палеозоя. Поверхность несогласия установлена с помощью сейсмических исследований [4–7].

В нижнем течении р. Или разрабатывается Нижнеилийское бурогольное месторождение [30]. Юрские угленосные отложения включают угольные пласты, мощность которых достигает нескольких десятков метров. Выше по разрезу залегают песчано-гравийные, песчано-глинистые и песчаные породы палеогена и неогена с суммарной мощностью 300 м. В непосредственной близости расположены Балатопар-

ский и Орта-Баканасский буроугольные объекты. Сокращённая мощность и литологический состав мезозойско-кайнозойского чехла ограничивают перспективы открытия месторождений УВС. В связи с этим вопрос о перспективах нефтегазоносности палеозойского комплекса остается нерешённым.

На сегодняшний день существенных проявлений ресурсов УВ в пределах ББ не зафиксировано. В районе южного берега р. Или буровыми скважинами вскрыта эффузивно-осадочная толща пермского возраста. Комплекс пород включает вулканиты и песчаники, из которых в интервалах 2992–2997 и 2969–2971 м получены притоки дегазированной хлоридно-кальциевой воды с дебитом 32 м<sup>3</sup>/сут и газовым фактором 18 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В аркозовых и вулканомиктовых песчаниках нижней перми в интервалах 2861–2880 и 2842–2770 м обнаружены притоки вод с растворённым газом, содержащих 22,7% метана [4, 19].

В кайнозойских отложениях газопроявления зафиксированы в нескольких структурах Нижнеилийской группы буроугольных месторождений [4–7, 30]. В эоцен-олигоценовых отложениях обнаружен горизонт песчаников с газоносностью, достигающей 9%. Содержание углеводородных компонентов в пробах растворённого газа варьировалось от 12% до 19% [6, 7].

Изучение органического вещества в породах разного состава и возраста проводилось с использованием термических и рентгеноструктурных методов [29]. Ранее проведённые работы показали, что пермские отложения характеризуются сравнительно высокой насыщенностью органическим веществом [6, 7]. Так, в пермских алевролитах обнаружено присутствие битума в пределах 0,19–0,39%, тогда как в триасовых отложениях содержание битума не превышало 0,01%.

Мезозойская впадина ББ протяжённостью 225 км и шириной до 112 км охватывает площадь 25200 км<sup>2</sup> с объёмной плотностью ресурсов

12000 т/км<sup>2</sup> (с учётом допусков) [7, 9]. Региональными флюидоупорами выступают палеогеновые и миоценовые глины. В западной части бассейна нефтегазоматеринским комплексом может быть угленосная песчано-глинистая юрская толща, содержащая чередующиеся слои угля и битуминозных сланцев. Эта толща находится в термодинамически благоприятных условиях для преобразования органического вещества [6, 7, 9]. По данным бурения [4, 7, 30], юрские угли, достигающие мощности 16 м, прошли стадию катагенеза. В рассматриваемом регионе при отсутствии промышленных месторождений УВ прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности мезозойского комплекса может быть проведена с учётом категории прогнозных запасов.

### Закключение

Разработаны и составлены на качественно новой фактурной основе литолого-стратиграфические схемы ББ как основа для оценки его углеводородных ресурсов.

Вероятностная перспективность УВ в ББ оценивается как крайне низкая и определяется рядом факторов: (а) повышенной мощностью триасовых и нижнеюрских отложений, обогащённых органическим веществом, в которых выявлены угольные горизонты; (б) ступенчатым характером погружения кровли фундамента, что контролируется динамикой крупных разломов; (в) прогнозируемыми ловушками различного типа, которые могут являться резервуарами УВ в процессе их региональной миграции.

Выделены перспективные на нефть и газ комплексы и установлены их мощности. На основе литолого-стратиграфического анализа определены мощности и площади комплексов, а также содержание органического углерода, полученное с использованием термических, рентгеноструктурных и микроразондовых методов. Эти показатели являются ключевыми при оценке прогнозных ресурсов УВ.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Исследование выполнено в рамках Программы целевого финансирования №BR21882301 Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Коробкин В.В., Чагликов А.Е. – написание аннотации и всех разделов статьи, редактирование статьи, подготовка графических приложений; Тулемисова Ж.С. – составление корреляционных

### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** The study was conducted under the Targeted Funding Program No. BR21882301 of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Valeriy V. Korobkin, Akhan Ye. Chaklikov – writing the abstract and all sections of the article, editing, preparing graphic illustrations; Zhamal S. Tulemissova – compiling correlative lithological and stratigraphic sections, drafting the section 'Geological Structure', editing.

литолого-стратиграфических разрезов, написание раздела «Геологическое строение», редактирование статьи.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беспалов В.Ф. Геологическое строение Казахской ССР. Алма-Ата : Наука, 1971. 363 с.
2. Кошкин В.Я. Тектоническое положение Балхаш-Илийского герцинского вулканического пояса. Тектоника Урало-Монгольского складчатого пояса: Труды совещания / под ред. М.В. Муратова, А.А. Белова, Л.П. Зоненшайна, и др. Москва : Наука, 1974. С. 86–92.
3. Бежанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И., и др. Геологическое строение Казахстана: Пояснительная записка к карте масштаба 1:1000000. Алматы : Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2000. 396 с.
4. Даукеев С.Ж., Ужженов Б.С., Абдуллин А.А., и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: Нефть и газ. Т. 3. Алматы : Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2002. 248 с.
5. Даукеев С.Ж., Ужженов Б.С., Милетенко Н.В., и др. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинстатических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алматы : Научно-исследовательский институт природных ресурсов ЮГГЕО, 2002. 132 с.
6. Акчулаков У., Жолтаев Г., Исказиев К.О., и др. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан. Алматы : АО НК «КазМунайГаз», 2015. 97 с.
7. Акчулаков У.А., Жолтаев Г.Г., Куандыков Б.М., и др. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан. Астана : АО НК «КазМунайГаз», 2014. 97 с.
8. Korobkin V.V., Buslov M.M. Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozooids) // Russian Geology and Geophysics. 2011. Vol. 52, N 12. P. 1600–1618. doi: [10.1016/j.rgg.2011.11.011](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.11.011).
9. Коробкин В.В., Чапликов А.Е., Тулемисова Ж.С. Тектоническое районирование палеозойа Казахстана и его нефтегазоносных регионов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Том 4, №1. С. 39–49. doi: [10.54859/kjogi107854](https://doi.org/10.54859/kjogi107854).
10. Sengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S. Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia // Nature. 1993. Vol. 364. P. 299–307. doi: [10.1038/364299a0](https://doi.org/10.1038/364299a0).
11. stratigraphy.org [интернет]. The ICS International Chronostratigraphic Chart [дата обращения 15.02.2025]. Доступ по ссылке: [stratigraphy.org/chart/latest-version](https://stratigraphy.org/chart/latest-version).
12. Жолтаев Г.Ж., Никитина О.И., Жаймина В.Я., и др. Модернизация стратиграфических схем фанерозоя Казахстана на основе Международной хроностратиграфической шкалы – 2016– 2021. Алматы : ТОО «378», 2021. 139 с.
13. III Казахстанское межведомственное стратиграфическое совещание по докембрию и фанерозою Казахстана. Стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Казахстана (Пояснительная записка). Алма-Ата, 1996. 66 с.
14. III Казахстанское межведомственное стратиграфическое совещание по докембрию и фанерозою Казахстана. Стратиграфические схемы меловых и палеогеновых отложений Казахстана (Пояснительная записка). Алма-Ата, 1996. 105 с.
15. Аубекеров Б.Ж., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А., Попов В.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности мезозой-кайнозойских осадочных бассейнов Южного Казахстана // Известия НАН РК. Серия геологическая. 2010. №3. С. 131–140.
16. Дильмухамедова Н.Р., Жакупова Ш.А., Нигматова С.А., Чепчева А.З. К стратиграфии мезозоя-кайнозоя нефтегазоносного района Алакольской межгорной впадины (по палинологическим данным) // Известия НАН РК. Серия геологическая. 2007. №5. С. 65–70.
17. Бувалкин А.К., Жаймин М.И., Котова Л.И. Триас Восточного Казахстана. Алматы, 1999. 217 с.
18. Бувалкин А.К., Жаймин М.И., Котова Л.И. Стратиграфия юрских отложений Восточного Казахстана. Алма-Ата : Гылым, 1991. 176 с.
19. Ли А.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана. Алма-Ата : Наука КазССР, 1975. 220 с.
20. Буслов М.М. Тектоника и геодинамика Центрально-Азиатского складчатого пояса: роль позднепалеозойских крупноамплитудных сдвигов // Геология и геофизика. 2011. Том 52, №1. С. 66–90.
21. Xiao W.J., Windley B.F., Allen M.F., Han C.M. Paleozoic Multiple Accretionary and Collisional Tectonics of the Chinese Tianshan Orogenic Collage // Gondwana Research. 2013. Vol. 23, Issue 4. P. 1316–1341. doi: [10.1016/j.gr.2012.01.012](https://doi.org/10.1016/j.gr.2012.01.012).
22. Xiao W.J., Santosh M. The Western Central Asian Orogenic Belt: A Window to Accretionary Orogenesis and Continental Growth // Gondwana Research. 2014. Vol. 25, Issue 4. P. 1429–1444. doi: [10.1016/j.gr.2014.01.008](https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.01.008).
23. Zong R., Fan R., Gong Y. Advances in the Research on Carboniferous Deep-Water Marine Deposits in Western Junggar, Northwestern China // Geological Journal. 2015. Vol. 50. P. 111–121. doi: [10.1002/gj.2532](https://doi.org/10.1002/gj.2532).
24. Korobkin V., Samatov I., Chalikov A., Tulemisova Z. Peculiarities of Dynamics of Hypergenic Mineral Transformation of Nickel Weathering Crusts of Ultramafic Rocks of the Kempirsay Group of Deposits in Western Kazakhstan // Minerals. 2022. Vol. 12, N 5. doi: [10.3390/min12050650](https://doi.org/10.3390/min12050650).
25. Hendrix M.S., Brassell S.C., Carroll A.R., Graham S.A. Sedimentology, Organic Geochemistry, and Petroleum Potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China // AAPG Bulletin. 1995. Vol. 79, N 7. P. 929–959.
26. He D., Chen X., Kuang J., et al. Distribution of Carboniferous Source Rocks and Petroleum Systems in the Junggar Basin // Petroleum Exploration and Development. 2010. Vol. 37, N 4. P. 397–408. doi: [10.1016/S1876-3804\(10\)60041-9](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60041-9).
27. Buslov M.M., Cai K. Tectonics and Geodynamics of the Altai-Junggar Orogen in the Vendian-Paleozoic: Implications for the Continental Evolution and Growth of the Central Asian Fold Belt // Geodynamics & Tectonophysics. 2017. Vol. 8, N 3. P. 421–427. doi: [10.5800/GT-2017-8-3-0252](https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-3-0252).
28. Brunet M., Sobel E.R., McCann T. Geological evolution of Central Asian basins and the western Tien Shan range // Geological Society of London, Special Publications. 2020. Vol. 427. P. 1–17. doi: [10.1144/SP427.17](https://doi.org/10.1144/SP427.17).
29. Коробкин В.В., Тулемисова Ж.С. Глубинное строение и геодинамические условия формирования осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысайского, Прибалхашского, Илийского) // Геология и охрана недр. 2018. № 3 (68). С. 24–34.
30. Азизов Т.М., Власов В.И. Бассейны и месторождения углей и горючих сланцев Казахстана. Алматы, 1997. 113 с.

## REFERENCES

1. Bepalov VF. *Geologicheskoye stroenie Kazakhskoy SSR*. Alma-Ata: Nauka; 1971. 363 p. (In Russ).
2. Koshkin VY. Tektonicheskoye polozheniye Balhash-Ilyinskogo gertsinskogo vulkanicheskogo poyasa. *Tektonika Uralo-Mongolskogo skladchatogo poyasa: Trudy soveshchaniya*. Muratov MV, Belova AA, Zonenshein LP, et al., editors. Moscow: Nauka; 1974. P. 86–92. (In Russ).
3. Bekzhanov GR, Koshkin VY, Nikitchenko II, et al. Geologicheskoye stroeniye Kazakhstana: *Poyasnitelnaya zapiska k karte masshtaba 1:1000000*. Almaty: Akademiya mineralnykh resursov Respubliki Kazakhstan; 2000. 396 p. (In Russ).
4. Daukeev SZ, Uzhkenov BS, Abdulin AA, et al. *Glubinnoye stroeniye i mineralnye resursy Kazakhstana: Neft i gaz*. T. 3. Almaty: Information and Analytical Center of Geology and Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan; 2002. 248 p. (In Russ).
5. Daukeev SZ, Uzhkenov BS, Miletenko NV, et al. *Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinspasticheskikh i geoeologicheskikh kart Tsentralnoy Yevrazii*. Almaty: Nauchno-issledovatel'skiy institut prirodnnykh resursov JUGGEO; 2002. 132 p. (In Russ).
6. Akchulakov U, Zholtaev G, Iskaziev KO, et al. *Atlas neftegazonosnykh i perspektivnykh osadochnykh basseynov Respubliki Kazkahstan*. Almaty: JSC NC "KazMunayGas"; 2015. 97 p. (In Russ).
7. Akchulakov U, Zholtaev G, Kuandykov BM, et al. *Atlas neftegazonosnykh i perspektivnykh osadochnykh basseynov Respubliki Kazkahstan*. Astana: JSC NC "KazMunayGas"; 2014. 97 p. (In Russ).
8. Korobkin VV, Buslov MM. Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozooids). *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(12):1600–1618. doi: [10.1016/j.rgg.2011.11.011](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.11.011).
9. Korobkin VV, Chaklikov AY, Tulemissova ZS. Tectonic zoning of paleozooids of Kazakhstan and its oil and gas-bearing regions. *Kazakhstan journal for oil&gas industry*. 2022;4(1): 39–49. doi: [10.54859/kjogi107854](https://doi.org/10.54859/kjogi107854).
10. Sengör AMC, Natalin BA, Burtman VS. Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature*. 1993;364:299–307. doi: [10.1038/364299a0](https://doi.org/10.1038/364299a0).
11. stratigraphy.org [Internet]. The ICS International Chronostratigraphic Chart [cited 2025 Feb 15]. Available from: [stratigraphy.org/chart#latest-version](https://stratigraphy.org/chart#latest-version).
12. Zholtaev GZ, Nikitina OI, Zhaimina VY, et al. *Modernization of the Phanerozoic Stratigraphic Schemes of Kazakhstan Based on the International Chronostratigraphic Scale – 2016–2021*. Almaty: "378" LPP; 2021. 139 p. (In Russ).
13. III Kazakhstanskoye mezhdvoststvennoye stratigraficheskoye soveshchaniye po dokembriyu i fanerozoym Kazakhstana. Stratigraficheskoye skhemy triasovykh i yurskikh otlozheniy Kazakhstana (Poyasnitelnaya zapiska). Alma-Ata; 1996. 66 p. (In Russ).
14. III Kazakhstanskoye mezhdvoststvennoye stratigraficheskoye soveshchaniye po dokembriyu i fanerozoym Kazakhstana. Stratigraficheskoye skhemy melovykh i paleogenovykh otlozheniy Kazakhstana (Poyasnitelnaya zapiska). Alma-Ata; 1996. 105 p. (In Russ).
15. Aubekov BZ, Tsirelson BS, Bykadorov VA, Popov VA. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti mezozoy-kajnozoyiskikh osadochnykh basseynov Juzhnogo Kazakhstana. *News of NAS RK. Series of Geology and Technical Sciences*. 2010;3:131–140. (In Russ).
16. Dilmukhamedova NR, Zhakupova SA, Nigmatova SA, Chepcheva AZ. K stratigrafii mezozoya-kajnozoya neftegazonosnogo rajona Alakolskoy mezhgornoy vpadiny (po palinologicheskim dannym). *News of NAS RK. Series of Geology and Technical Sciences*. 2007;5:65–70. (In Russ).
17. Buvalkin AK, Zhaymin MI, Kotova LI. *Trias Vostochnogo Kazakhstana*. Almaty; 1999. 217 p. (In Russ).
18. Buvalkin AK, Zhaymin MI, Kotova LI. *Stratigrafiya yurskikh otlozheniy Vostochnogo Kazakhstana*. Alma-Ata: Gyl'm; 1991. 176 p. (In Russ).
19. Li AB. *Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti Yuzhnogo Kazakhstana*. Alma-Ata: Nauka KazSSR; 1975. 220 p. (In Russ).
20. Buslov MM. Tektonika i geodinamika Tsentralno-Aziatskogo skladchatogo poyasa: rol pozdnepaleozoyskikh krupnoamplitudnykh sdvigo. *Geology&Geophysics*. 2011;52(1):66–90.
21. Xiao WJ, Windley BF, Allen MF, Han CM. Paleozoic Multiple Accretionary and Collisional Tectonics of the Chinese Tianshan Orogenic Collage. *Gondwana Research*. 2013;23(4):1316–1341. in Russ doi: [10.1016/j.gr.2012.01.012](https://doi.org/10.1016/j.gr.2012.01.012).
22. Xiao WJ, Santosh M. The Western Central Asian Orogenic Belt: A Window to Accretionary Orogenesis and Continental Growth. *Gondwana Research*. 2014;25(4):1429–1444. doi: [10.1016/j.gr.2014.01.008](https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.01.008).
23. Zong R, Fan R, Gong Y. Advances in the Research on Carboniferous Deep-Water Marine Deposits in Western Junggar, Northwestern China. *Geological Journal*. 2015;50:111–121. doi: [10.1002/gj.2532](https://doi.org/10.1002/gj.2532).
24. Korobkin V, Samatov I, Chaklikov A, Tulemissova Z. Peculiarities of Dynamics of Hypergenic Mineral Transformation of Nickel Weathering Crusts of Ultramafic Rocks of the Kempirsay Group of Deposits in Western Kazakhstan. *Minerals*. 2022;12(5):650. doi: [10.3390/min12050650](https://doi.org/10.3390/min12050650).
25. Hendrix MS, Brassell SC, Carroll AR, Graham SA. Sedimentology, Organic Geochemistry, and Petroleum Potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China. *AAPG Bulletin*. 1995;79(7):929–959.
26. He D, Chen X, Kuang J, et al. Distribution of Carboniferous Source Rocks and Petroleum Systems in the Junggar Basin. *Petroleum Exploration and Development*. 2010;37(4):397–408. doi: [10.1016/S1876-3804\(10\)60041-9](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60041-9).
27. Buslov MM, Cai K. Tectonics and Geodynamics of the Altai-Junggar Orogen in the Vendian-Paleozoic: Implications for the Continental Evolution and Growth of the Central Asian Fold Belt. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2017;8(3):421–427. doi: [10.5800/GT-2017-8-3-0252](https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-3-0252).
28. Brunet M, Sobel ER, McCann T. Geological evolution of Central Asian basins and the western Tien Shan range. *Geological Society of London, Special Publications*. 2020;427:1–17. doi: [10.1144/SP427.17](https://doi.org/10.1144/SP427.17).
29. Korobkin VV, Tulemissova ZS. The deep structure and geodynamical conditions of formation of the Shu-Sarysu, Pre-Balkhash, Ili sedimentary basins. *Geology and bowels of the earth*. 2018;3(68):24–34.
30. Azizov TM, Vlasov VI. *Basseyiny i mestorozhdeniya ugley i goryuchikh slantsev Kazakhstana*. Almaty; 1997. 113 p. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Коробкин Валерий Васильевич**

PhD, профессор

ORCID [0000-0002-1562-759X](#)e-mail: [korobkin\\_vv@mail.ru](mailto:korobkin_vv@mail.ru).**\*Чакликов Ахан Едигеулы**

PhD

ORCID [0000-0001-8316-6599](#)e-mail: [a96chaklikov@gmail.com](mailto:a96chaklikov@gmail.com).**Тулемисова Жамал Сериковна**

PhD, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1803-4535](#)e-mail: [ztulemissova@gmail.com](mailto:ztulemissova@gmail.com).**AUTHORS' INFO****Valeriy V. Korobkin**

PhD, professor

ORCID [0000-0002-1562-759X](#)e-mail: [korobkin\\_vv@mail.ru](mailto:korobkin_vv@mail.ru).**\*Akhan Ye. Chaklikov**

PhD

ORCID [0000-0001-8316-6599](#)e-mail: [a96chaklikov@gmail.com](mailto:a96chaklikov@gmail.com).**Zhamal S. Tulemissova**

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0003-1803-4535](#)e-mail: [ztulemissova@gmail.com](mailto:ztulemissova@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Получена: 23.04.2025.

Одобрена: 26.08.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Оптимизация закачки газа в карбонатные пласты с высоким давлением: подход к контролю забойного и устьевого давлений для недопущения автогидроразрыва пласта

Б.К. Хасанов, А.М. Степанчук, А.Т. Жолдыбаева

Кашаган Б.В., г. Астана, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Смешивающееся вытеснение нефти газом в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением играет ключевую роль в увеличении нефтеотдачи и поддержании пластового давления. Управление забойным и устьевым давлением представляет собой значительную задачу из-за необходимости максимизации объёма закачки и риска автогидроразрыва пласта при высоких давлениях закачки. Существующие стратегии часто полагаются на регулирование устьевого давления и объёма закачки как на основные инструменты управления скважиной.

**Цель.** Анализ оптимизированной стратегии управления закачкой газа путём точного регулирования работы скважины для предотвращения автогидроразрыва пласта, максимизация эффективности закачки газа.

**Материалы и методы.** В работе используются методы сбора и анализа производственных и геологических данных, эмпирические модели прогнозирования, а также методы статистического анализа для повышения точности и надёжности прогнозов. Данный подход задействует современные алгоритмы и технологии для обработки большого объёма данных, что позволяет формировать более точные и обоснованные прогнозы основных производственных показателей разработки месторождения.

**Результаты.** Результаты анализа показали, что оптимизация закачки газа возможна за счёт снижения пластового давления при одновременном увеличении устьевого давления, что позволяет поддерживать стабильное забойное давление из-за увеличения потерь давления на трение в стволе насосно-компрессорных труб. Управление устьевым давлением и расходом газа позволяет эксплуатировать скважину при постоянном забойном давлении. В настоящее время предельное забойное давление определено для скважин, а допустимое устьевое давление ограничено и, согласно ранее проведённым испытаниям, может быть увеличено. Это позволит повысить объём закачиваемого газа, что, в свою очередь, будет способствовать увеличению добычи нефти. При этом подтверждено, что забойное давление останется в пределах допустимого значения и будет строго контролироваться прямыми замерами глубинных манометров.

**Заключение.** В исследовании проанализирован оптимизированный подход к управлению закачкой газа, включающий мониторинг давления в режиме реального времени, узловой анализ скважина-пласт, динамическое регулирование устьевого давления и регулирования расхода газа. Результаты подчеркивают важность учета нелинейных потерь давления при проектировании безопасных и эффективных стратегий закачки, что позволяет предотвратить автогидроразрыв пласта и обеспечить долгосрочную целостность коллектора.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, высокое пластовое давление, PROSPER, узловой анализ, статистика, устьевое давление закачки, забойное давление, оптимизация.

## Как цитировать:

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева А.Т. Оптимизация закачки газа в карбонатные пласты с высоким давлением: подход к контролю забойного и устьевого давлений для контроля недопущения автогидроразрыва пласта // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 22–31.

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Received: 23.04.2025.

Accepted: 26.08.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Optimizing Gas Injection in High-Pressure Carbonate Reservoirs: Controlling Bottomhole and Tubing Head Pressures to Avoid Formation Fracturing

**Bakhytzhan K. Khassanov, Artem M. Stepanchuk, Assel T. Zholdybayeva**

*Kashagan B. V., Astana, Kazakhstan*

## ABSTRACT

**Background:** In high-pressure carbonate reservoirs, miscible gas injection is a key method for enhancing oil recovery and maintaining reservoir pressure. The main challenge lies in controlling bottomhole pressure (BHP) and tubing head pressure (THP) while maximizing injection volumes and preventing formation fracturing. Current strategies typically rely on THP regulation and injection rates as the primary means of well control.

**Aim:** This study aims to analyze an optimized gas injection strategy based on precise well control to prevent formation fracturing and improve injection efficiency.

**Materials and methods:** The study uses production and geological data analysis, empirical forecasting models, and statistical techniques to enhance the accuracy and reliability of predictions. Modern algorithms and data-processing technologies are applied to handle large datasets, allowing for more accurate and consistent forecasts of key field development indicators.

**Results:** The results indicate that gas injection can be optimized by lowering reservoir pressure and increasing tubing head pressure (THP). This stabilizes bottomhole pressure (BHP) because of increased frictional losses in the tubing string. Controlling THP and gas rates allows stable BHP operation. Currently, maximum BHP limits have been established for the wells, while allowable THP is restricted but can be increased based on previous test results. An increase in THP would enable higher gas injection volumes, leading to improved oil recovery. BHP remained within safe limits and was monitored directly with downhole pressure gauges.

**Conclusion:** This study presents an optimized approach to gas injection management, based on real-time pressure monitoring, well–reservoir nodal analysis, dynamic control of tubing head pressure (THP), and regulation of gas flow rates. The results emphasize the need to consider nonlinear pressure losses when designing safe and efficient injection strategies. Considering these effects helps prevent formation fracturing and ensures long-term reservoir integrity.

**Keywords:** carbonate reservoir; high-pressure carbonate reservoir; PROSPER; nodal analysis; statistical analysis; tubing head pressure (THP); bottomhole pressure (BHP); optimization.

## To cite this article:

Khassanov BK, Stepanchuk AM, Zholdybayeva AT. Optimizing Gas Injection in High-Pressure Carbonate Reservoirs: Controlling Bottom Hole and Tubing Head Pressures to Avoid Formation Fracturing. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):22–31. DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

ӨОЖ 622.276  
ГТАХР 52.47.00

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866)

Қабылданды: 23.04.2025.

Мақұлданды: 26.08.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Жоғары қысымды карбонатты қабаттарға газ айдауды оңтайландыру: қабатты автоматты түрде сумен жаруды болдырмау үшін кенжар және сағалық қысымды бақылау тәсілі

Б.К. Хасанов, А.М. Степанчук, Ә.Т. Жолдыбаева

Қашаған Б.В., Астана қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Жоғары қысымды карбонатты коллекторлардағы мұнайдың газбен араласуы мұнай шығаруды арттыруда және қабат қысымын сақтауда шешуші рөл атқарады. Кенжар мен сағалық қысымды басқару айдау көлемін ұлғайту қажеттілігіне және жоғары айдау қысымындағы қабатты автоматты түрде сумен жару қаупіне байланысты маңызды міндет болып табылады. Қолданыстағы стратегиялар көбінесе ұңғыманы басқарудың негізгі құралдары ретінде сағалық қысым мен айдау көлемін реттеуге сүйенеді.

**Мақсаты.** Қабатты автоматты түрде сумен жарудың алдын алу үшін ұңғыманың жұмысын дәл реттеу арқылы газ айдауды басқарудың оңтайландырылған стратегиясын талдау, газ айдау тиімділігін арттыру.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыста өндірістік және геологиялық деректерді жинау және талдау әдістері, болжаудың эмпирикалық модельдері және болжамдардың дәлдігі мен сенімділігін арттыру үшін статистикалық талдау әдістері қолданылады. Бұл тәсіл деректердің үлкен көлемін өңдеу үшін заманауи алгоритмдер мен технологияларды қолданады, бұл кен орнын игерудің негізгі өндірістік көрсеткіштерінің дәлірек және негізделген болжамдарын қалыптастыруға мүмкіндік береді.

**Нәтижелері.** Талдау нәтижелері газ айдауды оңтайландыру сағалық қысымды жоғарылату кезінде қабат қысымын төмендету арқылы мүмкін болатынын көрсетті, бұл сорғы-компрессорлық құбырлардың оқпанындағы үйкеліс қысымының жоғалуына байланысты тұрақты кенжар қысымын сақтауға мүмкіндік береді. Сағалық қысым мен газ шығынын басқару ұңғыманы тұрақты қысыммен басқаруға мүмкіндік береді. Қазіргі уақытта ұңғымалар үшін шекті кенжар қысымы анықталды, ал рұқсат етілген сағалық қысым шектеулі және бұрын жүргізілген сынақтарға сәйкес ұлғайтылуы мүмкін. Бұл айдалатын газ көлемін ұлғайтуға мүмкіндік береді, бұл өз кезегінде мұнай өндіруді ұлғайтуға ықпал етеді. Бұл ретте кенжар қысымы рұқсат етілген мән шегінде қалатыны және тереңдік манометрлерінің тікелей өлшеулерімен қатаң бақыланатыны расталды.

**Қорытынды.** Зерттеу нақты уақыттағы қысымды бақылауды, ұңғыма-қабат түйінін талдауды, сағалық қысымды динамикалық реттеуді және газ шығынын реттеуді қамтитын газ айдауды басқарудың оңтайландырылған тәсілін талдады. Нәтижелер қауіпсіз және тиімді айдау стратегияларын жобалау кезінде сызықтық емес қысымның жоғалуын есепке алудың маңыздылығын көрсетеді, бұл автоматты түрде сумен жарудың алдын алуға және коллектордың ұзақ мерзімді тұтастығын қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

**Негізгі сөздер:** карбонатты коллектор, жоғары қабат қысымы, PROSPER, түйінді талдау, статистика, сорғының сағалық қысымы, ұңғыма түбінің қысымы, оңтайландыру.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Хасанов Б.К., Степанчук А.М., Жолдыбаева Ә.Т. Жоғары қысымды карбонатты қабаттарға газ айдауды оңтайландыру: қабатты автоматты түрде сумен жаруды болдырмау үшін кенжар және сағалық қысымды бақылау тәсілі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 22–31 б.

DOI: [10.54859/kjogi108866](https://doi.org/10.54859/kjogi108866).

## Введение

Смешивающееся вытеснение нефти газом является одной из наиболее эффективных технологий увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением. Данный метод способствует поддержанию давления в пласте (далее – ППД), улучшению вытеснения нефти и увеличению охвата залежи вытесняющим агентом [1]. Однако успешное применение технологии требует точного контроля параметров закачки, поскольку чрезмерное давление может привести к автогидроразрыву пласта, снижению эффективности вытеснения нефти и потере контроля над разработкой месторождения [2, 3].

Карбонатные пласты характеризуются сложной геологической структурой, высокой неоднородностью, наличием естественных трещин и чувствительностью проницаемости к изменению давления. Эти факторы усложняют процесс управления закачкой газа и требуют детального анализа взаимодействия забойного (далее – ВНР, от *англ.* Bottom Hole Pressure) и устьевого (далее – ТНР, от *англ.* Tubing Head Pressure) давления. Традиционно регулирование закачки осуществляется за счёт контроля ТНР, однако значительные потери давления в стволе скважины ограничивают возможность точного управления ВНР [4].

В данном исследовании представлен подход к оптимизации закачки газа, основанный на анализе полевых данных, моделировании с использованием программного обеспечения (далее – ПО) PROSPER и изучении производительности скважин. Основное внимание уделяется выявлению оптимального диапазона давлений, который обеспечивает эффективное управление процессом закачки без риска нарушения целостности пласта. Полученные результаты могут быть использованы для разработки стратегий повышения нефтеотдачи при эксплуатации карбонатных месторождений с высоким пластовым давлением.

## Анализ полевых данных

### Важность контроля ВНР и ТНР

Контроль ВНР играет критически важную роль в предотвращении превышения давления автогидроразрыва пласта, что позволяет избежать нежелательной стимуляции коллектора и разрушения целостности покрышки коллектора. Регулирование ТНР, в свою очередь, используется для управления условиями потока в стволе скважины. Однако его влияние на ВНР зачастую ограничено из-за потерь давления, возникающих по мере движения газа по стволу скважины. Эти потери могут быть вызваны гидравлическим трением потока газа в насосно-компрессорных трубах (далее – НКТ), который находится в сверхкритическом состоянии (близком к жидкости), что формирует нелинейную зависимость между ВНР и ТНР. В результате увеличение ТНР не всег-

да приводит к пропорциональному росту ВНР, что требует комплексного подхода к управлению параметрами закачки [5].

### Предыдущие исследования в области регулирования ВНР и ТНР

В научной литературе рассмотрены различные аспекты управления закачкой газа в карбонатные коллекторы с акцентом на регулирование ВНР. Так, Holmes, et al. [6] была предложена многосегментная модель скважины для оценки взаимодействия ВНР и ТНР в сложных геологических условиях. Исследование показало, что регулирование ТНР само по себе не всегда приводит к эффективному увеличению ВНР из-за потерь давления в стволе скважины.

Исследование Semenov, et al. [7], посвящённое моделированию закачки газа в карбонатные коллекторы оффшорных месторождений Абу-Даби, выявило критические значения давления закачки, превышение которых приводило к прорыву газа в добывающие скважины.

В работе Peng, et al. [8] использовано многокомпонентное моделирование потока для оценки влияния ТНР на стабилизацию ВНР. Результаты показали, что стабильность ВНР зависит от диаметра труб, мониторинга в реальном времени и других факторов.

В исследовании Schreiber, et al. [9] изучена динамика закачки газа по технологии водогазового воздействия при контролируемых условиях ВНР. Авторы предложили алгоритмы динамического управления, позволяющие оптимизировать скорость закачки газа и повысить стабильность работы скважины.

В работе Congge, et al. [10] проанализированы стратегии закачки кислых газов в карбонатные пласты. Исследование показало, что при высоких скоростях закачки регулирование ТНР становится неэффективным для управления ВНР из-за увеличивающихся потерь давления.

Однако, несмотря на существующие достижения, большинство стратегий закачки газа продолжает опираться на регулирование ТНР, не учитывая в полной мере потери давления на трение, гидростатические эффекты и сопротивление НКТ. В рамках данного исследования решаются следующие задачи:

- оценка влияния ТНР на ВНР с использованием полевых данных и моделирования в ПО PROSPER;
- определение нелинейных закономерностей потерь давления, влияющих на стабилизацию ВНР;
- разработка оптимизированного диапазона закачки, который учитывает баланс между регулированием ТНР, объёмами закачки и механизмами контроля потерь давления.

Таким образом, представленная работа вносит вклад в разработку эффективных стратегий управления закачкой газа в карбонатных коллекторах с высоким давлением, а также обеспечивает основу для дальнейших исследований

в области оптимизации эксплуатационных режимов скважин.

Обзор изучаемого объекта

В рамках исследования зависимости ВНР и ТНР нагнетательных скважин были собраны и проанализированы полевые данные одного из уникальных месторождений Казахстана, которое является карбонатным трещиноватым коллектором с высоким пластовым давлением. Анализ проводился на участке, где эксплуатация ведётся с применением обратной закачки добываемого попутного газа в пласт для ППД.

В анализе использованы данные четырёх скважин, где были установлены датчики ВНР, что позволяет в реальном времени отслеживать динамику изменения ВНР. На рис. 1 представлена диаграмма одной из нагнетательных скважин анализируемого объекта.

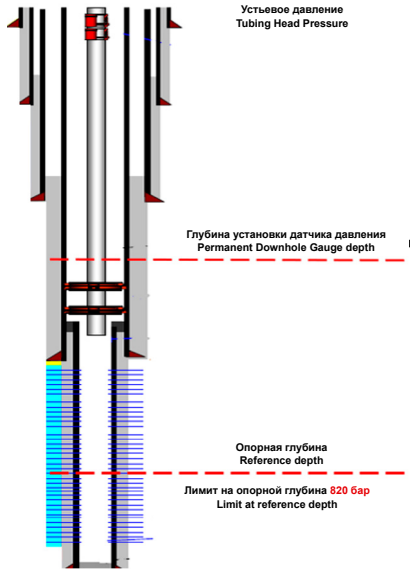


Рисунок 1. Диаграмма нагнетательной скважины  
Figure 1. Injection well diagram

Глубина установки датчика ВНР составляет 3600 mTVD, а опорная глубина – 4300 mTVD. Установленный лимит давления на данной глубине составляет 820 бар (795 бар на глубине установки манометра). Плотность закачиваемого газа в сверхкритическом состоянии составляет 0,52 уд. веса, что оказывает влияние на перераспределение давления в стволе скважины [11, 12].

На рис. 2 представлена зависимость между объемом закачки газа и ВНР относительно ТНР за трёхлетний период.

Основные наблюдения:

1. Рост ТНР приводит к увеличению приемистости скважины, что позволяет наращивать объем закачки газа.
2. ВНР достигает максимального значения 820 бар, после чего его рост прекращается, не-

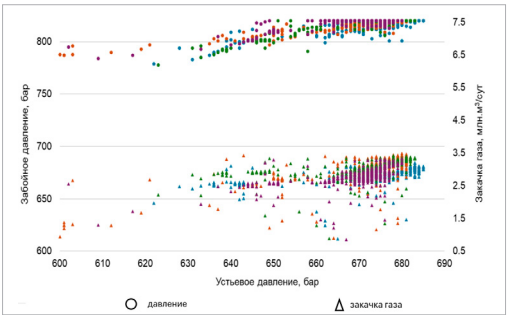


Рисунок 2. Зависимость объема закачки газа и ВНР от ТНР

Figure 2. Gas injection rate and BHP vs. THP

смотря на дальнейшее повышение приемистости.

3. Константа ВНР при максимальной приемистости связана с потерями на трение и дополнительными потерями в стволе скважины.

Таким образом, эффективное управление давлением закачки в нагнетательных скважинах требует учёта не только ТНР, но и динамики потерь на трение, особенно при увеличенных скоростях движения газа.

Материалы и методы

Теоретическая основа контроля ВНР-ТНР

В газонагнетательных скважинах зависимость между ВНР и ТНР описывается следующим уравнением (1) [14, 15]:

$$P_{тр} = BHP - THP - P_h - P_{сопр}, \quad (1)$$

где  $P_{тр}$  – потери давления на трение, бар;  $P_h$  – гидростатическое давление столба жидкости, бар;  $P_{сопр}$  – дополнительное сопротивление, бар.

Уравнение (1) показывает, что ВНР зависит не только от ТНР. Хотя ТНР может быть напрямую отрегулировано на поверхности и служит основным параметром управления, его влияние на ВНР может снижаться из-за механизмов потери энергии, таких как трение и гидростатические эффекты.

Гидростатическое давление ( $P_h$ ) предсказуемо и варьируется в зависимости от глубины и плотности жидкости или газа.

Потери давления на трение ( $P_{тр}$ ) требуют особого контроля, т.к. они возрастают с увеличением скорости потока газа и могут нарушить прямую зависимость между ТНР и ВНР.

Одним из наиболее значимых факторов, влияющих на эффективность закачки газа, являются потери давления на трение в системе ствола скважины. Эти потери рассчитываются согласно уравнению Дарси-Вейсбаха для закачки газа в сверхкритическом состоянии (2) [16]:

$$P_{тр} = \lambda \frac{L}{d} \times \frac{v^2}{2} \times \rho_f, \quad (2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент трения, который зависит от шероховатости поверхности труб и характера потока (ламинарный или турбулентный; чем выше коэффициент трения, тем больше потери давления в системе);  $L$  – длина трубопровода, напрямую влияющая на общее сопротивление потоку газа (чем больше длина скважины, тем выше потери давления), м;  $d$  – эквивалентный диаметр трубы или канала потока (увеличение диаметра труб обычно снижает потери давления, но может быть ограничено конструктивными особенностями скважины), м;  $v$  – линейная скорость потока газа (при увеличении скорости потери давления возрастают экспоненциально ввиду турбулентности), м/с;  $\rho_f$  – плотность жидкости, влияющая на общее падение давления, т.к. более плотные жидкости создают большее гидростатическое сопротивление, кг/м<sup>3</sup>.

Таким образом, исходя из уравнения Дарси-Вейсбаха (2) следует, что потери давления на трение зависят от скорости и расхода газа или жидкости (3):

$$P_{\text{тр}} \approx Q^2, \quad (3)$$

где  $Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Потери давления на трение имеют нелинейную зависимость от скорости потока. Это

означает, что при увеличении расхода газа потери давления возрастут непропорционально больше [11, 17].

При низких скоростях закачки влияние потерь на трение минимально, и увеличение ТНР напрямую приводит к росту ВНР. При высоких скоростях потери на трение доминируют, создавая эффект плато, когда дальнейшее увеличение ТНР может не привести к значительному росту ВНР.

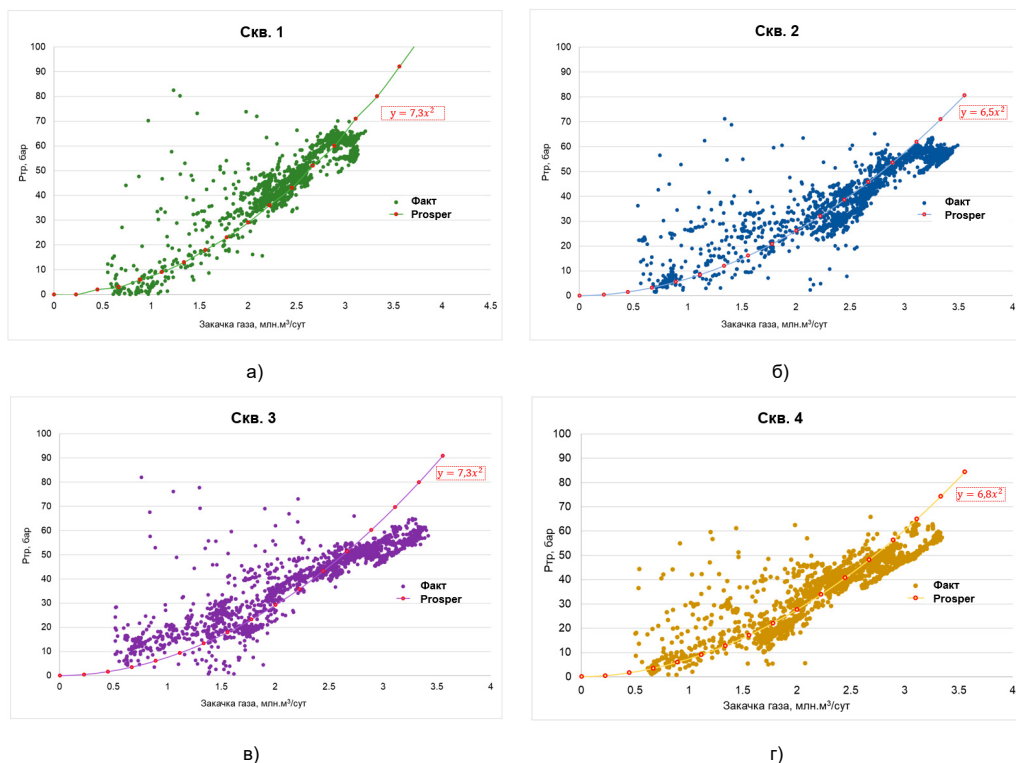
На практике для эффективного управления закачкой газа требуется:

- мониторинг ВНР в режиме реального времени с использованием глубинных датчиков замера давления;

- адаптивное управление ТНР (включая замер в режиме реального времени) на основе динамического моделирования условий скважины с использованием специализированных программных комплексов (например, ПО PROSPER);

- прогнозное моделирование, позволяющее предсказать влияние изменений скорости закачки газа на распределение давления по стволу скважины.

Понимание и применение этих теоретических принципов позволяет обеспечить более стабильную и эффективную закачку газа при минимизации риска превышения предела давления автогидроразрыва в условиях карбонатных пластов с высоким давлением.



**Рисунок 3. Потери давления на трение в зависимости от закачки газа**  
**Figure 3. Frictional pressure losses vs. gas injection rate**

а) скв. 1 / Well No. 1; б) скв. 2 / Well No. 2; в) скв. 3 / Well No. 3; г) скв. 4 / Well No. 4

Рассчитать потери давления можно как аналитическим методом, так и с помощью специализированного ПО PROSPER.

Результаты моделирования в PROSPER

В ПО PROSPER для нагнетательных скважин были рассчитаны потери давления на трение. Анализ зависимости давления от объёма закачки газа показывает, что с увеличением объёмов закачки наблюдается рост потерь давления на трение согласно квадратичной зависимости от расхода закачиваемого газа (рис. 3).

Данные, полученные в ПО PROSPER, хорошо согласуются с фактическими измерениями, особенно при низких и средних значениях расхода газа. В области высоких расходов газа отклонения увеличиваются, что может быть связано с неучтёнными факторами, такими как турбулентный режим течения или влияние дополнительных сопротивлений в системе. Квадратичная зависимость подтверждает, что доминирующим механизмом потерь давления является трение в НКТ.

На основании моделирования, проведённого с использованием ПО PROSPER, рассчитаны значения ВНР в зависимости от расхода газа при двух значениях ТНР (665 и 685 бар) на примере одной из скважин изучаемого объекта. Представленные данные показаны в табл. 1 и на рис. 4.

Таблица 1. Результаты ПО PROSPER на примере одной скважины  
Table 1. PROSPER results for a single well

| Расход газа,<br>млн м³<br><br>Gas injection rate,<br>mln m³ | Давление, бар<br>Pressure, bar |             |                 |                | На глубине манометра ВНР, бар, при:<br>BHP at gauge depth, bar, at |             | Лимит ВНР<br>BHP limit | На опорной глубине ВНР, бар, при:<br>BHP at reference depth, bar, at: |             | Лимит ВНР<br>BHP limit |    |
|-------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------|-----------------|----------------|--------------------------------------------------------------------|-------------|------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-------------|------------------------|----|
|                                                             | THR 685 бар                    | THR 665 бар | P <sub>тр</sub> | P <sub>h</sub> | THR 685 бар                                                        | THR 665 бар |                        | THR 685 бар                                                           | THR 665 бар |                        |    |
|                                                             |                                |             |                 |                |                                                                    |             |                        |                                                                       |             |                        |    |
| 1                                                           | 2                              | 3           | 4               | 5              | 6=2+4+5                                                            |             | 7=3+4+5                | 8                                                                     | 9           | 10                     | 11 |
| 0,00                                                        | 685                            | 665         | 0               | 188            | 873                                                                | 853         | 795                    | 898,7                                                                 | 878,7       | 820,7                  |    |
| 0,23                                                        | 685                            | 665         | 0               | 187            | 872                                                                | 852         | 795                    | 897,7                                                                 | 877,7       | 820,7                  |    |
| 0,45                                                        | 685                            | 665         | -2              | 187            | 871                                                                | 851         | 795                    | 896,7                                                                 | 876,7       | 820,7                  |    |
| 0,67                                                        | 685                            | 665         | -3              | 187            | 868                                                                | 848         | 795                    | 893,7                                                                 | 873,7       | 820,7                  |    |
| 0,89                                                        | 685                            | 665         | -6              | 188            | 867                                                                | 847         | 795                    | 892,7                                                                 | 872,7       | 820,7                  |    |
| 1,11                                                        | 685                            | 665         | -9              | 188            | 863                                                                | 843         | 795                    | 888,7                                                                 | 868,7       | 820,7                  |    |
| 1,34                                                        | 685                            | 665         | -13             | 187            | 859                                                                | 839         | 795                    | 884,7                                                                 | 864,7       | 820,7                  |    |
| 1,56                                                        | 685                            | 665         | -18             | 187            | 854                                                                | 834         | 795                    | 879,7                                                                 | 859,7       | 820,7                  |    |
| 1,78                                                        | 685                            | 665         | -23             | 187            | 849                                                                | 829         | 795                    | 874,7                                                                 | 854,7       | 820,7                  |    |
| 2,00                                                        | 685                            | 665         | -29             | 187            | 843                                                                | 823         | 795                    | 868,7                                                                 | 848,7       | 820,7                  |    |
| 2,22                                                        | 685                            | 665         | -36             | 185            | 834                                                                | 814         | 795                    | 859,7                                                                 | 839,7       | 820,7                  |    |
| 2,45                                                        | 685                            | 665         | -43             | 186            | 828                                                                | 808         | 795                    | 853,7                                                                 | 833,7       | 820,7                  |    |
| 2,67                                                        | 685                            | 665         | -52             | 186            | 820                                                                | 800         | 795                    | 845,7                                                                 | 825,7       | 820,7                  |    |
| 2,89                                                        | 685                            | 665         | -60             | 186            | 811                                                                | 791         | 795                    | 836,7                                                                 | 816,7       | 820,7                  |    |
| 3,11                                                        | 685                            | 665         | -71             | 184            | 798                                                                | 778         | 795                    | 823,7                                                                 | 803,7       | 820,7                  |    |
| 3,33                                                        | 685                            | 665         | -80             | 184            | 789                                                                | 769         | 795                    | 814,7                                                                 | 794,7       | 820,7                  |    |
| 3,56                                                        | 685                            | 665         | -92             | 183            | 776                                                                | 756         | 795                    | 801,7                                                                 | 781,7       | 820,7                  |    |
| 3,78                                                        | 685                            | 665         | -104            | 183            | 764                                                                | 744         | 795                    | 789,7                                                                 | 769,7       | 820,7                  |    |
| 4,00                                                        | 685                            | 665         | -117            | 182            | 751                                                                | 731         | 795                    | 776,7                                                                 | 756,7       | 820,7                  |    |
| 4,22                                                        | 685                            | 665         | -128            | 181            | 738                                                                | 718         | 795                    | 763,7                                                                 | 743,7       | 820,7                  |    |

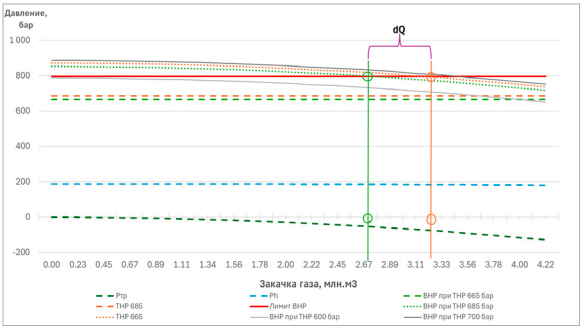


Рисунок 4. Зависимость давления от объёма закачки на примере одной скважины  
Figure 4. Bottomhole pressure vs. gas injection rate (single well)

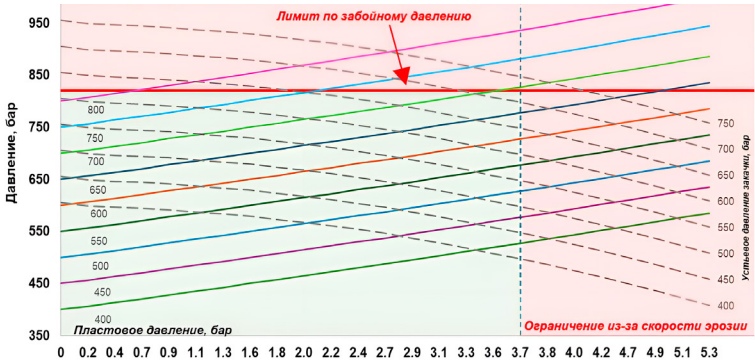


Рисунок 5. Узловой анализ «скважина – пласт»  
Figure 5. Well–reservoir nodal analysis

Сплошная линия – кривая притока, пунктирная линия – характеристика лифта  
Solid line – inflow curve; dashed line – lift performance curve

Результаты показывают, что при увеличении расхода газа наблюдается снижение ВНР. Особенно заметно влияние трения в интервале расходов от 2,67 до 3,3 млн м<sup>3</sup>, обозначенном на графиках линиями.

Преобразовав данные в гистограмму зависимости ВНР от ТНР для различных показателей приемистости газа, получен технологический режим скважины. Под технологическим режимом нагнетательной скважины следует понимать совокупность основных параметров её работы, обеспечивающих получение предусмотренных на данный период объёмов закачки и соблюдение условий надёжности эксплуатации.

На рис. 5 построены линии зависимости ВНР от ТНР для различных значений расхода газа (0–5,3 млн м<sup>3</sup>).

На основании закона притока для газонагнетательной скважины и уравнения (4) была построена палетка узлового анализа, отображающая взаимодействие между скважиной и пластом [18]:

$$q_{inj} = C(BHP^2 - p_{res}^2)^n$$

где  $q_{inj}$  – приемистость газа, м<sup>3</sup>/сут;  
 $C$  – коэффициент приемистости, м<sup>3</sup>/сут/бар;  
 $p_{res}$  – пластовое давление, бар.

Графическая интерпретация результатов, представленная на рис. 5, позволяет визуально оценить оптимальные и предельные режимы работы нагнетательной системы. Сплошные линии на диаграмме отражают характеристики притока скважины, тогда как пунктирные линии представляют характеристики пласта. Пересечение этих линий формирует рабочее пространство, в котором достигается устойчивый баланс между пластом и скважиной при различных значениях расхода газа и давлений.

Красная горизонтальная линия на графике указывает на предельно допустимое значение ВНР. Область выше этой линии считается небезопасной для эксплуатации, т.к. превышение ВНР может привести к нарушению герметичности, автогидро разрыву пласта или другим нежелательным явлениям. Также на графике выделена зона скоростной эрозии, ограничивающая максимально допустимые расходы при заданных давлениях.

Диаграмма дополнительно учитывает возможные расчётные отклонения и погрешности, что повышает надёжность оценки. Такой подход позволяет оперативно оценить допустимые сочетания параметров закачки, обеспечивающие не только выполнение производственных задач, но и соблюдение условий надёжности эксплуатации.

Узловой анализ в данном контексте выступает не просто как средство визуализации, а как полноценная расчётная модель взаимодействия «скважина – пласт». Это позволяет увязать поведение системы в единую структуру и точно определить границы технологически и физически допустимых режимов.

Таким образом, узловой анализ представляет собой универсальный инструмент для проектирования, оптимизации и контроля процессов закачки газа в нагнетательные скважины, значительно повышая точность инженерных решений и устойчивость эксплуатации системы в целом.

### Обсуждение

Результаты проведённого исследования демонстрируют, что управление закачкой газа в карбонатных коллекторах с высоким пластовым давлением требует комплексного подхода, в котором важную роль играют замеры забойного давления и динамическое регулирование устьевых параметров. Традиционно контроль осуществляется преимущественно через ограничение устьевого давления и расхода газа, что зачастую приводит к недоиспользованию потенциала скважины. В данной работе показано, что за счёт учёта нелинейных потерь давления в НКТ возможно повышение устьевого давления без превышения допустимого забойного давления, что позволяет увеличить общий объём закачки.

Полученные результаты подчёркивают важность мониторинга режима работы скважин в реальном времени. В условиях высоких пластовых давлений даже незначительные отклонения параметров могут привести к нежелательным последствиям, включая риск автогидро разрыва пласта и нарушения целостности коллектора. Таким образом, надёжность применённых систем и быстрое действие алгоритмов регулирования становятся определяющими факторами успешности внедрения предложенного подхода.

Сравнение с данными предыдущих испытаний подтверждает возможность повышения допустимого устьевого давления без выхода за пределы безопасного диапазона забойного давления. Это указывает на то, что исторически установленные лимиты зачастую могут быть пересмотрены и адаптированы с учётом более детализированного анализа, что имеет прямой практический эффект, выражающийся в росте объёмов закачиваемого газа и, как следствие, в увеличении нефтеотдачи.

### Заключение

Проведённое исследование подтверждает необходимость комплексного подхода к управлению закачкой газа в нагнетательные скважины в условиях высоких пластовых давлений. Основное внимание уделено взаимодействию ВНР и ТНР с учётом гидравлических потерь на трение в стволе скважины, что является ключевым фактором при расчёте и регулировании технологических режимов.

Результаты моделирования показали, что потери давления на трение не только существенно влияют на ВНР, но и носят ярко выраженный нелинейный характер. Это связано с возрастанием сопротивления потоку в трубопроводе, описываемым квадратичной зависимостью, аналогичной уравнению Дарси-Вейсбаха (2). В таких условиях регу-

лирование закачки только за счёт изменения ТНР оказывается недостаточным, особенно при высоких расходах.

На основе зависимостей, построенных между ВНР, ТНР и расходом газа, сформулирована технологическая карта режимов эксплуатации, позволяющая подобрать оптимальные параметры закачки в зависимости от технических ограничений, таких как предельно допустимое ВНР, ограничение из-за скорости эрозии. Моделирование подтвердило возможность поддержания ВНР в безопасных пределах даже при увеличении ТНР при условии его корректного контроля и использования глубинных манометров.

## 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: Хасанов Б.К. – разработка концепции исследования, постановка задачи; Степанчук А.М. – формирование методологии; Жолдыбаева А.Т. – сбор и анализ производственных и геологических данных, построение эмпирических моделей и выполнение узлового анализа.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mukanov A.R., Bigeldiyev A., Batu A., Kuvanyshv A.M. Features of field development with tight carbonate reservoirs by waterflooding // SPE Russian Petroleum Technology Conference; October 21–22, 2020; Virtual. Available from: [onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/D013S002R001/449773](https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/D013S002R001/449773).
2. Бакиров А.И. Совершенствование технологии извлечения нефти заводнением из карбонатных коллекторов месторождений : дисс. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2018. Режим доступа: [www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodnieniem-iz-karbonatnykh-kollektorov](http://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodnieniem-iz-karbonatnykh-kollektorov). Дата обращения: 12.03.2025.
3. Ahmed T.H. Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling. Houston, TX : Gulf Professional Publishing, 2007. 384 p.
4. Икисанов В.А., Бобб И.Ф., Ганиев Б.Г. Изучение закономерностей оптимизации забойных давлений для трещинно-поровых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2017. №10. С. 94–97. doi: [10.24887/0028-2448-2017-10-94-97](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97).
5. ТатНИПИнефть. Методическое руководство по определению предельно-допустимых забойных давлений (РД 153-39.0-918-15). Бугульма : ПАО «Татнефть», 2015. 29 с.
6. Holmes J.A., Barkve T., Lund. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells // SPE European Petroleum Conference; October 20–22, 1998; The Hague, Netherlands. Available from: [onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110](https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110).
7. Semenov A., Altaf B., Allouti A., et al. History matching of integrated reservoir simulation model for green field offshore Abu Dhabi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 13–16, 2017; Abu Dhabi, UAE. Available from: [onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153](https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153).
8. Peng L., Han G., Chen Z., et al. Dynamically coupled reservoir and wellbore simulation research in two-phase flow systems: A critical review // Processes. 2022. Vol. 10, N 9. doi: [10.3390/pr10091778](https://doi.org/10.3390/pr10091778).
9. Schreiber M., Pruess K., Garcia J. Optimizing oil recovery: A sector model study of CO<sub>2</sub>-water alternating gas injection // Processes. 2025. Vol. 13, N 3. doi: [10.3390/pr13030700](https://doi.org/10.3390/pr13030700).
10. Pan Y., Liu X., Yang Zh. Study on the Stabilization Mechanism of Gas Injection Interface in Fractured-Vuggy Reservoirs // Energies. 2025. Vol. 18, N 8. doi: [10.3390/en18081996](https://doi.org/10.3390/en18081996).
11. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids, Developments in Petroleum Science. Amsterdam : Elsevier Science, 1998. 400 p.
12. McCain W.D., Jr. The properties of petroleum fluids (2nd ed.). Tulsa : PennWell Publishing Company, 1990.

Ключевым выводом стало понимание того, что управление ВНР требует сбалансированного подхода: необходимо одновременно учитывать расход, давление и конфигурацию скважинного оборудования, а также динамическое поведение системы. Возможность удержания ВНР на заданном уровне достигается за счёт управления ТНР и объёмом закачки без выхода за пределы допустимых эксплуатационных параметров.

Таким образом, полученные результаты создают прочную основу для оптимизации технологических режимов эксплуатации нагнетательных скважин в условиях сложных характеристик месторождения.

## 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: Bakhytzhn K. Khassanov developed the study concept and defined the research objectives; Artem M. Stepanchuk designed the methodology; Assel T. Zholdybayeva collected and analyzed production and geological data, built empirical models, and performed nodal analysis.

13. Иктисанов В.А., Бобб И.Ф., Фокеева Л.Х. Последствия отклонений забойных давлений от оптимальных значений// Нефть и газ. 2017. №8. С. 60–64.
14. Gerhart P.M., Gerhart A.L., Hochstein J.I. Munson, Young and Okiishi's fundamentals of fluid mechanics (8th ed.). Hoboken, NJ : Wiley, 2016. 816 p.
15. Ahmed T.H. Reservoir engineering handbook (2nd ed.). Houston, TX : Gulf Professional Publishing, 2001. 1000 p.
16. Mukherjee H., Brill J.P. Multiphase flow in wells (Monograph Series No. 17). Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 1999. 156 p.
17. Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C.A. Petroleum production systems (2nd ed.). Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall, 2012. 609 p.
18. Beggs H.D. Production optimization: Using nodal analysis for oil and gas production (Rev. ed.). Tulsa, OK : OGCI and Petroskills Publications, 2003. 411 p.

## REFERENCES

1. Mukanov AR, Bigeldiyev A, Batu A, Kuvanyshv AM. Features of field development with tight carbonate reservoirs by waterflooding. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 2020 Oct 21–22; Virtual. Available from: [onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/](https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/).
2. Bakirov AI. Sovershenstvovaniye tekhnologii izvlecheniya nefi zavodneniyem iz karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy [dissertation]. Bugulma; 2018. Available from: [www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodneniem-iz-karbonatnykh-kollektorov](http://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-tehnologii-izvlecheniya-nefti-zavodneniem-iz-karbonatnykh-kollektorov). (In Russ).
3. Ahmed TH. *Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling*. Houston, TX: Gulf Professional Publishing; 2007.
4. Iktissanov VA, Bobb IF, Ganiev BG. Study of the problem of optimization of bottomhole pressure for fractured-porous reservoirs. *Oil Industry*. 2017;10:94–97. doi: [10.24887/0028-2448-2017-10-94-97](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97).
5. TatNIPneft. Metodicheskoye rukovodstvo po opredeleniyu predelno-dopustimyykh zaboynykh davleniy (RD 153-39.0-918-15). Bugulma: PAO «Tatneft»; 2015. 29 p. (In Russ).
6. Holmes JA, Barkve T, Lund. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells. SPE European Petroleum Conference; 1998 Oct 20–22; The Hague, Netherlands. Available from: [onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110](https://onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/98EUROPEC/98EUROPEC/SPE-50646-MS/191110).
7. Semenov A, Altaf B, Allouti A, et al. History matching of integrated reservoir simulation model for green field offshore Abu Dhabi. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2017 Nov 13–16; Abu Dhabi, UAE. Available from: [onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153](https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D021S030R002/200153).
8. Peng L, Han G, Chen Z, et al. Dynamically coupled reservoir and wellbore simulation research in two-phase flow systems: A critical review. *Processes*. 2022;10(9):1778. doi: [10.3390/pr10091778](https://doi.org/10.3390/pr10091778).
9. Schreiber M, Pruess K, Garcia J. Optimizing oil recovery: A sector model study of CO<sub>2</sub>-water alternating gas injection. *Processes*. 2022;13(3):700. doi: [10.3390/pr13030700](https://doi.org/10.3390/pr13030700).
10. Pan Y, Liu X, Yang Z. Study on the Stabilization Mechanism of Gas Injection Interface in Fractured-Vuggy Reservoirs. *Energies*. 2025;18(8):1996. doi: [10.3390/en18081996](https://doi.org/10.3390/en18081996).
11. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids, Developments in Petroleum Science. Amsterdam: Elsevier Science; 1998. 400 p.
12. McCain WD, Jr. The properties of petroleum fluids (2nd ed.). Tulsa: PennWell Publishing Company; 1990.
13. Iktissanov VA, Bobb IF, Fokeeva LH. Consequences of bottom-hole pressure deviations from optimal values. *Oil Industry*. 2017;8:60–64. (In Russ).
14. Gerhart PM, Gerhart AL, Hochstein JI. *Munson, Young and Okiishi's fundamentals of fluid mechanics (8th ed.)*. Hoboken, NJ: Wiley; 2016. 816 p.
15. Ahmed TH. *Reservoir engineering handbook (2nd ed.)*. Houston, TX: Gulf Professional Publishing; 2001. 1000 p.
16. Mukherjee H, Brill JP. *Multiphase flow in wells (Monograph Series No. 17)*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 1999. 156 p.
17. Economides MJ, Hill AD, Ehlig-Economides CA. *Petroleum production systems (2nd ed.)*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall; 2012. 609 p.
18. Beggs HD. *Production optimization: Using nodal analysis for oil and gas production (Rev. ed.)*. Tulsa, OK: OGCI and Petroskills Publications; 2003. 411 p.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Хасанов Бахытжан Кенесович**

ORCID [0009-0007-2006-9127](https://orcid.org/0009-0007-2006-9127)

e-mail: [b.khassanov@kbv.kz](mailto:b.khassanov@kbv.kz).

**Степанчук Артём Михайлович**

ORCID [0009-0000-6022-7141](https://orcid.org/0009-0000-6022-7141)

e-mail: [a.stepanchuk@kbv.kz](mailto:a.stepanchuk@kbv.kz).

**\*Жолдыбаева Асель Талгатовна**

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: [a.zholdybayeva@kbv.kz](mailto:a.zholdybayeva@kbv.kz).

## AUTHORS' INFO

**Bakhytzhn K. Khassanov**

ORCID [0009-0007-2006-9127](https://orcid.org/0009-0007-2006-9127)

e-mail: [b.khassanov@kbv.kz](mailto:b.khassanov@kbv.kz).

**Artem M. Stepanchuk**

ORCID [0009-0000-6022-7141](https://orcid.org/0009-0000-6022-7141)

e-mail: [a.stepanchuk@kbv.kz](mailto:a.stepanchuk@kbv.kz).

**\*Assel T. Zholdybayeva**

ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)

e-mail: [a.zholdybayeva@kbv.kz](mailto:a.zholdybayeva@kbv.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 661.91-404  
CSCSTI 61.51.21

DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801)

Received: 26.11.2024.

Accepted: 20.05.2025.

Published: 30.09.2025.

## Review article

# A Review on the Production Natural Gas Using Energy-Efficient and Environmentally Safe and Sound Technologies

Kurmet G. Satenov<sup>1</sup>, Yerlan M. Suleimen<sup>1,2</sup>, Zholaman A. Tashenov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

<sup>2</sup>K. Kulazhanov Kazakh University of Technology and Business, Astana, Kazakhstan

## ABSTRACT

With the rapid development of green energy and its transition to renewable sources, countries and multinational oil and gas companies are increasingly focusing on forecasting global scenarios of the world economy's demand for hydrocarbon resources. These predictions serve as a key reference point for determining future development strategies. Gas produced from natural sources plays a key role in the global energy industry and in the international balance of fuels. The main objective of the Gas Processing Plants construction is to provide Kazakhstan consumers with high-quality sales gas and increase the stability of gas delivery at the expense of the country's own resources.

In order to meet the technical requirements for finished products, the processing trains of the plant should be equipped with inlet separators, gas dehydration units, gas sweetening unit and sour (raw) gas injection system.

This article presents an overview of new gas treatment technologies used in the processes of sales gas production. The classification and brief characteristics of gas sweetening systems, including absorption, adsorption and membrane methods, are described. The different types of zeolites used in dehydration systems are also presented. Special attention is given to gas injection processes.

**Keywords:** sales gas; gas dehydration process; gas sweetening unit; sour (raw) gas injection; hydrocarbons; Non-Turnaround Vessel Inspection.

## To cite this article:

Satenov KG, Suleimen YM, Tashenov ZA. A Review on the Production Natural Gas Using Energy Efficient and Environmentally Safe and Sound Technologies. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):32–42. DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801).

УДК 661.91-404  
МРНТИ 61.51.21

DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801)

Получена: 26.11.2024.

Одобрена: 20.05.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Научный обзор

# Современные энергоэффективные и экологически безопасные технологии в газовой промышленности

К.Г. Сатенов<sup>1</sup>, Е.М. Сүлеймен<sup>1,2</sup>, Ж.А. Ташенов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

<sup>2</sup>Казахский университет технологии и бизнеса, г. Астана, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

В свете стремительного развития «зелёной» энергетики с её переходом на возобновляемые источники энергии страны и крупные транснациональные нефтегазовые корпорации всё больше фокусируются на прогнозировании глобальных сценариев потребности мировой экономики в углеводородных ресурсах. Эти прогнозы служат основным ориентиром для определения дальнейших стратегий развития. Газ, добываемый из природных источников, играет ключевую роль в мировой энергетике и международном топливном балансе. Главная задача строительства газоперерабатывающего завода – обеспечение казахстанских потребителей качественным товарным газом и повышение стабильности газоснабжения за счёт собственных ресурсов. Для соответствия техническим стандартам готовой продукции технологические цепочки газоперерабатывающих заводов должны включать в себя входные сепараторы, осушители газа, установки обессеривания и получения серы, системы газофракционирования, а также систему закачки кислого (сырого) газа. В данной статье представлен обзор новых технологий подготовки газа, используемых в процессах производства товарного газа. Описаны классификация и краткие характеристики систем обессеривания газа, включая абсорбционные, адсорбционные и мембранные методы. Также представлены различные типы цеолитов, используемые в системах осушки. Особое внимание уделено процессам закачки газа.

**Ключевые слова:** товарный газ, процесс осушки газа, установка очистки газов от кислых компонентов, закачка сырого газа, углеводороды, инспекция сосуда вне рамок капитального ремонта.

## Как цитировать:

Сатенов К.Г., Сүлеймен Е.М., Ташенов Ж.А. Современные энергоэффективные и экологически безопасные технологии в газовой промышленности // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 32–42. DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801).

ӨОЖ 661.91-404

FTAXP 61.51.21

DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801)

Қабылданды: 26.11.2024.

Мақұлданды: 20.05.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Ғылыми шолу

# Газ өнеркәсібіндегі заманауи энергия жағынан тиімді және экологиялық қауіпсіз технологиялар

Қ.Ғ. Сатенов<sup>1</sup>, Е.М. Сүлеймен<sup>1,2</sup>, Ж.Ә. Тәшенов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Қазақ технология және бизнес университеті, Астана қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

«Жасыл» энергетиканың қарқынды дамуын ескере отырып, оның жаңартылатын энергия көздеріне көшуіне байланысты, барлық елдер мен ірі транснациональді мұнай-газ корпорациялары негізінен, әлемдік экономиканың көмірсутек ресурстарына деген қажеттілігінің жаһандық сценарийлерін болжауға көбірек көңіл бөлуде. Бұл болжамдар одан әрі даму стратегияларын анықтайтын негізгі нұсқаулық болып табылады. Табиғи көздерден алынатын газ, әлемдік энергетикада және отынның халықаралық балансында шешуші рөл атқарады. Газды қайта өңдеу зауытын салудың басты міндеті-қазақстандық тұтынушыларды сапалы тауарлық газбен қамтамасыз ету және өз ресурстары есебінен газбен жабдықтаудың тұрақтылығын арттыру. Дайын өнімнің техникалық стандарттарына сәйкес болу үшін газды қайта өңдеу зауыттарының технологиялық тізбектері кіріс сепараторларын, газ кептіргіштерді, күкіртті күкіртсіздендіру және күкірт алу қондырғыларын, газ фракциялау жүйелерін, сондай-ақ қышқыл (шикі) газды айдау жүйесін қамтуы тиіс. Аталған мақалада тауарлық газды өндіру процестерінде қолданылатын газды дайындаудың жаңа технологияларына шолу жасалған. Абсорбциялық, адсорбциялық және мембраналық әдістерді қоса алғанда, газды күкіртсіздендіру жүйелерінің жіктелуі мен қысқаша сипаттамалары берілген. Кептіру жүйелерінде қолданылатын цеолиттердің әртүрлі түрлері де ұсынылған. Ерекше назар, шикі газ айдау процестеріне аударылады.

**Негізгі сөздер:** тауарлық газ, газды кептіру үдерісі, газдарды қышқыл компоненттерден тазарту қондырғысы, шикі газды айдау, көмірсутектер, күрделі жөндеу шеңберінен тыс ыдысты тексеру.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Сатенов Қ.Ғ., Сүлеймен Е.М., Тәшенов Ж.Ә. Газ өнеркәсібіндегі заманауи энергия жағынан тиімді және экологиялық қауіпсіз технологиялар // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 32–42 б. DOI: [10.54859/kjogi108801](https://doi.org/10.54859/kjogi108801).

## Introduction

One of the characteristic features of gas production in Kazakhstan is that at most large fields gas is extracted as a by-product from the oil-gas mixture. This leads to dependence of gas production volumes on oil recovery rates.

More than 95% of all explored gas reserves are concentrated in the western regions of the country, with over 85% of these reserves located in large oil and gas fields such as Kashagan, Tengiz, Korolevskoye and Zhanazhol, as well as in the Karachaganak and Imashevskoye oil and gas condensate fields. The reserves of the largest fields are as follows: Kashagan – 1,353 billion m<sup>3</sup>, Karachaganak – 741 billion m<sup>3</sup>, Tengiz – 510 billion m<sup>3</sup><sup>1</sup>.

Design project of gas processing units strongly depends on gas production compositions, product specifications and environmental considerations. The crude feed from Field to Gas Plant contains solids, hydrocarbons (HC) and H<sub>2</sub>S, water.

During gas treatment, the raw gas is subject to purification and drying.

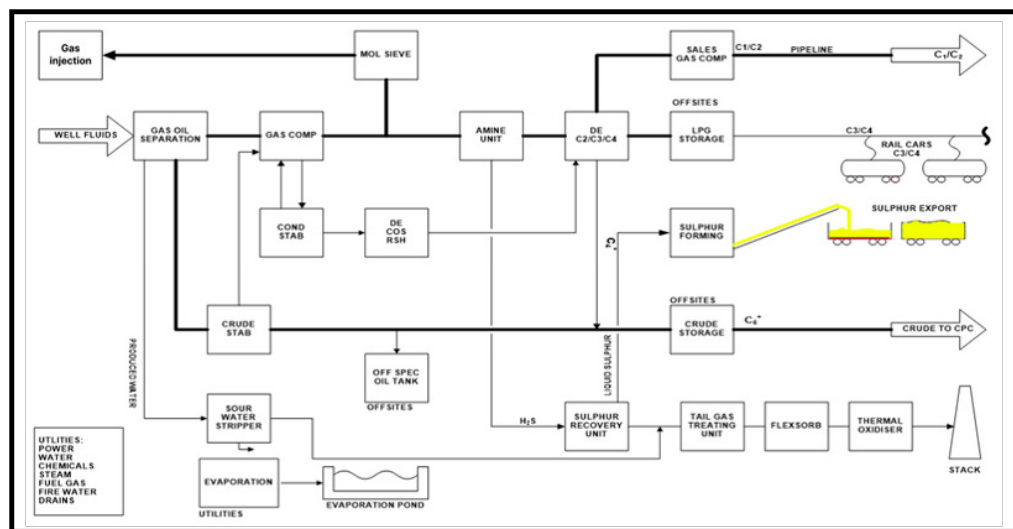
The facilities of the gas treatment processing system can be conditionally divided into 3 components [1]:

- Field and Gathering System;
- Onplots and Utilities;
- Offplots and Export Systems.

The gas treatment process flow diagram may include the following equipment:

- Separation Unit;
- Desalination Unit;
- Stabilization Unit;
- Gas compression Unit.
- Blending and distribution of the High-Pressure (HP) sour gas (SG) stream (which is the product stream from Separation and Stabilization Units) between the gas sweetening system and SG Injection (SGI) facility;
- Sulfur recovery unit (Claus process);
- Tail gas cleanup unit, including SCOT (Claus Off-Gas Treating Process)/Sulfren/Beavon/Superclaus and etc. processes [2–3];
- HC liquids recovery unit;
- Sour (Formation) water treatment unit.

On flowcharts for gas treatment is shown in Fig. 1.



**Figure 1. General process flow diagram of the Gas Processing Plants**

CPC – Pipeline; DE – Design Engineering; COS – Carbonyl sulfide; RSH – Mercaptans

At the gas treatment unit, crude oil undergoes separation, desalting and oil stabilization. Gas is separated from oil in three consecutive separators (high, medium and low pressure).

The high-pressure crude gas separated from the oil is sent to acidic components (H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>) gas removal with amine and amine regeneration.

The hydrogen sulfide-saturated amine solution from the amine treatment unit is regenerated to release hydrogen sulfide (by stripping) and recycle the recovered amine. SG with high hydrogen sulfide content coming out of the amine regenerator is sent to the sulfur recovery unit. The sweet high-pressure gas from the amine treatment unit is sent

to a fractionation unit to produce liquefied petroleum gas (LPG) and sales gas, which is sent to the gas pipeline.

## Inlet separation

Inlet separation units perform several important functions:

- Stabilization of crude and gas feeds from the Field;
- Separation of crude into gas and liquid, which are recombined in the HP Separator;
- Solids from the Slugcatcher will be removed before Non-Turnaround Vessel Inspection.

The slugcatchers can be of two types [5]:

<sup>1</sup> On approval of the General scheme of gasification of the Republic of Kazakhstan for 2023–2030". Order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated September 29. 2023. N 350.

– Vessel type;  
– Finger type.

The Slugcatcher operates at 68 barg and 50–70 °C under normal operating conditions.

Vessel type slugcatcher are simple vessel for separation of two phases. Although the separation efficiency of the vessel is not critical for the slugcatcher, the vessel volume is important. At the gas treatment unit, crude oil undergoes separation, desalting and oil stabilization. Gas is separated from oil in three.

The vessel must be large enough to accommodate large liquid slugs that form in the pipeline, especially when the pipeline pigging.

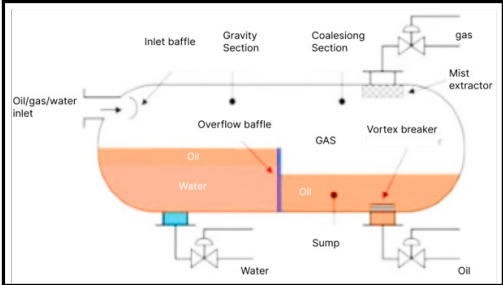


Figure 2. Vessel type slug catcher [6]

Since oil and gas pipelines typically have very high pressures, a large vessel must be designed for high design pressures (Fig. 2).

Finger type slugcatchers solve the economic problem of having to design a large buffer volume for high design pressures. To create a buffer volume,

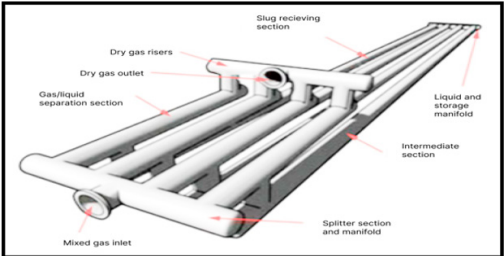


Figure 3. Finger type slugcatcher [7]

multi-pipe slugcatchers use large diameter pipe pieces instead of a conventional vessel. Since a pipe is easier to design to withstand high pressures than a vessel, this design offers advantages in terms of pressure resistance. However, a large number of pipes are required to provide sufficient volume, which increases the footprint of the finger pipe slugcatchers (Fig. 3).

The natural gas after the slugcatchers moves to separation to remove free water, next gas goes to gas sweetening unit.

Gas dehydration

Produced natural gas contains moisture, which adversely affects the processing and transportation processes, in particular, some hydrocarbons in the presence of water can form hydrate deposition, which leads to a reduction in the cross-sectional area of pipelines and valves, which can, in the case of complete blockage of the cross-section, cause an emergency situation [4].

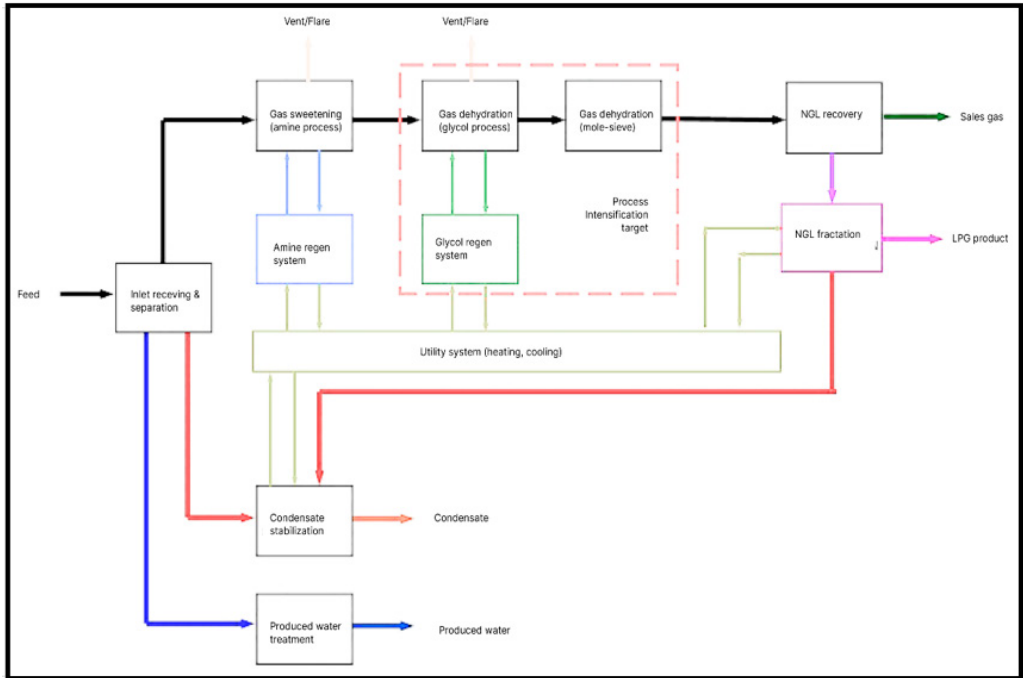


Figure 4. Process flow diagram of gas production units with combined gas drying processes

NGL – Natural Gas Liquid

Water from gas may be removed through physical methods such as adsorption, absorption, membranes, condensation with using cold, also chemical methods ( $\text{CaCl}_2$ , etc.) and their different combinations. Following methods, ordered by popular appeal in this list, can be used for commercial purposes:

- Absorption – glycol dehydration [8–11];
  - Adsorption – zeolites, silicagels [12];
  - Condensation – process with injection of hydrate inhibitors [4];
  - Membranes – based on polymers or glassy polymers [13];
  - Chemical method – using hygroscopic reagents [14].
- Most units worldwide are based on the first two methods (Fig. 4).

Process flow diagram of gas production units with combined gas drying processes using molecular sieves is shown in Fig. 5.

The adsorption method of drying is based on the use of solid adsorbents. The role of solid adsorbents can be used zeolites, silica gels. The selection of adsorbents depends on the gas compositions, as it may contain substances that have a negative effect on the adsorbent, such as a higher hydrocarbon.

Tab. 1 summarizes the main brands of zeolites adsorbed by them [15–16].

There are chemical agents that ensure almost complete gas drying [16]. These agents are very difficult or even impossible to regenerate [17].

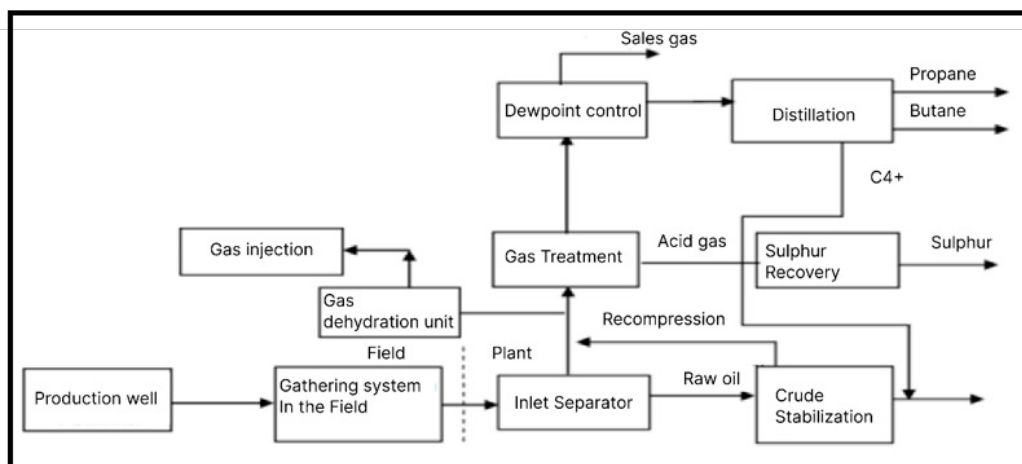


Figure 5. Process flow diagram of gas production units with combined gas drying processes using molecular sieves

Table 1. Basic brands of industrial zeolites

| # | Zeolites grades | Pore size, Å | Sorbates                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|---|-----------------|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | 3A              | 3            | <u>small molecules</u> – $\text{H}_2\text{O}$ , $\text{NH}_3$                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 2 | 4A              | 4            | <u>small molecules</u> – $\text{H}_2\text{O}$ , $\text{NH}_3$ , $\text{H}_2\text{S}$ , $\text{CO}_2$ , $\text{C}_2\text{H}_4$ , $\text{C}_2\text{H}_6$ , $\text{C}_3\text{H}_8$                                                                                                                                     |
| 3 | 5A              | 5            | <u>small molecules</u> – $\text{H}_2\text{O}$ , $\text{NH}_3$ , $\text{H}_2\text{S}$ , $\text{CO}_2$ , $\text{C}_2\text{H}_4$ , $\text{C}_2\text{H}_6$ , $\text{C}_3\text{H}_8$ , $\text{C}_3\text{H}_6$ , $\text{C}_2\text{H}_2$ , $\text{CCl}_2\text{F}_2$ , $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$                      |
| 4 | 13X             | 10           | <u>small molecules</u> – $\text{H}_2\text{O}$ , $\text{NH}_3$ , $\text{H}_2\text{S}$ , $\text{CO}_2$ , $\text{C}_2\text{H}_4$ , $\text{C}_2\text{H}_6$ , $\text{C}_3\text{H}_8$ , $\text{C}_3\text{H}_6$ , $\text{C}_2\text{H}_2$ , $\text{CCl}_2\text{F}_2$ , $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ , ethanol homologues |

### Gas sweetening process

For gas sweetening usually, next technologies are used:

- Regenerative absorption;
- Regenerative adsorption;
- Separation of sour gas on membranes;
- Non-generative approaches.

The select of the Best Available Technique depends on a number of factors:

- Concentration of sour gas components in the feedstock;
- Feedstock flowrate;
- Process pressure;
- Environmental requirements and others.

To achieve sales gas specifications, a combination of several methods is used in some cases [18].

Absorption processes for gas sweetening remain the most cost-effective for large-capacity sales gas production. There are many variations processes, organized into three groups [19–20]:

- Chemical absorption processes;
- Physical absorption processes;
- Processes with physical-chemical absorbents.

In chemical absorption processes, sour gases dissolve in the absorbent and then react chemically with it. Absorbents interact with hydrogen sulfide, carbon dioxide and, to some extent, with carbon disulfide ( $\text{CS}_2$ ) to form water-soluble salt and water.

The best-known amines are used following gas sweetening processes:

- Monoethanolamine;
- Diethanolamine;
- Triethanolamine;
- Diglycolamine;
- Diisopropanolamine;

– Methyl-diethanolamine.

Mono- and diethanolamine have the maximum practical application.

The most common physical solvents for gas sweetening processes are Polyethylene Glycol Dimethyl Ether, methanol, N-methyl-2-pyrrolidone and propylene carbonate [21–22].

As noted in articles [23–24], physical absorbents have a lower specific flow rate in relation to the gas flow rate compared to amine solutions. Fine gas cleaning by physical solvents will require the addition of additional treatment steps.

Absorption processes for the gas treatment are described in more detail in articles [25–27].

The main sweetening processes of natural gas are shown in Tab. 2.

In the production sales gas as fuel, the gas from sweetening unit must be subjected to fine gas cleaning by additional processes [28].

Table 2. Absorption treatment of gases from sour compounds

| Name of the process | Processes                                 | Advantages                                                                  | Disadvantages                                                                              |
|---------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| Chemical absorption | Absorption by amines, Flexorb®, Benfield® | Low degree of equipment corrosion                                           | Low efficiency of mercaptan extraction. Formation of heat stable salts with carbon dioxide |
| Physical absorption | Selexol®, Fluor Solvent®, Purisol®        | Selective gas treatment from hydrogen sulfide and other sour gas components | Heavy energy consumption for adsorbent regeneration                                        |
| Hybrid absorption   | Sulfinol®, Ucarsol®, Ecosorb®             | Absorbents treatment of gases from hydrogen sulfide                         | Heavy energy consumption for adsorbent regeneration                                        |

Gas injection

Main process flows of the gas injection unit:

- HP raw gas to the inlet of the injection compressor;
- Compressed HP raw gas for injection;
- Sales gas to feed the turbine and seal gas compressors;
- Hydrocarbon condensate to field metering stations.

Since 2004, Kazakhstan has been implementing gas injection programs using associated petroleum gas to maintain reservoir pressure [29–31]. The projected volumes of sour gas injection will be 31.7 billion m³ in 2025 and 41 billion m³ in 2030¹. The associated raw gas intended for injection is dried to remove all water and heated so that the gas temperature at the compressor inlet is above the hydrocarbon dew point. During normal operation, this prevents the formation

of hydrocarbon liquid in the pipeline and deposits in the sludge trap on the compressor station raw gas line. However, condensation cannot be avoided during start-up, shutdown and other cases where the pipeline temperature drops. Therefore, in such cases, provision is made to remove the sulfur-containing liquid if necessary. Liquid condensate accumulated at the compressor station is returned back to processing through the central field manifold. Injection compressor including the three-stage turbine-driven injection compressor, the interstage knockout drums and air-cooled heat exchangers, seal gas compressor system and fuel gas conditioning skid.

The gas injection process is shown in Fig. 6.

Injection of gas back into the oil reservoir allows increasing oil recovery. Operation of the SGI at the Tengiz field provides about 25% of the total Tengizchevroil oil production [32].

Gas injection also ensures maintenance of reservoir pressure, while the need for associated gas utilization (processing, storage and sale of by-products, sulfur recovery from hydrogen sulfide) disappears².

Conclusion

This scientific article analyzes modern gas treatment and dehydration technologies used in natural gas production process. The paper classifies and briefly reviews the characteristics of purification systems, such as absorption, adsorption and membrane systems, and considers different types of zeolites used in dehydration plants. A special place in the study is given to gas injection technologies.

It is shown that energy efficiency of natural gas purification and dehydration processes depends on the use of a particular type of adsorbent, and also depends on the conditions of the process, primarily on the water content of the gas entering the plant and the thermal regime of the dehydration process.

The kinetics of the process is affected by adsorbent granule sizes, also resistance of the adsorbent layer increases. Small adsorbent particle size improves the kinetics process, but at the same time upgrades the layer resistance.

The most important parameter determining the absorption capacity of the desiccant layer is the relative gas humidity. The higher the relative humidity, the higher the adsorbent activity. At longer contact time “gas-adsorbent”, and, consequently, lower gas velocity, the depth of drying and the duration of the layer operation up to the moment of slip increase.

For the achievement of the very low dew point of the dehydrated gas, deeper adsorbent regeneration is required, which is realized by using desorption process of the dry gas.

¹ On Approval of the General Scheme of Gasification of the Republic of Kazakhstan for 2023 – 2030. Order from the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated September 29. 2023. N 350.

² Handbook of Best Available Techniques “Oil and Gas Production”. 5.9.2 Gas injection into the reservoir. Government decree of the Republic of Kazakhstan dated December 27. 2023. N. 1202.

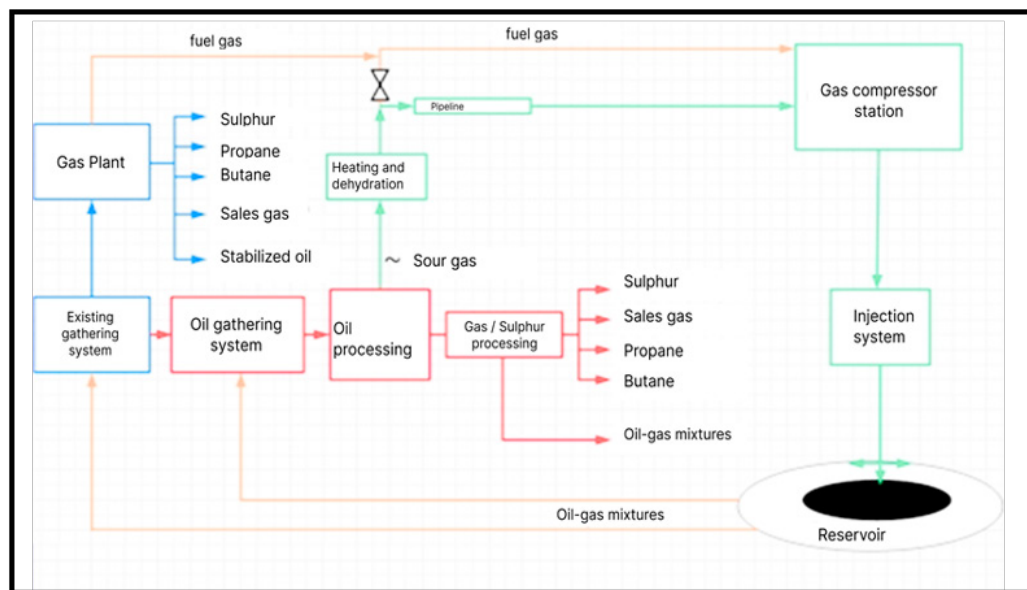


Figure 6. General block diagram of gas injection process

#### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** This study was funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (grants AP13067774 and BR24992761).

**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: Kurmet G. Satenov – interpretation of data, writing and editing of the manuscript; Yerlan M. Suleimen – collection, analysis and interpretation of the data, checking the results and editing the manuscript; Zholaman A. Tashenov – the concept of the work, interpretation of the data and progress monitoring.

#### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Данное исследование финансируется Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (гранты AP13067774 и BR24992761).

**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: Сатенов К.Г. – интерпретация данных, написание и редактирование рукописи; Сүлеймен Е.М. – сбор, анализ, интерпретация данных, проверка результатов, редактирование рукописи; Ташенов Ж.А. – концепция работы, интерпретация данных, контроль за выполнением работы.

#### REFERENCES

1. Sayed AER, Ashour I, Gadalla M. Integrated process development for an optimum gas processing plant. *Chemical Engineering Research and Design*. 2017;124:114–123. doi: [10.1016/j.cherd.2017.05.031](https://doi.org/10.1016/j.cherd.2017.05.031).
2. Shklyar RL, Mokin VA, Golubeva IA. The problem of tail gas cleanup of sulfur production and ways of their solution. *Oil and Gas Chemistry*. 2016;2:23–29. (In Russ).
3. Jafarnejad S. Control and treatment of sulfur compounds specially sulfur oxides (SO<sub>x</sub>) emissions from the petroleum industry: A review. *Chemistry International*. 2016;2(4):242–253.
4. Satenov KG, Tkenbayev SM, Tashenov ZA., et al. Processes of methanol regeneration from water–methanol solutions in the oil and gas industry. *Kazakhstan journal for oil and gas industry*. 2024;6(1):99–109. doi: [10.54859/kjogi108691](https://doi.org/10.54859/kjogi108691). (In Russ).
5. linkedin.com [Internet]. The Role of Slug Catchers in Liquid–Gas Separation [cited 2024 Aug 22]. Available from: [www.linkedin.com/pulse/role-slug-catchers-liquid-gas-separation-engineering-wizz-po9lc/](https://www.linkedin.com/pulse/role-slug-catchers-liquid-gas-separation-engineering-wizz-po9lc/).
6. Kolmetz K, Sari RM. Gas plant slug catcher selection, sizing and troubleshooting. In: Kolmetz K., editor. *Kolmetz Handbook of Process Equipment Design*. Johor: KLM Technology Group; 2014. P. 10–11.

7. Mucharam L, Rahmawati S, Budiono E. CO<sub>2</sub> and Methane Separation Using Finger-Type Slug Catcher at Seabed. *Modern Applied Science*. 2017;12(1):128–136. doi: [10.5539/mas.v12n1p128](https://doi.org/10.5539/mas.v12n1p128).
8. Filep A-D, Todinca T, Dumitrel G-A. Triethylene glycol dehydration of natural gas: evaluation of mass and heat transfer coefficients in the case of absorption and stripping structured packing towers. *Chem. Biochemical Engineering Quarterly*. 2022;36(1):17–24. doi: [10.15255/CABEQ.2021.1998](https://doi.org/10.15255/CABEQ.2021.1998).
9. Kong ZY, Melvin Wee XJ, Mahmoud A, et al. Development of a techno-economic framework for natural gas dehydration via absorption using Tri-Ethylene Glycol: a comparative study between DRIZO and other dehydration processes. *South African Journal of Chemical Engineering*. 2020;31(1):25–38. doi: [10.1016/j.sajce.2019.11.001](https://doi.org/10.1016/j.sajce.2019.11.001).
10. Romero IA, Andreasen A, Nielsen RP, Maschietti M. Modeling of the Coldfinger Water Exhauster for Advanced TEG Regeneration in Natural Gas Dehydration. *Chemical Engineering Transactions*. 2019;74:661–666. doi: [10.3303/CET1974111](https://doi.org/10.3303/CET1974111).
11. Carmody PA. Designing glycol dehydration units that utilize STAHL columns with stripping gas // Laurance Reid Gas Conditioning Conference; February 24–27, 2020; Norman, Oklahoma, USA. Available from: [otsoenergy.com/wp-content/uploads/2020/03/OTSO-Carmody-GLYCOL-DEHY-UNITS-with-STAHL-COLUMNS-WITH-STRIPPING-GAS.pdf](https://otsoenergy.com/wp-content/uploads/2020/03/OTSO-Carmody-GLYCOL-DEHY-UNITS-with-STAHL-COLUMNS-WITH-STRIPPING-GAS.pdf).
12. Farag HAA, Ezzat MM, Amer H, Nashed AW. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*. 2011;50(4):431–439. doi: [10.1016/j.aej.2011.01.020](https://doi.org/10.1016/j.aej.2011.01.020).
13. Miroshnichenko D, Teplyakov V, Shalygin M. Recovery of Methanol during Natural Gas Dehydration Using Polymeric Membranes: Modeling of the Process. *Membranes*. 2022;12:1176. doi: [10.3390/membranes12121176](https://doi.org/10.3390/membranes12121176).
14. Buluchevsky EA, Lavrenov AV, Duplyakin VK. Sorbents of "salt in porous matrix" type in hydrocarbon processing. *Ros. Chem. Zh.* 2007;LI(4):85–91. (In Russ).
15. Bahraminia S, Anbia M, Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: A Review. *Front. Chem. Sci. Eng.* 2021;15(6):1–25. doi: [10.1007/s11705-020-2025-7](https://doi.org/10.1007/s11705-020-2025-7).
16. emerson.com [Internet]. Molecular sieve desiccant dehydrator for natural gas [cited 2024 Sept 02]. Available from: [www.emerson.com/documents/automation/brochure-bettis-molecular-sieve-desiccant-dehydrator-for-natural-gas-en-83952.pdf](https://www.emerson.com/documents/automation/brochure-bettis-molecular-sieve-desiccant-dehydrator-for-natural-gas-en-83952.pdf).
17. Generowicz N. Overview of selected natural gas drying methods. *Architecture Civil Engineering Environmental*. 2020;3:73–83. doi: [10.21307/acee-2020-025](https://doi.org/10.21307/acee-2020-025).
18. Faramawy S, Zaki T, Sakr AAE. Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016;34:34–54. doi: [10.1016/j.jngse.2016.06.030](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030).
19. Pudi A, Rezaei M, Signorini V, et al. Hydrogen sulfide capture and removal technologies: A comprehensive review of recent developments and emerging trends. *Separation and Purification Technology*. 2022;298:121448. doi: [10.1016/j.seppur.2022.121448](https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.121448).
20. Farooqi AS, Ramli RM, Serene SML, et al. Removal of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide from Natural Gas Using a Hybrid Solvent of Monoethanolamine and N-Methyl-2-Pyrrolidone. *ACS Omega*. 2024;9(24):25704–25714. doi: [10.1021/acsomega.3c09100](https://doi.org/10.1021/acsomega.3c09100).
21. Farooqi AS, Binti Ramli RM, Mun Lock SS, et al. Absorption of acid gases (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) from natural gas using a ternary blend of N-methyldiethanolamine (MDEA), 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP), and Sulfolane. *Sustainable Processes and Clean Energy Transition – ICSuPCET2022*. 2023;29:9–16. doi: [10.21741/9781644902516-2](https://doi.org/10.21741/9781644902516-2).
22. Abotaleb A, Gladich I, Alkhateeb A, et al. Chemical and physical systems for sour gas removal: An overview from reaction mechanisms to industrial implications. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022;106:104755. doi: [10.1016/j.jngse.2022.104755](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104755).
23. Kritzing N, Ravikumar R, Singhal S, et al. Case study for CO<sub>2</sub> removal using Fluor Solvent for offshore natural gas treatment. *The APPEA Journal*. 2021;61:548–552. doi: [10.1071/AJ20115](https://doi.org/10.1071/AJ20115).
24. Wilson EF, Taiwo AJ, Chineme OM, et al. A Review on the Use of Natural Gas Purification Processes to Enhance Natural Gas Utilization. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*. 2023;11:17–27. doi: [10.11648/j.ogce.20231101.13](https://doi.org/10.11648/j.ogce.20231101.13).
25. Khan U, Ogbaga CC, Abiodun OAO, et al. Assessing absorption-based CO<sub>2</sub> capture: Research progress and techno-economic assessment overview. *Carbon Capture Science & Technology*. 2023;8:100125. doi: [10.1016/j.ccsst.2023.100125](https://doi.org/10.1016/j.ccsst.2023.100125).
26. Tang Q, Li J, Fu J, et al. Study on Facile and Full-Scale Reuse Treatment of Wastewater Produced from Tail Gas Oxidation-Absorption Technology of Natural Gas Purification Plant. *Water*. 2023;15(12):2259. doi: [10.3390/w15122259](https://doi.org/10.3390/w15122259).
27. Aripdjanov OY, Khairullaeva D, Kholmatov S, Kayumov JS. The current state of technology development for gas purification from sulfur compounds and its future prospects. *Universum: Technical Sciences: Electronic scientific journal*. 2023;12(117). doi: [10.32743/UniTech.2023.117.12.16381](https://doi.org/10.32743/UniTech.2023.117.12.16381).
28. Ektefa F, Darian JT, Soltanali S. Capture of carbonyl sulfide trace from natural gas by adsorption on zeolitic Nanostructure: Monte Carlo molecular simulation. *Applied Surface Science*. 2024;664:160229. doi: [10.1016/j.apsusc.2024.160229](https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2024.160229).
29. Koyanbayev M, Wang L, Wang Y, Hashmet MR. Advances in sour gas injection for enhanced oil recovery – an economical and environmental way for handling excessively produced H<sub>2</sub>S. *Energy Reports*. 2022;8:15296–15310. doi: [10.1016/j.egyr.2022.11.121](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.121).
30. Akhmedkhan SZ, Churikova LA, Mukambetkalieva AN, et al. Intensification of injection wells to increase the production of liquid hydrocarbons in the Karachaganak field. *Oil and Gas*. 2024;1:121–127. doi: [10.37878/2708-0080/2024-1.10](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-1.10). (In Russ).
31. Kassenov A, Kaliyev B. Characterization of Gas Reinjection at Karachaganak Field, Kazakhstan. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition; November 1–3, 2016; Astana, Kazakhstan. Available from: [onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/16CTCE/16CTCE/SPE-182589-MS/185611](https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/16CTCE/16CTCE/SPE-182589-MS/185611).
32. tengizchevroil.com [Internet]. TCO website: [www.tengizchevroil.com/ru/operations](https://www.tengizchevroil.com/ru/operations).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sayed A.E.-R., Ashour I., Gadalla M. Integrated process development for an optimum gas processing plant // Chemical Engineering Research and Design. 2017. Vol. 124. P. 114–123. doi: [10.1016/j.cherd.2017.05.031](https://doi.org/10.1016/j.cherd.2017.05.031).
2. Шкляр Р.Л., Мокин В.А., Голубева И.А. Проблемы доочистки хвостовых газов производства серы и пути их решения // Нефтегазохимия. 2016. № 2. С. 23–29.
3. Jafarinejad S. Control and treatment of sulfur compounds specially sulfur oxides (SO<sub>x</sub>) emissions from the petroleum industry: A review // Chemistry International. 2016. Vol. 2. N 4. P. 242–253.

4. Сатенов К.Г., Ткенбаев С.М., Ташенов Ж.А., и др. Процессы регенерации метанола из водометанольных растворов в нефтегазовой промышленности // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Т. 6, №1. С. 99–109. doi: [10.54859/kjogi108691](https://doi.org/10.54859/kjogi108691).
5. linkedin.com [интернет]. The Role of Slug Catchers in Liquid-Gas Separation [дата обращения 22.08.2024]. Доступ по ссылке: [www.linkedin.com/pulse/role-slug-catchers-liquid-gas-separation-engineering-wizz-po9lc/](https://www.linkedin.com/pulse/role-slug-catchers-liquid-gas-separation-engineering-wizz-po9lc/).
6. Kolmetz K., Sari R.M. Gas plant slug catcher selection, sizing and troubleshooting. In: Kolmetz K., editor. *Kolmetz Handbook of Process Equipment Design*. Johor: KLM Technology Group, 2014. P. 10–11.
7. Mucharam L., Rahmawati S., Budiono E. CO<sub>2</sub> and Methane Separation Using Finger-Type Slug Catcher at Seabed // Modern Applied Science. 2017. Vol. 12, N 1. P. 128–136. doi: [10.5539/mas.v12n1p128](https://doi.org/10.5539/mas.v12n1p128).
8. Filep A.-D., Todinca T., Dumitrel G.-A. Triethylene glycol dehydration of natural gas: evaluation of mass and heat transfer coefficients in the case of absorption and stripping structured packing towers // Chem. Biochemical Engineering Quarterly. 2022. Vol. 36, N 1. P. 17–24. doi: [10.15255/CABEQ.2021.1998](https://doi.org/10.15255/CABEQ.2021.1998).
9. Kong Z. Y., Melvin Wee X. J., Mahmoud A., et al. Development of a techno-economic framework for natural gas dehydration via absorption using Tri-Ethylene Glycol: a comparative study between DRIZO and other dehydration processes // South African Journal of Chemical Engineering. 2020. Vol. 31, N 1. P. 25–38. doi: [10.1016/j.sajce.2019.11.001](https://doi.org/10.1016/j.sajce.2019.11.001).
10. Romero I.A., Andreasen A., Nielsen R.P., Maschietti M. Modeling of the Coldfinger Water Exhauster for Advanced TEG Regeneration in Natural Gas Dehydration // Chemical Engineering Transactions. 2019. Vol. 74. P. 661–666. doi: [10.3303/CET1974111](https://doi.org/10.3303/CET1974111).
11. Carmody P.A. Designing glycol dehydration units that utilize STAHL columns with stripping gas. Laurance Reid Gas Conditioning Conference; 2020 Feb 24–27; Norman, Oklahoma, USA. Available from: [otsoenergy.com/wp-content/uploads/2020/03/OTSO-Carmody-GLYCOL-DEHY-UNITS-with-STAHL-COLUMNS-WITH-STRIPPING-GAS.pdf](https://otsoenergy.com/wp-content/uploads/2020/03/OTSO-Carmody-GLYCOL-DEHY-UNITS-with-STAHL-COLUMNS-WITH-STRIPPING-GAS.pdf).
12. Farag H.A.A., Ezzat M.M., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials // Alexandria Engineering Journal. 2011. Vol. 50, N 4. P. 431–439. doi: [10.1016/j.aej.2011.01.020](https://doi.org/10.1016/j.aej.2011.01.020).
13. Miroshnichenko D., Teplyakov V., Shalygin M. Recovery of Methanol during Natural Gas Dehydration Using Polymeric Membranes: Modeling of the Process // Membranes. 2022. Vol. 12. doi: [10.3390/membranes12121176](https://doi.org/10.3390/membranes12121176).
14. Булучевский Е.А., Лавренов А.В., Дулякин В.К. Сорбенты типа «соль в пористой матрице» в процессах переработки углеводородов // Рос. хим. ж. 2007. Т. LI, №4.
15. Bahraminia S., Anbia M., Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: A Review // Front. Chem. Sci. Eng. 2021. Vol. 15, N 6. P.1–25. doi: [10.1007/s11705-020-2025-7](https://doi.org/10.1007/s11705-020-2025-7).
16. emerson.com [интернет]. Molecular sieve desiccant dehydrator for natural gas [дата обращения 02.09.2024]. Доступ по ссылке: [www.emerson.com/documents/automation/brochure-bettis-molecular-sieve-desiccant-dehydrator-for-natural-gas-en-83952.pdf](https://www.emerson.com/documents/automation/brochure-bettis-molecular-sieve-desiccant-dehydrator-for-natural-gas-en-83952.pdf).
17. Generowicz N. Overview of selected natural gas drying methods // Architecture Civil Engineering Environmental. 2020. Vol. 3. P. 73–83. doi: [10.21307/acee-2020-025](https://doi.org/10.21307/acee-2020-025).
18. Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E. Natural gas origin, composition, and processing: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. Vol. 34. P. 34–54. doi: [10.1016/j.jngse.2016.06.030](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030).
19. Pudi A., Rezaei M., Signorini V., et al. Hydrogen sulfide capture and removal technologies: A comprehensive review of recent developments and emerging trends // Separation and Purification Technology. 2022. Vol. 298. doi: [10.1016/j.seppur.2022.121448](https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.121448).
20. Farooqi A.S., Ramli R.M., Serene S.M.L., et al. Removal of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide from Natural Gas Using a Hybrid Solvent of Monoethanolamine and N-Methyl-2-Pyrrolidone // ACS Omega. 2024. Vol. 9, N 24. P. 25704–25714. doi: [10.1021/acsomega.3c09100](https://doi.org/10.1021/acsomega.3c09100).
21. Farooqi A.S., Binti Ramli R.M., Mun Lock S.S., et al. Absorption of acid gases (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) from natural gas using a ternary blend of N-methyldiethanolamine (MDEA), 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP), and Sulfolane // Sustainable Processes and Clean Energy Transition – ICSuPCET2022. 2023. Vol. 29. P. 9–16. doi: [10.21741/9781644902516-2](https://doi.org/10.21741/9781644902516-2).
22. Abotaleb A., Gladich I., Alkhateeb A., et al. Chemical and physical systems for sour gas removal: An overview from reaction mechanisms to industrial implications // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2022. Vol. 106. doi: [10.1016/j.jngse.2022.104755](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104755).
23. Kritzinger N., Ravikumar R., Singhal S., et al. Case study for CO<sub>2</sub> removal using Fluor Solvent for offshore natural gas treatment // The APPEA Journal. 2021. Vol. 61. P. 548–552. doi: [10.1071/AJ20115](https://doi.org/10.1071/AJ20115).
24. Wilson E.F., Taiwo A.J., Chineme O.M., et al. A Review on the Use of Natural Gas Purification Processes to Enhance Natural Gas Utilization // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering. 2023. Vol. 11. P. 17–27. doi: [10.11648/j.ogce.20231101.13](https://doi.org/10.11648/j.ogce.20231101.13).
25. Khan U., Ogbaga C.C., Abiodun O.-A.O., et al. Assessing absorption-based CO<sub>2</sub> capture: Research progress and techno-economic assessment overview // Carbon Capture Science & Technology. 2023. Vol. 8. doi: [10.1016/j.ccst.2023.100125](https://doi.org/10.1016/j.ccst.2023.100125).
26. Tang Q., Li J., Fu J., et al. Study on Facile and Full-Scale Reuse Treatment of Wastewater Produced from Tail Gas Oxidation-Absorption Technology of Natural Gas Purification Plant // Water. 2023. Vol. 15, N 12. doi: [10.3390/w15122259](https://doi.org/10.3390/w15122259).
27. Aripdjanov O.Yu., Khairullayeva D., Kholmatov S., Kayumov J.S. The current state of technology development for gas purification from sulfur compounds and its future prospects // Universum: Technical Sciences: Electronic scientific journal. 2023. Vol. 12, N 117. doi: [10.32743/UniTech.2023.117.12.16381](https://doi.org/10.32743/UniTech.2023.117.12.16381).
28. Ektefa F., Darian J.T., Soltanali S. Capture of carbonyl sulfide trace from natural gas by adsorption on zeolitic Nanostructure: Monte Carlo molecular simulation // Applied Surface Science. 2024. Vol. 664. doi: [10.1016/j.apsusc.2024.160229](https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2024.160229).
29. Koyanbayev M., Wang L., Wang Y., Hashmet M.R. Advances in sour gas injection for enhanced oil recovery – an economical and environmental way for handling excessively produced H<sub>2</sub>S // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 15296–15310. doi: [10.1016/j.egyr.2022.11.121](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.121).
30. Ахмеджан С.З., Чурикова Л.А., Мукамбеткалеева А.Н., и др. Интенсификация нагнетальных скважин для увеличения добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак // Нефть и газ. 2024. №1. С. 121–127. doi: [10.37878/2708-0080/2024.1.10](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024.1.10).
31. Kassenov A., Kaliyev B. Characterization of Gas Reinjection at Karachaganak Field, Kazakhstan // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition; 2016 Nov 1–3; Astana, Kazakhstan. Available from: [onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/16CTCE/16CTCE/SPE-182589-MS/185611](https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/16CTCE/16CTCE/SPE-182589-MS/185611).
32. tengizchevroil.com [интернет]. TCO website: [www.tengizchevroil.com/ru/operations](https://www.tengizchevroil.com/ru/operations).

## AUTHORS' INFO

**Kurmet G. Satenov**

канд. хим. наук

ORCID [0000-0002-6396-913X](#)e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).**\*Yerlan M. Suleimen**

PhD

ORCID [0000-0002-5959-4013](#)e-mail: [ye.suleimen@kmge.kz](mailto:ye.suleimen@kmge.kz).**Zholaman A. Tashenov**ORCID [0009-0005-6462-8600](#)e-mail: [zh.tashenov@kmge.kz](mailto:zh.tashenov@kmge.kz).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Сатенов Курмет Гизатуллаевич**

Cand. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-6396-913X](#)e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).**Сүлеймен Ерлан Мәлсулы**

PhD

ORCID [0000-0002-5959-4013](#)e-mail: [ye.suleimen@kmge.kz](mailto:ye.suleimen@kmge.kz).**Ташенов Жоламан Абекешович**ORCID [0009-0005-6462-8600](#)e-mail: [zh.tashenov@kmge.kz](mailto:zh.tashenov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 622.276:004.8

CSCSTI 39.17.15

DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819)

Received: 08.02.2025.

Accepted: 19.06.2025.

Published: 30.09.2025.

---

## Review article

# Oil and Algorithms: How Artificial Intelligence Turns Data into Energy

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

*Karaganda Buketov University, Karaganda, Kazakhstan*

## ABSTRACT

The article explores how artificial intelligence is applied in the oil industry, with a focus on transforming data into new energy sources. AI is used to optimize oil extraction and refining processes, leading to higher productivity, lower costs, and improved safety. The use of advanced algorithms – such as machine learning and the Internet of Things – significantly enhances forecasting accuracy, reveals hidden patterns, and enables automation. These technologies support effective risk management, cost reduction, and faster operations, while also improving environmental sustainability. AI encourages the efficient use of natural resources and helps reduce environmental impact, improving both the economic and environmental performance of oil companies. Overall, the use of AI in the oil industry creates new opportunities for cleaner, more efficient production, making operations more sustainable over the long term.

**Keywords:** *artificial intelligence; oil industry; forecasting; automation.*

## To cite this article:

Seitimbetova AB, Shulgina-Tarashchuk AS, Smailova AS. Oil and Algorithms: How Artificial Intelligence Turns Data into Energy. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):43–50. DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819).

УДК 622.276:004.8

МРНТИ 39.17.15

DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819)

Получена: 08.02.2025.

Одобрена: 19.06.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Научный обзор

# Нефть и алгоритмы: как искусственный интеллект превращает данные в энергию

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

*Карагандинский университет имени академика Е.А. Букетова, г. Караганда, Казахстан*

## АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается применение искусственного интеллекта в нефтяной промышленности, особое внимание уделяется трансформации данных в новые источники энергии. Искусственный интеллект используется для оптимизации процессов добычи и переработки нефти, что способствует повышению производительности, снижению затрат и увеличению безопасности. Внедрение инновационных алгоритмов, таких как машинное обучение и интернет вещей, позволяет значительно улучшать точность прогнозирования, выявлять скрытые закономерности и автоматизировать процессы. Эти технологии помогают эффективно управлять рисками, минимизировать затраты и ускорять операции, а также повышают экологическую устойчивость. Искусственный интеллект способствует рациональному использованию природных ресурсов и снижению воздействия на окружающую среду, улучшая как экономические, так и экологические показатели нефтяных компаний. В целом использование искусственного интеллекта в нефтяной отрасли открывает новые возможности для более эффективного и экологически безопасного производства, делая процессы более устойчивыми в долгосрочной перспективе.

**Ключевые слова:** искусственный интеллект, нефтяная промышленность, прогнозирование, автоматизация.

## Как цитировать:

Сейтимбетова А.Б., Шульгина-Таращук А.С., Смаилова А.С. Нефть и алгоритмы: как искусственный интеллект превращает данные в энергию // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 43–50. DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819).

ӨОЖ 622.276:004.8

ҒТАХР 39.17.15

DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819)

Қабылданды: 08.02.2025.

Мақұлданды: 19.06.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Ғылыми шолу

# Мұнай және алгоритмдер: жасанды интеллект деректерді энергияға қалай айналдырады

**А.Б. Сейтімбетова, А.С. Шульгина-Таращук, А.С. Смайылова**

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

## АННОТАЦИЯ

Мақалада деректерді жаңа энергия көздеріне айналдыруға баса назар аударып, мұнай өнеркәсібінде жасанды интеллекттің қолданылуы қарастырылады. Жасанды интеллект өнімділікті арттыруға, шығындарды азайтуға және қауіпсіздікті арттыруға ықпал ететін мұнай өндіру және өңдеу процестерін оңтайландыру үшін қолданылады. Машиналық оқыту және Заттар Интернеті сияқты инновациялық алгоритмдерді енгізу болжау дәлдігін, жасырын үлгілерді анықтауды және процестерді автоматтандыруды айтарлықтай жақсартады. Бұл технологиялар тәуекелдерді тиімді басқаруға, шығындарды азайтуға және операцияларды жеделдетуге, сондай-ақ экологиялық тұрақтылықты арттыруға көмектеседі. Жасанды интеллект табиғи ресурстарды ұтымды пайдалануға ықпал етеді және қоршаған ортаға әсерді азайтады, мұнай компанияларының экономикалық және экологиялық көрсеткіштерін жақсартады. Тұтастай алғанда, мұнай өнеркәсібінде жасанды интеллектті пайдалану тиімдірек және экологиялық таза өндіріс үшін жаңа мүмкіндіктер ашады.

**Негізгі сөздер:** жасанды интеллект, мұнай өнеркәсібі, болжау, автоматтандыру.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтімбетова Ә.Б., Шульгина-Таращук А.С., Смайылова А.С. Мұнай және алгоритмдер: жасанды интеллект деректерді энергияға қалай айналдырады // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 43–50 б. DOI: [10.54859/kjogi108819](https://doi.org/10.54859/kjogi108819).

## Introduction

Today's oil and gas industry faces numerous challenges, including the need to improve production efficiency, reduce environmental risks, and lower costs across all stages of the production cycle. Amid global climate change, rising energy demand, and growing operational costs, finding innovative solutions to improve efficiency has become a top priority for the industry. One of the most promising tools for addressing these challenges is artificial intelligence (AI), which can convert large volumes of data into valuable insights and practical solutions [1].

In recent years, AI has been actively introduced into various aspects of the oil and gas industry, from equipment monitoring and fault prediction to drilling optimization and logistics management. Machine learning algorithms and big data analysis can significantly enhance forecasting accuracy, accelerate decision-making, and strengthen process control – ultimately reducing costs and improving operational safety.

This article aims to explore how AI, through data integration, serves as new “energy driver” for the oil and gas industry, supporting both economic growth and environmental sustainability. The paper examines key areas of AI application in this oil and gas sector, outlines its advantages and challenges, and discusses potential directions for future technological development and optimization.

## Literature review

In the oil and gas industry, AI not only boosts efficiency, but also helps reduce costs, enhance safety, and support environmental sustainability. Modern data processing technologies and AI algorithms enable the industry to address a wide range of challenges – from improving production efficiency to predicting equipment failures [2].

Practical Applications of AI in Kazakhstan. In recent years, a number of AI-driven projects have been launched in Kazakhstan's oil and gas sector. A study by E.S. Kolbikova demonstrates the use of machine learning algorithms (including clustering and the nearest neighbor method) for lithofacies classification and forecasting reservoir properties using geophysical data [3]. Zhettuov Zh.T., et al. demonstrated improved transparency and explainability of predictive models of neural network-based predictive models for managing oil field development [4].

Big Data Analysis in The Oil and Gas. Today, oil companies generate massive volumes of data – from seismic surveys to equipment performance. AI enables efficient processing of this data, accelerating decision-making and enhancing forecasting accuracy. For example, machine learning algorithms are applied to sensor data to accurately identify hydrocarbon reservoirs and optimize drilling strategies.

Failure Prediction and Operational Safety Enhancement. AI is increasingly being used to monitor equipment conditions and predict potential failures. Neural networks and other

algorithms analyze sensor data and help prevent costly failures, reduce downtime, and enhance operational safety. AI systems provide timely warnings of possible failures, helping to ensure more stable operations.

Automation and Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods. AI supports the implementation of advanced oil production techniques, including EOR. Algorithms analyze geophysical data to identify the most effective strategies for injecting water or carbon dioxide into reservoirs. This approach increases oil recovery rates while reducing the chemical costs.

Environmental Monitoring and Emission Control. The oil and gas sector increasingly relies on AI to monitor emissions and mitigate environmental risks. Algorithms can detect gas or oil leaks in real time, enabling rapid emergency response and minimizing environmental damage.

Optimization of Logistics and Inventory Management. AI is also used to streamline logistics, enhance inventory management, and forecast resource needs. Data-driven algorithms enable accurate route planning and reduce logistics costs.

## Materials and methods

The oil and gas sector has long been one of the most dynamic and capital-intensive industries. In recent years, AI and data processing algorithms have become key drivers of process optimization across all stages, from production and transportation to hydrocarbon processing. However, several important aspects remain underexplored in the literature, despite their potential significance for the industry's future.

Integrating Diverse Data Sources in Geologically Complex Reservoirs. One of the key challenges in the oil and gas sector is managing the wide range of data types originating from different sources – such as drilling rigs, pressure and temperature sensors, equipment monitoring systems, geological reservoir data, satellite images, and aerial photographs. This data is often non-standardized, and highly variable in format. AI can play a crucial role in harmonizing this heterogeneous data into unified systems, enabling more accurate modeling of well dynamics and equipment performance. A major limitation is that current algorithms often struggle to efficiently process such heterogeneous data. This highlights the need for new machine learning techniques capable of handling multimodal data (text, numeric, images, etc.), which would enable real-time forecasting and data-driven decision-making [5].

AI-Driven Development of Advanced Oil Recovery Methods. Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques include injecting carbon dioxide, water-based fluids, or chemicals to increase reservoir output. Despite advances in these technologies, many reservoirs around the world remain underutilized, and conventional extraction methods fail to recover a significant portion of the oil. In this context, AI can support the development of more effective tools for predicting the fluid behavior in reservoirs

and optimizing EOR strategies tailored to specific geological conditions.

By analyzing historical data and seismic data, AI can identify the most effective injection method for each stage of field development, helping to avoid the cost of deploying inefficient technologies.

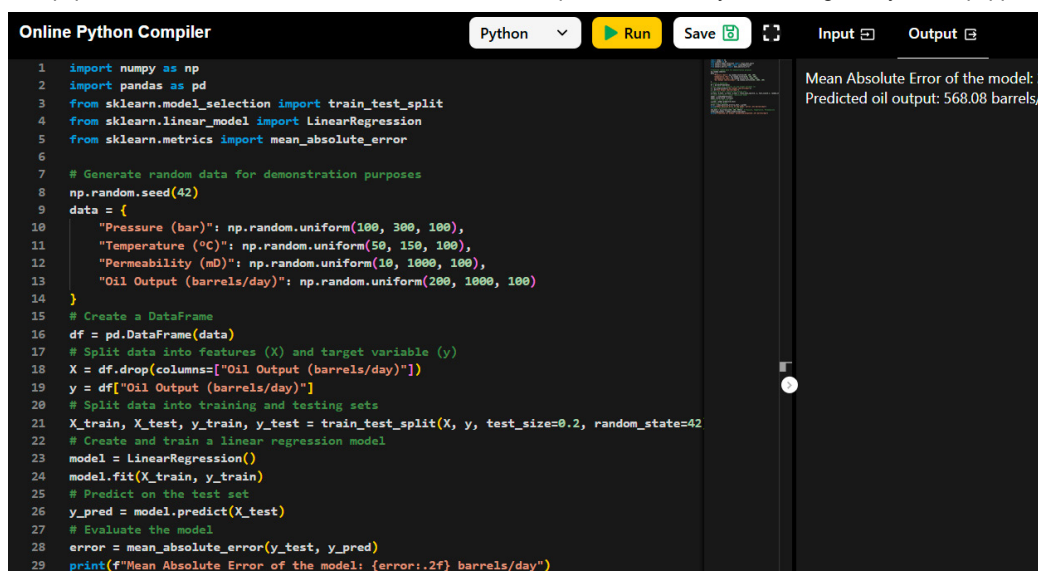
AI-Based Approaches to Forecasting Equipment Failures and Industrial Accident. In the oil and gas industry, equipment-related accidents often occur during periods of peak production, when operational systems are under maximum stress. However, beyond traditional forecasting methods based on statistical data, AI can analyze the equipment behavior in real time, detect subtle patterns, and anticipate breakdowns by identifying early-stage anomalies in system performance [6].

Modern machine learning algorithms, such as neural networks, can not only assess the current condition of equipment, but also detect subtle data anomalies

that often go unnoticed by human operators. Such early-stage anomalies may appear weeks or even months before a failure and allow for proactive maintenance planning, helping to prevent critical incidents [7].

Autonomous Oil Production Systems Powered by AI. A particularly promising direction is the development of autonomous oil rigs capable of operating in remote and inaccessible environments. By integrating AI with robotics and Internet of Things technologies, it becomes possible to develop rigs that not only perform routine operations autonomously, but also adapt to changing external conditions, predict maintenance needs, and determine optimal operating modes without human intervention [8].

For example, drilling rigs can be designed to automatically adjust their operational parameters in real time based on sensor data received at specific depths. Additionally, these rigs may be equipped



The screenshot displays an online Python compiler interface. The main area contains a Python script that generates synthetic data for pressure, temperature, permeability, and oil output, then trains a linear regression model to predict oil output based on the other three variables. The script includes comments for each step, from data generation to model evaluation. On the right side, the 'Output' tab is active, showing the 'Mean Absolute Error of the model: Predicted oil output: 568.08 barrels/day'.

```
1 import numpy as np
2 import pandas as pd
3 from sklearn.model_selection import train_test_split
4 from sklearn.linear_model import LinearRegression
5 from sklearn.metrics import mean_absolute_error
6
7 # Generate random data for demonstration purposes
8 np.random.seed(42)
9 data = {
10     "Pressure (bar)": np.random.uniform(100, 300, 100),
11     "Temperature (°C)": np.random.uniform(50, 150, 100),
12     "Permeability (mD)": np.random.uniform(10, 1000, 100),
13     "Oil Output (barrels/day)": np.random.uniform(200, 1000, 100)
14 }
15 # Create a DataFrame
16 df = pd.DataFrame(data)
17 # Split data into features (X) and target variable (y)
18 X = df.drop(columns=["Oil Output (barrels/day)"])
19 y = df["Oil Output (barrels/day)"]
20 # Split data into training and testing sets
21 X_train, X_test, y_train, y_test = train_test_split(X, y, test_size=0.2, random_state=42)
22 # Create and train a linear regression model
23 model = LinearRegression()
24 model.fit(X_train, y_train)
25 # Predict on the test set
26 y_pred = model.predict(X_test)
27 # Evaluate the model
28 error = mean_absolute_error(y_test, y_pred)
29 print(f"Mean Absolute Error of the model: {error:.2f} barrels/day")
```

Mean Absolute Error of the model:  
Predicted oil output: 568.08 barrels/day

Figure 1. Program

with self-diagnostics and self-healing systems to minimize human error and lower maintenance costs [9].

Digital Transformation in the Oil and Gas Industry. Despite rapid progress, most oil companies still rely on conventional methods of production management and oil extraction. Shifting to digital and more sustainable technologies requires not only the adoption of advanced digital solutions, but also a cultural transformation within the organizations. AI plays a critical role in accelerating this transition by enabling companies to leverage new data sources, generate more accurate forecasts and streamline operations. An often-overlooked factor is the role of digital infrastructure in shaping the broader oil and gas ecosystem. Effective AI integration demands high-speed, secure communication channels, and new models of collaboration with data and equipment providers. Seamless AI-enabled collaboration across

the supply chains lays the foundation for developing digital twins of fields and production systems [10].

AI and Environmental Sustainability in Oil and Gas. AI enhances not only operational efficiency but also environmental sustainability. This is achieved through accurate carbon emission forecasting, more efficient resource utilization, and reduced atmospheric pollution. For instance, AI can minimize methane emissions by predicting leak locations and associated risks in real time during oil production and refining [11].

Fig 1 illustrates a Python-based simulation that generates synthetic data on pressure, temperature, permeability, and oil output, and trains a linear regression model. This program uses historical data to train the model, evaluate its accuracy, and forecast oil output on new input parameters [12]. This program performs the following tasks:

- Generates synthetic datasets for pressure, temperature, permeability, and oil output.

- Builds a linear regression model to estimate oil output from input features.
- Trains and validates the model on historical data.
- Generates oil output predictions for new input values.

Fig. 2 presents a scatter plot comparing actual and predicted oil output values. The red dashed line indicates perfect prediction alignment. Fig. 3 shows a 3D scatter plot of pressure, temperature, and oil output, visualizing the relationships among these key parameters [13].

The figures illustrate the effectiveness of machine learning models in predicting oil output using key parameters such as pressure, temperature, and permeability. The linear regression model presented in Fig. 1 offers a basic framework for analyzing historical data and generating accurate predictions [14]. The scatter plot in Fig. 2 highlights

advancing failure prediction techniques, and further automating production and refining processes. A key driver of future progress will be the integration of AI with other advanced technologies, including the Internet of Things and robotics – enabling the development of autonomous and highly efficient oil production systems.

Another critical aspect is environmental sustainability, achievable through precise emission forecasting and optimized resource utilization. Through the adoption of AI, the oil and gas industry can significantly improve environmental performance, operational safety, and cost efficiency. The continued evolution of this field relies on advancing technologies that integrate AI, robotics and data analysis – paving the way for more intelligent and adaptive systems capable of addressing the challenges of the future [16].

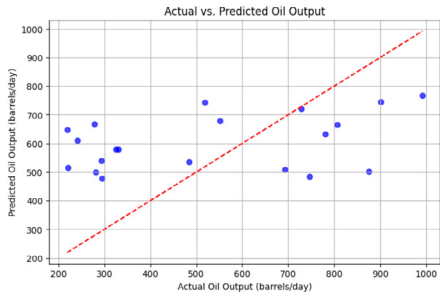


Figure 2. Actual vs. Predicted Oil Output

the correlation between actual and predicted values, offering insights into the model's accuracy. Additionally, the 3D visualization in Fig. 3 helps reveal the complex interdependencies among variables, demonstrating how AI can enhance decision-making in oil production.

These visualizations highlight the value of AI-driven data analysis in optimizing oil production, reducing operational risks, and enhancing efficiency. Future developments may include more sophisticated machine learning models, deeper feature analysis, and real-time predictive analytics to further refine accuracy and adaptability in oil and gas systems [15].

Results and Further Research Prospects

AI integration in the oil and gas industry already demonstrates strong potential to enhance operational efficiency and safety across all stages – from exploration and production to hydrocarbon processing and transportation. AI supports process optimization, cost reduction, enhanced operational monitoring, and improved safety at production facilities. However, unlocking the full potential of AI in this domain requires addressing several key challenges. First, new methods are needed to effectively process heterogeneous, unstructured data from diverse sources. Second, more advanced algorithms are required to handle large-scale data processing in real time, enhancing both predictive accuracy and decision-making speed. Future research should focus on developing next-generation enhanced oil recovery systems,

3D Visualization of Pressure, Temperature, and Oil Output

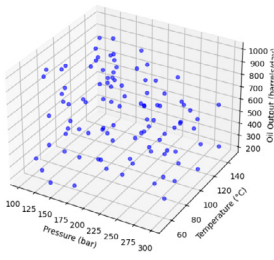


Figure 3. Visualization of Pressure, Temperature and Oil Output

Conclusion

In recent years, AI has become an integral component of the oil and gas industry, offering new solutions to both long-standing and emerging challenges – including improving production efficiency, optimizing equipment management, reducing costs, and mitigating environmental risks. AI applications in this field significantly enhance data processing and analysis, enabling more accurate prediction of reservoir behavior and early detection of equipment anomalies.

Applying machine learning to data from sensors, geophysical logs, and seismic surveys enhances decision-making accuracy in drilling and exploration. This not only accelerates operations but also reduces the risks associated with inaccurate forecasts. At the same time, AI algorithms also enable early prediction of equipment failures, minimizing unplanned downtime and repair costs. The integration of AI with real-time monitoring and process automation systems helps oil and gas companies enhance safety and mitigate negative environmental impact.

AI-powered enhanced oil recovery enables more efficient resource utilization in mature and depleted fields. This approach helps reduce costs and increase production, and minimize environmental risks [17]. In the context of environmental sustainability, AI is actively used to monitor emissions of carbon dioxide, methane, and other pollutants. This helps prevent environmental incidents, and ensures compliance with increasingly stringent regulations.

AI also plays an important role in optimizing logistics and inventory management, helping to reduce hydrocarbon transportation costs and improve supply chain efficiency. Through AI-based demand forecasting and route optimization, companies can streamline logistics operations and further lower distribution costs. However, fully realizing AI's potential in the oil and gas sector

requires addressing several key challenges. These include integrating heterogeneous data, improving data processing algorithms, and developing flexible systems capable of adapting to dynamic market and environmental conditions. Given these factors, AI will continue to evolve and play a critical role in ensuring the sustainability and competitiveness of the oil and gas industry.

## 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 – performed a deep analysis of scientific literature on the use of AI algorithms in the oil and gas industry, and also developed the structure of the article taking into account the logic of scientific presentation and industry specifics; Alevtina S. Shulgina-Tarashchuk reviewed and systematized current international and Kazakhstani practices in AI implementing for oil production and refining, also developed the section on practical applications, including English-language sources; Aizhan S. Smailova was responsible for the applied component of the article: prepared a Python program to demonstrate a machine learning algorithm using oil and gas data, adapted it for result visualization, and authored the section with technical explanations.

## 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: Сейтимбетова А.Б. – анализ научной литературы по использованию алгоритмов искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли, структурирование статьи с учетом логики научного изложения и отраслевой специфики; Шулгина-Тарашук А.С. – анализ и систематизация современных международных и казахстанских практик внедрения искусственного интеллекта для добычи и переработки нефти, разработка раздела о практическом применении, работа с англоязычными источниками; Смайлова А.С. – подготовка Python-программы, её адаптация для визуализации результатов, технические пояснения.

## REFERENCES

1. Smith J. *Modern Technologies in Oil and Gas Industry*. New York: Science Publishing; 2021. 350 p.
2. Brown TL. *Artificial Intelligence: Challenges and Future Prospects*. London: Academic Press; 2021. 220 p.
3. 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 and Gas Industry*. 2021;3(4):34–39. doi: [10.54859/kjogi99690](https://doi.org/10.54859/kjogi99690).
4. Zhetruov ZT, Shayakhmet KN, Karsybayev KK, et al. Application of proxy models for oil reservoirs performance prediction. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(2):48–57. doi: [10.54859/kjogi108021](https://doi.org/10.54859/kjogi108021).
5. Williams RG. *Energy and Environment: The New Paradigms*. Los Angeles: Energy Books; 2022. 280 p.
6. Johnson PD. *The Future of Oil and Gas: Sustainable Solutions*. Chicago: Global Energy Publishers; 2022. 310 p.
7. Miller AJ. *Digitalization in Energy: Technologies and Strategies*. San Francisco: Energy Solutions; 2023. 260 p.
8. Taylor MC. *Artificial Intelligence in the Energy Sector*. Boston: Tech Innovations; 2023. 230 p.
9. Davis BP. *Innovative Methods in Oil Exploration and Extraction*. Houston: Oil & Gas Press; 2022. 375 p.
10. Wilson CA. *Smart Energy Systems: Artificial intelligence and Beyond*. Oxford: Future Energy Publications; 2022. 300 p.
11. Evans RJ. *Energy Markets and Artificial Intelligence: A New Era*. Cambridge: Energy Insights; 2021. 320 p.
12. Dutta D, Upreti SR. Artificial intelligence-based process control in chemical, biochemical, and biomedical engineering. *Canadian Journal of Chemical Engineering*. 2021;99(11):2467–2504. doi: [10.1002/cjce.24246](https://doi.org/10.1002/cjce.24246).
13. Terkina A. Use of information technology by engineers in the oil and gas industry. *Recent Achievements and Prospects of Innovations and Technologies*. 2022;1:122–128.
14. Grimberg H, Tiwari VS, Tam B, et al. Machine learning approaches to optimize small-molecule inhibitors for RNA targeting. *Journal of Cheminformatics*. 2022;14(1):1–15. doi: [10.1186/s13321-022-00583-x](https://doi.org/10.1186/s13321-022-00583-x).
15. Gallegos M, Vassilev-Galindo V, Poltavsky I, et al. Explainable chemical artificial intelligence from accurate machine learning of real-space chemical descriptors. *Nature Communications*. 2024;15:4345. doi: [10.1038/s41467-024-48567-9](https://doi.org/10.1038/s41467-024-48567-9).
16. Parker DL. *Artificial Intelligence and the Future of Energy*. Toronto: GlobalTech; 2023. 210 p.
17. Abisha JJ, Janaki M. Cyber security for chemical plant using artificial intelligence. *International Journal of Computer Science and Mobile Computing*. 2024;13(5):116–129. doi: [10.47760/ijcsmc.2024.v13i05.012](https://doi.org/10.47760/ijcsmc.2024.v13i05.012).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Smith J.* Modern Technologies in Oil and Gas Industry. New York : Science Publishing, 2021. 350 p.
2. *Brown T.L.* Artificial Intelligence: Challenges and Future Prospects. London : Academic Press, 2021. 220 p.
3. *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. 34–39. doi: [10.54859/kjogi99690](https://doi.org/10.54859/kjogi99690).
4. *Жетпуров Ж.Т., Шаяхмет К.Н., Карсыбаев К.К., и др.* Применение прокси-моделей при прогнозировании параметров разработки нефтяных залежей // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4, №2. С. 48–57. doi: [10.54859/kjogi108021](https://doi.org/10.54859/kjogi108021).
5. *Williams R.G.* Energy and Environment: The New Paradigms. Los Angeles : Energy Books, 2022. 280 p.
6. *Johnson P.D.* The Future of Oil and Gas: Sustainable Solutions. Chicago: Global Energy Publishers, 2022. 310 p.
7. *Miller A.J.* Digitalization in Energy: Technologies and Strategies. San Francisco : Energy Solutions, 2023. 260 p.
8. *Taylor M.C.* Artificial Intelligence in the Energy Sector. Boston : Tech Innovations, 2023. 230 p.
9. *Davis B.P.* Innovative Methods in Oil Exploration and Extraction. Houston : Oil & Gas Press, 2022. 375 p.
10. *Wilson C.A.* Smart Energy Systems: Artificial intelligence and Beyond. Oxford : Future Energy Publications, 2022. 300 p.
11. *Evans R.J.* Energy Markets and Artificial Intelligence: A New Era. Cambridge : Energy Insights, 2021. 320 p.
12. *Dutta D., Upreti S.R.* Artificial intelligence-based process control in chemical, biochemical, and biomedical engineering // Canadian Journal of Chemical Engineering. 2021. Vol. 99, Issue 11. P. 2467–2504. doi: [10.1002/cjce.24246](https://doi.org/10.1002/cjce.24246).
13. *Terkina A.* Use of information technology by engineers in the oil and gas industry // Recent Achievements and Prospects of Innovations and Technologies. 2022. Vol. 1. P. 122–128.
14. *Grimberg H., Tiwari V.S., Tam B., et al.* Machine learning approaches to optimize small-molecule inhibitors for RNA targeting // Journal of Cheminformatics. 2022. Vol. 14, N 1. P. 1–15. doi: [10.1186/s13321-022-00583-x](https://doi.org/10.1186/s13321-022-00583-x).
15. *Gallegos M., Vassilev-Galindo V., Poltavsky I., et al.* Explainable chemical artificial intelligence from accurate machine learning of real-space chemical descriptors // Nature Communications. 2024. Vol. 155. doi: [10.1038/s41467-024-48567-9](https://doi.org/10.1038/s41467-024-48567-9).
16. *Parker D.L.* Artificial Intelligence and the Future of Energy. Toronto : GlobalTech, 2023. 210 p.
17. *Abisha J.J., Janaki M.* Cyber security for chemical plant using artificial intelligence // International Journal of Computer Science and Mobile Computing. 2024. Vol. 13, Issue 5. P. 116–129. doi: [10.47760/ijcsmc.2024.v13i05.012](https://doi.org/10.47760/ijcsmc.2024.v13i05.012).

## AUTHORS' INFO

**Aigerim B. Seitimbetova**ORCID [0009-0000-8755-7992](https://orcid.org/0009-0000-8755-7992)e-mail: [sab.buketov.2022@gmail.com](mailto: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](mailto:alevtinash79@mail.ru).**Aizhan S. Smailova**ORCID [0000-0003-2936-0336](https://orcid.org/0000-0003-2936-0336)e-mail: [smailova.buketov@gmail.com](mailto: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](mailto:sab.buketov.2022@gmail.com).**\*Шульгина-Тарашук Алевтина Сергеевна**ORCID [0009-0000-4759-9389](https://orcid.org/0009-0000-4759-9389)e-mail: [alevtinash79@mail.ru](mailto:alevtinash79@mail.ru).**Смаилова Айжан Сагиндыковна**ORCID [0000-0003-2936-0336](https://orcid.org/0000-0003-2936-0336)e-mail: [smailova.buketov@gmail.com](mailto:smailova.buketov@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 665.637, 678.742  
МРНТИ 54.43.15, 28.17.13

DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852)

Получена: 31.03.2025.

Одобрена: 22.04.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Анализ структуры битумно-полимерных композитов по данным ИК-спектроскопии

Г.Ж. Сейтенова<sup>1</sup>, А.Г. Сыздык<sup>2</sup>, А.Е. Джексембаева<sup>2</sup>, Р.М. Дюсова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Ассоциация производителей и потребителей нефтегазохимической продукции, г. Астана, Казахстан

<sup>2</sup>Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

<sup>3</sup>Торайгыров Университет, г. Павлодар, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Использование битумно-полимерных композитов является актуальным направлением для улучшения эксплуатационных характеристик битумных материалов в дорожном строительстве. Изучение структуры и механизмов взаимодействия компонентов в таких композициях позволяет оптимизировать составы и повысить качество конечного продукта. **Цель.** Целью работы является исследование структуры и характера взаимодействия компонентов битумно-полимерных композитов на основе битума, полипропилена и тяжёлых нефтяных остатков с использованием метода инфракрасной (далее – ИК) спектроскопии.

**Материалы и методы.** В исследовании использовали метод ИК-спектроскопии для анализа структурных изменений в композитах. Изучались спектры исходных компонентов (битума, полипропилена, тяжёлых нефтяных остатков) и модифицированного битума. Проводили сравнительный анализ положения и интенсивности характеристических полос поглощения, соответствующих основным функциональным группам.

**Результаты.** Установлено, что при введении полипропилена происходят изменения в спектрах поглощения битума, особенно в области валентных колебаний углерод-водородных и углерод-кислородных связей. Это свидетельствует о структурных преобразованиях и перераспределении молекулярных взаимодействий в системе. Дополнительное введение тяжёлых нефтяных остатков усиливает эти эффекты, приводя к изменению физических характеристик композита, в частности, увеличению температуры размягчения и снижению пенетрации. Показано, что степень взаимодействия компонентов зависит от концентрации полимера и условий модификации.

**Заключение.** Полученные результаты раскрывают механизмы структурообразования и взаимодействия компонентов в битумно-полимерных композитах, обеспечивая научную основу для оптимизации рецептур модифицированных битумов. Работа способствует развитию методов исследования и расширению применения битумных материалов в строительной и дорожной индустрии.

**Ключевые слова:** битумно-полимерный композит, ИК-спектроскопия, полипропилен, тяжёлые нефтяные остатки, функциональные группы, структурные преобразования.

## Как цитировать:

Сейтенова Г.Ж., Сыздык А.Г., Джексембаева А.Е., Дюсова Р.М. Анализ структуры битумно-полимерных композитов по данным ИК-спектроскопии // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 51–58. DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852).

UDC 665.637, 678.742  
CSCSTI 54.43.15, 28.17.13

DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852)

Received: 31.03.2025.

Accepted: 22.04.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Analysis of the Structure of Bitumen-Polymer Composites based on IR Spectroscopy Data

Gaini Zh. Seitenova<sup>1</sup>, Ayazhan G. Syzdyk<sup>2</sup>, Assel Ye. Dzheksembayeva<sup>2</sup>,  
Rizagul M. Dyussova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Association of Producers and Consumers of Petrogaschemical Products (Petrogaschemical Association), Astana, Kazakhstan

<sup>2</sup>Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

<sup>3</sup>Toraighyrov University, Pavlodar, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** The use of bitumen-polymer composites is a relevant and promising approach to improving the performance characteristics of bituminous materials in road construction. Studying the structure and interaction mechanisms of components in such composites enables the optimization of formulations and enhancement of the final product's quality.

**Aim:** The aim of this research is to investigate the structure and the nature of interactions between the components of bitumen-polymer composites based on bitumen, polypropylene, and heavy petroleum residues using infrared (IR) spectroscopy.

**Materials and methods:** The IR spectroscopy method was used to analyze structural changes in the composites. The spectra of the initial components (bitumen, polypropylene, heavy petroleum residues) and the modified bitumen were studied. A comparative analysis of the position and intensity of characteristic absorption bands corresponding to the main functional groups was carried out.

**Results:** It was found that the introduction of polypropylene causes changes in the bitumen absorption spectra, particularly in the region of the stretching vibrations of carbon-hydrogen and carbon-oxygen bonds. This indicates structural transformations and redistribution of molecular interactions within the system. The additional incorporation of heavy petroleum residues amplifies these effects, resulting in changes in the physical properties of the composite, – notably, increasing the softening temperature and decreasing penetration. It was shown that the degree of interaction between components depends on polymer concentration and modification conditions.

**Conclusion:** The obtained results reveal the mechanisms of structure formation and component interaction in bitumen-polymer composites, providing a scientific foundation for optimizing modified bitumen formulations. The work contributes to the development of research methodologies and expands the application of bituminous materials in construction and road industries.

**Keywords:** bitumen-polymer composite; IR spectroscopy; polypropylene; heavy petroleum residues; functional groups; structural transformations.

## To cite this article:

Seitenova GZ, Syzdyk AG, Dzheksembayeva AY, Dyussova RM. Analysis of the Structure of Bitumen-Polymer Composites based on IR Spectroscopy Data. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):51–58. DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852).

ӨОЖ 665.637, 678.742  
ҒТАХР 54.43.15, 28.17.13

DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852)

Қабылданды: 31.03.2025.

Мақұлданды: 22.04.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# ИК-спектроскопия деректері бойынша битум-полимерлі композиттердің құрылымын талдау

Г.Ж. Сейтенова<sup>1</sup>, А.Ғ. Сыздық<sup>2</sup>, А.Е. Джексембаева<sup>2</sup>, Р.М. Дюсова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Мұнай-газ-химия өнімдерін өндірушілер мен тұтынушылар қауымдастығы (Мұнай-газ-химия қауымдастығы), Астана қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>П.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Торайғыров Университеті, Павлодар қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Битум-полимерлі композиттерді пайдалану жол құрылысында битум материалдарының пайдалану сипаттамаларын жақсартудың өзекті бағыты болып табылады. Мұндай композициялардағы компоненттердің өзара әрекеттесуінің құрылымы мен механизмдерін зерттеу композицияларды оңтайландыруға және соңғы өнімнің сапасын арттыруға мүмкіндік береді.

**Мақсаты.** Жұмыстың мақсаты инфрақызыл (бұдан әрі – ИК) спектроскопия әдісін пайдалана отырып, битум, полипропилен және ауыр мұнай қалдықтары негізіндегі битум-полимерлі композиттер компоненттерінің құрылымы мен өзара әрекеттесу сипатын зерттеу болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** Зерттеу барысында композиттердегі құрылымдық өзгерістерді талдау үшін ИК спектроскопия әдісі қолданы. Бастапқы компоненттердің (битум, полипропилен, ауыр мұнай қалдықтары) және модификацияланған битумның спектрлері зерттелді. Негізгі функционалды топтарға сәйкес келетін сипаттамалық сіңіру жолақтарының жағдайы мен қарқындылығына салыстырмалы талдау жүргізілді.

**Нәтижелері.** Полипропиленді енгізу кезінде битумды сіңіру спектрлерінде, әсіресе көміртегі-сутегі және көміртегі-оттегі байланыстарының валенттік тербелісі аймағында өзгерістердің болатыны анықталды. Бұл жүйедегі молекулалық өзара әрекеттесулердің құрылымдық түрленуі мен қайта бөлінуін көрсетеді. Ауыр мұнай қалдықтарын қосымша енгізу бұл әсерлерді күшейтеді, композиттің физикалық сипаттамаларының өзгеруіне, атап айтқанда жұмсарту температурасының жоғарылауына және енудің (пенетрацияның) төмендеуіне әкеледі. Компоненттердің өзара әрекеттесу дәрежесі полимер концентрациясына және модификация жағдайларына байланысты екендігі көрсетілді.

**Қорытынды.** Алынған нәтижелер модификацияланған битумдардың рецептураларын оңтайландырудың ғылыми негізін қамтамасыз ете отырып, битум-полимерлі композиттердегі компоненттердің құрылымы мен өзара әрекеттесу механизмдерін ашады. Бұл жұмыс зерттеу әдістерін дамытуға және құрылыс және жол индустриясында битум материалдарын қолдануды кеңейтуге ықпал етеді.

**Негізгі сөздер:** битум-полимерлі композит, ИК-спектроскопия, полипропилен, ауыр мұнай қалдықтары, функционалды топтар, құрылымдық өзгерістер.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтенова Г.Ж., Сыздық А.Ғ., Джексембаева А.Е., Дюсова Р.М. ИК-спектроскопия деректері бойынша битум-полимерлі композиттердің құрылымын талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 51–58 б. DOI: [10.54859/kjogi108852](https://doi.org/10.54859/kjogi108852).

## Введение

Битумно-полимерные композиты представляют собой перспективные материалы, обладающие улучшенными эксплуатационными характеристиками по сравнению с немодифицированным битумом [1]. Добавление полимеров позволяет повысить термостойкость, пластичность и устойчивость к старению, что особенно важно для их использования в дорожном строительстве и гидроизоляции [2]. В последнее время особый интерес вызывают исследования, направленные на изучение структурных изменений битумных композитов с помощью ИК-спектроскопии, которая позволяет идентифицировать функциональные группы и оценить химические преобразования в материале [3, 4].

Полипропилен является одним из наиболее широко применяемых полимеров в модификации битума, поскольку он обладает высокой стойкостью к термоокислительному старению и улучшает механические свойства конечного продукта [5]. Однако взаимодействие битума с полипропиленом зависит от ряда факторов, включая концентрацию полимера, условия смешивания и наличие дополнительных модификаторов [6, 7].

Тяжёлые нефтяные остатки играют важную роль в регулировании свойств битумных композитов, влияя на их реологические и термические характеристики [8]. Исследования показывают, что их совместное применение с полимерами может привести к образованию композиций с улучшенной эластичностью и когезионной прочностью [9].

ИК-спектроскопия рекомендовала себя как эффективный метод анализа структуры битумно-полимерных материалов [10]. Спектральный анализ даёт возможность отслеживать процессы окисления, полимеризации и деструкции, что особенно важно при изучении долговечности материалов [11–15].

Настоящая работа посвящена исследованию структуры битумно-полимерных композитов на основе битума, полипропилена и тяжёлых нефтяных остатков методом ИК-спектроскопии. Основная цель исследования – оценить влияние различных концентраций полипропилена на спектральные характеристики образцов и выявить закономерности их структурных изменений [16, 17]. В ходе экспериментов проанализированы основные пики ИК-спектров, относящиеся к характеристическим функциональным группам битума и полимера, а также их изменения после окисления [18–20]. Анализ структуры битумно-полимерных композитов на основе битума, полипропилена и тяжёлых нефтяных остатков с применением ИК-спектроскопии позволит выявить характер взаимодействий в системе и определить влияние полимерной модификации на молекулярную структуру битума.

## Материалы и методы

Для идентификации функциональных групп в составе исследуемых образцов приме-

нялась ИК Фурье-спектроскопия (далее – FTIR, *англ.* Fourier transform infrared spectroscopy). Спектры были зарегистрированы с использованием спектрометра IRTracer-100 SHIMADZU в диапазоне  $4000\text{--}400\text{ см}^{-1}$  с разрешением  $4\text{ см}^{-1}$ . Анализ полимерных образцов (вторичный полипропилен, полипропиленовый мешок, пупырчатая плёнка) проводился в виде тонкой плёнки с целью выявления характерных полос поглощения. Основное внимание уделялось идентификации колебаний C–H, C=O и других функциональных групп, указывающих на возможные структурные изменения материала после модификации битума.

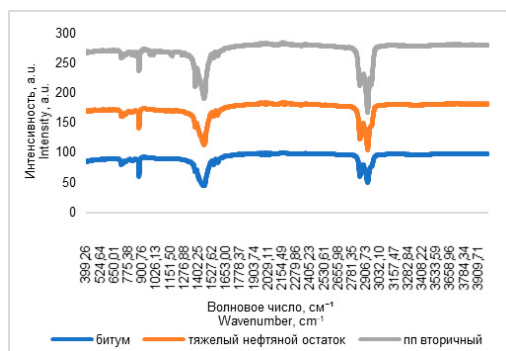
В ходе исследования использовались следующие материалы:

1. Битум марки БНД 100/130 отечественного производителя ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». Данный битум обладает высокой вязкостью и широко применяется в дорожном строительстве благодаря своим эксплуатационным характеристикам, обеспечивающим его эффективность в различных климатических условиях.

2. Вторичный полипропилен, полученный от ТОО «Компания Нефтехим LTD», представляет собой переработанный термопластичный материал на основе пропилена. Его спектр демонстрирует характерные полосы поглощения, соответствующие различным типам полимеров, включая изотактический полипропилен, сополимеры полиэтилена и пропилена и другие полимерные структуры.

3. Тяжёлый нефтяной остаток марки H603. Он использовался для регулирования вязкости и улучшения технологических характеристик полимерно-модифицированного битума. Введение нефтяного остатка повышает текучесть материала и обеспечивает равномерное распределение компонентов в смеси, способствуя получению оптимального баланса между пластичностью и вязкостью. Это улучшает долговечность и устойчивость дорожных покрытий.

На рис. 1 представлены ИК-спектры исследованных материалов. ИК-спектры исследуемых образцов демонстрируют характерные полосы поглощения, соответствующие основным функциональным группам. Валентные колебания C–H в  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - группах наблюдаются в области  $2956$  и  $2854\text{ см}^{-1}$  для всех образцов с различной интенсивностью. Полоса поглощения карбонильных групп C=O (около  $1700\text{ см}^{-1}$ ) выражена в битуме и тяжёлом нефтяном остатке, что свидетельствует о наличии кислородсодержащих соединений, таких как асфальтены и кетоны. В спектре полипропилена данная полоса отсутствует или проявляется слабо. Деформационные колебания  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - фиксируются при  $1460$  и  $1375\text{ см}^{-1}$  с максимальной интенсивностью в полипропилене. Колебания  $-(\text{CH}_2)_n$ - групп (около  $720\text{ см}^{-1}$ ), характерные для длинноцепочечных углеводородов, отчётливо выражены в битуме и тяжёлом нефтяном остатке. Колебания C–C и C–H в кристалличе-



**Рисунок 1. ИК-спектры битума, тяжёлого нефтяного остатка и вторичного полипропилена**

**Figure 1. IR spectra of bitumen, heavy oil residue, and secondary polypropylene**

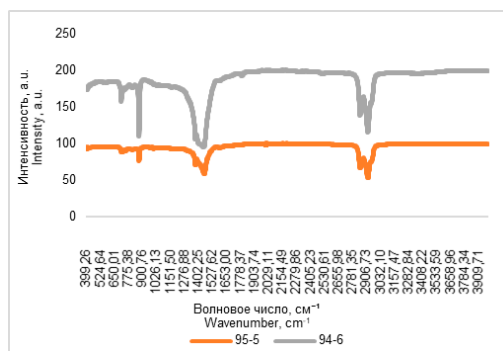
ской структуре полипропилена проявляются в области 993–918  $\text{см}^{-1}$ . ИК-спектральный анализ показал, что полипропилен характеризуется интенсивными пиками, соответствующими колебаниям  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$  и  $\text{C}-\text{C}$ , что свидетельствует о его насыщенном углеводородной природе и отсутствии кислородсодержащих соединений. В спектрах битума и тяжёлого нефтяного остатка наблюдаются выраженные полосы поглощения карбонильных групп ( $\approx 1700 \text{ см}^{-1}$ ), а также колебания, характерные для насыщенных углеводородов (2956 и 2854  $\text{см}^{-1}$ ).

Это подтверждает их сложный состав, включающий асфальтены, смолистые и полярные компоненты. Анализ интенсивности спектральных полос позволяет оценить степень взаимодействия компонентов в модифицированном материале, что может быть полезно при исследовании структуры битумно-полимерных композитов.

### Результаты и обсуждение

На представленных ИК-спектрах (рис. 2) для смесей битума и полипропилена в пропорциях 94% : 6% и 95% : 5% соответственно наблюдаются основные колебания, характерные для исходных компонентов.

В области 2956 и 2854  $\text{см}^{-1}$  отмечаются интенсивные полосы, соответствующие валентным колебаниям  $\text{C}-\text{H}$  в  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - группах, что подтверждает наличие насыщенных углеводородных фрагментов, характерных для битума и полипропилена. В районе 1700  $\text{см}^{-1}$ , отвечающем за карбонильные группы  $\text{C}=\text{O}$ , интенсивность полосы снижена по сравнению с чистым битумом, что может свидетельствовать о частичном экранировании кислородсодержащих соединений за счёт взаимодействия битума с полимером. Деформационные колебания  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ -групп в области 1460 и 1375  $\text{см}^{-1}$  сохраняются, что подтверждает присутствие полипропилена в смеси. Полоса около 720  $\text{см}^{-1}$ , характерная для  $(-\text{CH}_2)_n$ - групп (длинноцепочечные углеводороды), также хорошо

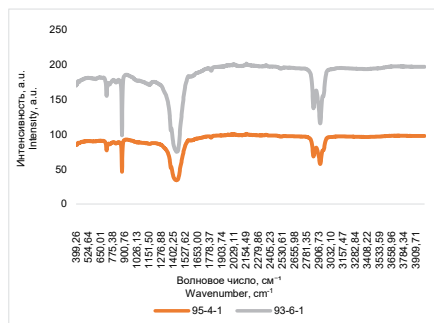


**Рисунок 2. ИК-спектры битумно-полимерных композитов с разными массовыми соотношениями битума и полимера**  
**Figure 2. IR spectra of bitumen-polymer composites with different mass ratios of bitumen and polymer**

выражена, что указывает на наличие структурных углеводородных соединений. В диапазоне 993–918  $\text{см}^{-1}$  присутствуют полосы, характерные для  $\text{C}-\text{C}$  и  $\text{C}-\text{H}$  колебаний в кристаллической структуре полипропилена, что подтверждает его распределение в битумной матрице без значительных изменений структуры.

Таким образом, добавление полипропилена в битум не приводит к исчезновению его характерных полос поглощения, однако наблюдается изменение интенсивности карбонильного пика в области 1700  $\text{см}^{-1}$ , что указывает на возможные взаимодействия между битумом и полимером. Снижение интенсивности пиков полипропилена в области 993–918  $\text{см}^{-1}$  при уменьшении его содержания с 6% до 5% свидетельствует о дозависимом распределении полимера в битумной матрице.

Теперь на представленных ИК-спектрах показаны смеси, содержащие не только битум и полипропилен, но и 1% тяжёлого нефтяного остатка. Первый состав (93% битума + 6% полипропилена + 1% тяжёлого нефтяного остатка) представлен на рис. 3.



**Рисунок 3. ИК-спектры битумно-полимерных композитов с различным содержанием битума, полимера и тяжёлого нефтяного остатка**  
**Figure 3. IR spectra of bitumen-polymer composites with varying contents of bitumen, polymer, and heavy oil residue**

Основные полосы поглощения остаются аналогичными предыдущим спектрам, однако добавление тяжёлого нефтяного остатка может повлиять на интенсивность и форму пиков. В области 2956 и 2854  $\text{см}^{-1}$  сохраняются характерные колебания C–H в  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - группах. Полоса при 1700  $\text{см}^{-1}$ , соответствующая карбонильным соединениям (C=O), может изменяться из-за взаимодействия компонентов, в частности, возможного дополнительного вклада кислородсодержащих соединений тяжёлого остатка.

Деформационные колебания  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - групп (1460 и 1375  $\text{см}^{-1}$ ) остаются выраженными, что подтверждает присутствие полипропилена. Также сохраняются полосы около 720  $\text{см}^{-1}$ , указывающие на длинноразветвленные углеводородные структуры. В диапазоне 993–918  $\text{см}^{-1}$  наблюдаются колебания, характерные для C–C и C–H в кристаллической решётке полипропилена, но их интенсивность может уменьшаться с понижением содержания полимера (с 6% до 4%).

Добавление тяжёлого нефтяного остатка в количестве 1% не приводит к появлению новых выраженных полос, но может влиять на интенсивность уже имеющихся, особенно в области карбонильных соединений и углеводородных групп. Сравнение двух спектров показывает, что уменьшение содержания полипропилена и битума при неизменном количестве тяжёлого остатка может приводить к небольшим изменениям интенсивности характерных полос.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Исследование выполнено при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант №BR21882278 «Создание строительно-технического инжинирингового центра по оказанию полного цикла аккредитованных услуг строительно-го, дорожно-строительного сектора Республики Казахстан»).

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

**Благодарность.** Авторы выражают благодарность Толкимбаеву Габиту Аждаровичу – Генеральному директору ОЮЛ «Ассоциация производителей и потребителей нефтегазохимической продукции (Нефтегазохимическая Ассоциация)».

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают ответственность 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: Сейтенова Г.Ж. – концепция исследования; Сыздык А.Г. – сбор и обработка данных, написание текста; Джексембаева А.Е. – сбор и обработка данных, иллюстрации; Дюсова Р.М. – анализ полученных данных.

## Заключение

Необходимо отметить, что на представленных ИК-спектрах битумно-полимерных композитов, модифицированных полипропиленом и тяжёлым нефтяным остатком, наблюдаются характерные полосы поглощения, соответствующие основным функциональным группам битума, полимера и углеводородных соединений. Сравнительный анализ спектров показал, что при изменении содержания полипропилена с 6% до 4% сохраняются основные колебания C–H в  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - группах (2956 и 2854  $\text{см}^{-1}$ ), полосы карбонильных соединений (около 1700  $\text{см}^{-1}$ ) и деформационные колебания метиленовых и метильных групп (1460 и 1375  $\text{см}^{-1}$ ). Однако интенсивность некоторых полос, особенно в области 993–918  $\text{см}^{-1}$ , соответствующей структуре полипропилена, снижается при уменьшении его концентрации.

Добавление тяжёлого нефтяного остатка в количестве 1% не привело к появлению новых функциональных групп, однако могло повлиять на интенсивность отдельных полос за счёт взаимодействия с битумной матрицей. В целом, полученные данные подтверждают, что структура битумно-полимерных композитов сохраняет ключевые характеристики исходных компонентов, при этом изменение концентрации полимера и битума оказывает влияние на степень модификации и взаимосвязь их структурных элементов.

## ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** The research was carried out with the financial support of the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (Grant No. BR21882278 “Establishment of a construction and engineering center to provide a full cycle of accredited services for the construction and road construction sector of the Republic of Kazakhstan”).

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

**Acknowledgment.** The authors express their gratitude to Gabit Azhdarovich Tolkimbayev, General Director of the Legal Entity Association “Association of Producers and Consumers of Petrochemical Products (Petrochemical Association).”

**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: Gaini Zh. Seitenova – research concept; Ayazhan G. Syzdyk – data collection and processing, text writing; Assel Ye. Dzheksembayeva – data collection and processing, illustrations; Rizagul M. Dyussova – analysis of the obtained data.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Weigel S., Stephan D. Bitumen Characterization with Fourier Transform Infrared Spectroscopy and Multivariate Evaluation: Prediction of Various Physical and Chemical Parameters // *Energy & Fuels*. 2018. Vol. 32, Issue 10. P. 10437–10442. doi: [10.1021/acs.energyfuels.8b02096](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b02096).
2. Ma L., Varveri A., Jing R., Erkens S. Chemical characterisation of bitumen type and ageing state based on FTIR spectroscopy and discriminant analysis integrated with variable selection methods // *Road Materials and Pavement Design*. 2023. Vol. 24. P. 506–520. doi: [10.1080/14680629.2023.2181008](https://doi.org/10.1080/14680629.2023.2181008).
3. Xing C., Liu L., Li M. Chemical Composition and Aging Characteristics of Linear SBS Modified Asphalt Binders // *Energy & Fuels*. 2020. Vol. 34, Issue 4. P. 4194–4200. doi: [10.1021/acs.energyfuels.9b04523](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04523).
4. Werkovits S., Bacher M., Theiner J., et al. Multi-spectroscopic characterization of bitumen and its polarity-based fractions // *Construction and Building Materials*. 2022. Vol. 352. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2022.128992](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.128992).
5. Yadykova A.Y., Strelets L.A., Ilyin S.O. Infrared Spectral Classification of Natural Bitumens for Their Rheological and Thermophysical Characterization // *Molecules*. 2023. Vol. 28, Issue 5. doi: [10.3390/molecules28052065](https://doi.org/10.3390/molecules28052065).
6. Olabemiwo O.M., Esan A.O., Bakare H.O., Agunbiade F.O. Polymer modified-natural bitumen thermal aging resistance studies // *International Journal of Pavement Engineering*. 2019. Vol. 20, Issue 10. P. 1207–1215. doi: [10.1080/10298436.2017.1394102](https://doi.org/10.1080/10298436.2017.1394102).
7. Fini E.H., Hosseinneshad S., Oldham D.J., Sharma B.K. Investigating the effectiveness of liquid rubber as a modifier for asphalt binder // *Road Materials and Pavement Design*. 2016. Vol. 17, Issue 4. P. 825–840. doi: [10.1080/14680629.2015.1124800](https://doi.org/10.1080/14680629.2015.1124800).
8. Marafi A., Albazzaz H., Rana M.S. Hydroprocessing of heavy residual oil: Opportunities and challenges // *Catalysis Today*. 2019. Vol. 329, Iss 1. P. 125–134. doi: [10.1016/j.cattod.2018.10.067](https://doi.org/10.1016/j.cattod.2018.10.067).
9. Zofka A., Maliszewska D., Maliszewski M., Boratyński J. Application of FTIR ATR method to examine the polymer content in the modified bitumen and to assess susceptibility of bitumen to ageing // *Roads and Bridges*. 2015. Vol. 14, N 3. P. 163–174. doi: [10.7409/rabdim.015.011](https://doi.org/10.7409/rabdim.015.011).
10. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development // *Fuel*. 2015. Vol. 157, Iss 1. P. 219–231. doi: [10.1016/j.fuel.2015.04.065](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.04.065).
11. Belyaev P.S., Frolov V.A., Belyaev V.P., et al. Petroleum bitumen and polymer-bitumen binders: Current state and Russian specifics. Review // *Oil and Gas Engineering*. 2021. Vol. 2412, Issue 1. doi: [10.1063/5.0075420](https://doi.org/10.1063/5.0075420).
12. Kayukova G.P., Vakhin A.V., Mikhailova A.N., et al. Road bitumen's based on the vacuum residue of heavy oil and natural asphaltite: Part I – chemical composition // *Petroleum Science and Technology*. 2017. Vol. 35, issue 16. P. 1680–1686. doi: [10.1080/10916466.2017.1356852](https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1356852).
13. Primerano K., Mirwald J., Lohninger J., Hofko B. Characterization of long-term aged bitumen with FTIR spectroscopy and multivariate analysis methods // *Construction and Building Materials*. 2023. Vol. 409. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2023.133956](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2023.133956).
14. Elwardany M., Habbouche J., Andriescu A., et al. Comprehensive performance evaluation of high polymer-modified asphalt binders beyond linear viscoelastic rheological surrogates // *Construction and Building Materials*. 2022. Vol. 351. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2022.128902](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.128902).
15. Luo S., Tian J., Liu Z., et al. Rapid determination of styrene-butadiene-styrene (SBS) content in modified asphalt based on Fourier transform infrared (FTIR) spectrometer and linear regression analysis // *Measurement*. 2020. Vol. 151. doi: [10.1016/j.measurement.2019.107204](https://doi.org/10.1016/j.measurement.2019.107204).
16. Lim C.S., Jang D.S., Yu S.M., Lee J.J. Analysis of the Properties of Modified Asphalt Binder by FTIR Method // *Materials*. 2022. Vol. 15, Issue 16. doi: [10.3390/ma15165743](https://doi.org/10.3390/ma15165743).
17. Sun G., Li B., Sun D., et al. Chemo-rheological and morphology evolution of polymer modified bitumens under thermal oxidative and all-weather aging // *Fuel*. 2021. Vol. 285. doi: [10.1016/j.fuel.2020.118989](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118989).
18. Yang Q., Lin J., Wang X., et al. A review of polymer-modified asphalt binder: Modification mechanisms and mechanical properties // *Cleaner Materials*. 2024. Vol. 12. doi: [10.1016/j.clema.2024.100255](https://doi.org/10.1016/j.clema.2024.100255).
19. Weigel S., Stephan D. The prediction of bitumen properties based on FTIR and multivariate analysis methods // *Fuel*. 2017. Vol. 208. P. 655–661. doi: [10.1016/j.fuel.2017.07.048](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.048).
20. Xu M., Zhang Y., Zhao P., Liu C. Study on aging behavior and prediction of SBS modified asphalt with various contents based on PCA and PLS analysis // *Construction and Building Materials*. 2020. Vol. 265. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2020.120732](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.120732).

## REFERENCES

1. Weigel S., Stephan D. Bitumen Characterization with Fourier Transform Infrared Spectroscopy and Multivariate Evaluation: Prediction of Various Physical and Chemical Parameters. *Energy & Fuels*. 2018;32(10):10437–10442. doi: [10.1021/acs.energyfuels.8b02096](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b02096).
2. Ma L., Varveri A., Jing R., Erkens S. Chemical characterisation of bitumen type and ageing state based on FTIR spectroscopy and discriminant analysis integrated with variable selection methods. *Road Materials and Pavement Design*. 2023;24:506–520. doi: [10.1080/14680629.2023.2181008](https://doi.org/10.1080/14680629.2023.2181008).
3. Xing C., Liu L., Li M. Chemical Composition and Aging Characteristics of Linear SBS Modified Asphalt Binders. *Energy & Fuels*. 2020;34(4):4194–4200. doi: [10.1021/acs.energyfuels.9b04523](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04523).
4. Werkovits S., Bacher M., Theiner J., et al. Multi-spectroscopic characterization of bitumen and its polarity-based fractions. *Construction and Building Materials*. 2022;352:128992. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2022.128992](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.128992).
5. Yadykova AY, Strelets LA, Ilyin SO. Infrared Spectral Classification of Natural Bitumens for Their Rheological and Thermophysical Characterization. *Molecules*. 2023;28(5):2065. doi: [10.3390/molecules28052065](https://doi.org/10.3390/molecules28052065).
6. Olabemiwo OM, Esan AO, Bakare HO, Agunbiade FO. Polymer modified-natural bitumen thermal aging resistance studies. *International Journal of Pavement Engineering*. 2019;20(10):1207–1215. doi: [10.1080/10298436.2017.1394102](https://doi.org/10.1080/10298436.2017.1394102).
7. Fini EH, Hosseinneshad S, Oldham DJ, Sharma BK. Investigating the effectiveness of liquid rubber as a modifier for asphalt binder. *Road Materials and Pavement Design*. 2016;17(4):825–840. doi: [10.1080/14680629.2015.1124800](https://doi.org/10.1080/14680629.2015.1124800).
8. Marafi A, Albazzaz H, Rana MS. Hydroprocessing of heavy residual oil: Opportunities and challenges. *Catalysis Today*. 2019;329(1):125–134. doi: [10.1016/j.cattod.2018.10.067](https://doi.org/10.1016/j.cattod.2018.10.067).

9. Zofka A, Maliszewska D, Maliszewski M, Boratyński J. Application of FTIR ATR method to examine the polymer content in the modified bitumen and to assess susceptibility of bitumen to ageing. *Roads and Bridges*. 2015;14(3):163–174. doi: [10.7409/rabdim.015.011](https://doi.org/10.7409/rabdim.015.011).
10. Muraza O, Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development. *Fuel*. 2015;157(1):219–231. doi: [10.1016/j.fuel.2015.04.065](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.04.065).
11. Belyaev PS, Frolov VA, Belyaev VP, et al. Petroleum bitumen and polymer-bitumen binders: Current state and Russian specifics. Review. *Oil and Gas Engineering*. 2021;2412(1):060001. doi: [10.1063/5.0075420](https://doi.org/10.1063/5.0075420).
12. Kayukova GP, Vakhin AV, Mikhailova AN, et al. Road bitumen's based on the vacuum residue of heavy oil and natural asphaltite: Part I – chemical composition. *Petroleum Science and Technology*. 2017;35(16):1680–1686. doi: [10.1080/10916466.2017.1356852](https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1356852).
13. Primerano K, Mirwald J, Lohninger J, Hofko B. Characterization of long-term aged bitumen with FTIR spectroscopy and multivariate analysis methods. *Construction and Building Materials*. 2023;409:133956. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2023.133956](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2023.133956).
14. Elwardany M, Habbouche J, Andriescu A, et al. Comprehensive performance evaluation of high polymer-modified asphalt binders beyond linear viscoelastic rheological surrogates. *Construction and Building Materials*. 2022;351:128902. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2022.128902](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2022.128902).
15. Luo S, Tian J, Liu Z, et al. Rapid determination of styrene-butadiene-styrene (SBS) content in modified asphalt based on Fourier transform infrared (FTIR) spectrometer and linear regression analysis. *Measurement*. 2020;151:107204. doi: [10.1016/j.measurement.2019.107204](https://doi.org/10.1016/j.measurement.2019.107204).
16. Lim CS, Jang DS, Yu SM, Lee JJ. Analysis of the Properties of Modified Asphalt Binder by FTIR Method. *Materials*. 2022;15(16):5743. doi: [10.3390/ma15165743](https://doi.org/10.3390/ma15165743).
17. Sun G, Li B, Sun D, et al. Chemo-rheological and morphology evolution of polymer modified bitumens under thermal oxidative and all-weather aging. *Fuel*. 2021;285:118989. doi: [10.1016/j.fuel.2020.118989](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118989).
18. Yang Q, Lin J, Wang X, et al. A review of polymer-modified asphalt binder: Modification mechanisms and mechanical properties. *Cleaner Materials*. 2024;12:100255. doi: [10.1016/j.clema.2024.100255](https://doi.org/10.1016/j.clema.2024.100255).
19. Weigel S, Stephan D. The prediction of bitumen properties based on FTIR and multivariate analysis methods. *Fuel*. 2017;208:655–661. doi: [10.1016/j.fuel.2017.07.048](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.048).
20. Xu M, Zhang Y, Zhao P, Liu C. Study on aging behavior and prediction of SBS modified asphalt with various contents based on PCA and PLS analysis. *Construction and Building Materials*. 2020;265:120732. doi: [10.1016/j.conbuildmat.2020.120732](https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.120732).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### Сейтенова Гайни Жумагалиевна

канд. хим. наук

ORCID [0000-0001-6202-3951](https://orcid.org/0000-0001-6202-3951)

e-mail: [gainiseitenova@gmail.com](mailto:gainiseitenova@gmail.com).

### Сыздык Аяжан Галымкызы

ORCID [0009-0007-4435-0976](https://orcid.org/0009-0007-4435-0976)

e-mail: [ayazhanka.syzdyk@gmail.com](mailto:ayazhanka.syzdyk@gmail.com).

### Джексембаева Асель Еркековна

PhD

ORCID [0009-0009-6153-9580](https://orcid.org/0009-0009-6153-9580)

e-mail: [dzhexembayeva\\_aye@enu.kz](mailto:dzhexembayeva_aye@enu.kz).

### \*Дюсова Ризагуль Муслимовна

канд. техн. наук

ORCID [0000-0003-3083-5255](https://orcid.org/0000-0003-3083-5255)

e-mail: [rizagul.dyussova@gmail.com](mailto:rizagul.dyussova@gmail.com).

## AUTHORS' INFO

### Gaini Zh. Seitenova

Cand. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0001-6202-3951](https://orcid.org/0000-0001-6202-3951)

e-mail: [gainiseitenova@gmail.com](mailto:gainiseitenova@gmail.com).

### Ayazhan G. Syzdyk

ORCID [0009-0007-4435-0976](https://orcid.org/0009-0007-4435-0976)

e-mail: [ayazhanka.syzdyk@gmail.com](mailto:ayazhanka.syzdyk@gmail.com).

### Assel Ye. Dzheksembayeva

PhD

ORCID [0009-0009-6153-9580](https://orcid.org/0009-0009-6153-9580)

e-mail: [dzhexembayeva\\_aye@enu.kz](mailto:dzhexembayeva_aye@enu.kz).

### \*Rizagul M. Dyussova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0003-3083-5255](https://orcid.org/0000-0003-3083-5255)

e-mail: [rizagul.dyussova@gmail.com](mailto:rizagul.dyussova@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 54.084  
МРНТИ 31.25.15

DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873)

Получена: 16.05.2025.

Одобрена: 23.07.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Исследование процесса сшиваемости полимерных материалов для повышения эффективности водоизоляционных составов

С.Е. Абдыкалыков, В.В. Сабалдаш

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

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений Казахстана находится на поздней стадии разработки, что сопровождается устойчивым снижением дебитов нефти и прогрессирующим ростом обводнённости продукции. Эти процессы существенно ухудшают эффективность эксплуатации пластов и усложняют управление системой вытеснения углеводородов. В сложившихся условиях особую актуальность приобретают технологии, направленные на ограничение и изоляцию водопритоков, как ключевой элемент повышения эффективности разработки месторождений. Одним из перспективных направлений в данной области является применение гелеполимерных систем, обладающих способностью селективно блокировать высокопроницаемые водонасыщенные зоны и перераспределять фильтрационные потоки в сторону нефтенасыщенных интервалов. Это позволяет значительно повысить нефтеотдачу и улучшить технико-экономические показатели эксплуатации залежей.

**Цель.** Исследование направлено на изучение процесса сшивания полимерных гелей и оценку ключевых параметров этого процесса с использованием различных методов.

**Материалы и методы.** Особое внимание уделено разработке и внедрению реологического метода для точного количественного определения времени сшивания геля, что позволяет существенно повысить объективность и воспроизводимость результатов по сравнению с традиционной визуальной оценкой, которая на данный момент является единственным общепринятым методом.

**Результаты.** Установлено, что визуально полная сшивка наблюдается в интервале 1,5–2 ч после приготовления растворов. В то же время с помощью реометрических измерений время сшивания было зафиксировано существенно раньше. Это подтверждает более высокую точность и чувствительность инструментального метода.

**Заключение.** Проведённые исследования подтвердили, что использование реометрических методов позволяет с высокой точностью определять время и степень сшиваемости полимеров, что невозможно при визуальной оценке. Это обеспечивает операторов более достоверной информацией о процессе формирования гелевой структуры и позволяет контролировать ключевые параметры гелеобразования на ранних стадиях. Полученные данные подчеркивают важность применения реометрии как надёжного инструмента для объективной оценки сшиваемости полимеров. Такая оценка играет решающую роль при проектировании и внедрении гелеполимерных систем в технологии повышения нефтеотдачи, особенно в условиях осложнённой геологии и высокой обводнённости.

**Ключевые слова:** сшиваемость полимера, полимерная система, реология, выравнивание профиля проницаемости, гель, реометр.

## Как цитировать:

Абдыкалыков С.Е., Сабалдаш В.В. Исследование процесса сшиваемости полимерных материалов для повышения эффективности водоизоляционных составов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 59–67. DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873).

UDC 54.084

CSCSTI 31.25.15

DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873)

Received: 16.05.2025.

Accepted: 23.07.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Investigation of the Crosslinking Process of Polymer Materials to Enhance the Efficiency of Waterproofing Compounds

Sultangali Ye. Abdykalykov, Valentina V. Sabaldash

Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigaz”, Aktau, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** Currently, a significant portion of the oil fields in Kazakhstan are at the final stages of development, characterised by a steady decline in oil production and a progressive increase in water cut. These processes greatly diminish the efficiency of reservoir operation and make managing hydrocarbon displacement systems more complex. Under current conditions, technologies aimed at limiting and isolating water inflows are becoming increasingly relevant as a key element in enhancing the efficiency of field development. One promising approach in this area is the use of gel-polymer systems capable of selectively blocking highly permeable, water-saturated zones and redirecting filtration flows toward oil-saturated intervals. This allows for a significant increase in oil recovery and improves the technical and economic performance of reservoir development.

**Aim:** The study aims to investigate the cross-linking process of polymer gels and to evaluate the key parameters of this process using various methods.

**Materials and methods:** Special attention has been paid to the development and implementation of a rheological method for accurate quantitative determination of gel cross-linking time, which significantly enhances the objectivity and reproducibility of results compared to traditional visual assessment, which is currently the only generally accepted method.

**Results:** It has been established that visually complete crosslinking occurs in 1.5–2 hours after the preparation of solutions. At the same time, rheometric measurements showed that crosslinking occurred significantly earlier. This confirms the higher accuracy and sensitivity of the instrumental method.

**Conclusion:** The studies confirmed that rheometric methods allow high-precision determination of the time and degree of polymer crosslinking, which is impossible with visual assessment. This provides operators with more reliable information about the gel structure formation process and allows them to control the key parameters of gel formation at early stages. The data obtained emphasise the importance of rheometry as a reliable tool for objective evaluation of polymer crosslinking. Such evaluation plays a crucial role in the design and implementation of gel-polymer systems in oil recovery enhancement technology, especially in conditions of complicated geology and high water cut.

**Keywords:** polymer crosslinkability; polymer system; rheology; intake profile alignment; gel; rheometer.

## To cite this article:

Abdykalykov SY, Sabaldash VV. Investigation of the Crosslinking Process of Polymer Materials to Enhance the Efficiency of Waterproofing Compounds. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):59–67. DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873).

ӨОЖ 54.084  
ГТАХР 31.25.15

DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873)

Қабылданды: 16.05.2025.  
Мақұлданды: 23.07.2025.  
Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Су оқшаулағыш құрамдардың тиімділігін арттыру үшін полимерлі материалдардың өзара байланыстыру процесін зерттеу

С.Е. Әбдіқалықов, В.В. Сабалдаш

ҚМГ Инжиниринг «ҚазГЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Қазіргі уақытта Қазақстанның мұнай кен орындарының едәуір бөлігі игерудің кеш сатысында тұр, бұл мұнай дебиттерінің тұрақты төмендеуімен және өнім сулануының үдемелі өсуімен қатар жүреді. Бұл процестер қабаттарды пайдалану тиімділігін айтарлықтай төмендетеді және көмірсутектерді ығыстыру жүйесін басқаруды қиындатады. Қалыптасқан жағдайда кен орындарын игеру тиімділігін арттырудың негізгі элементі ретінде су ағындарын шектеуге және оқшаулауға бағытталған технологиялар ерекше өзектілікке ие болады. Бұл саладағы перспективті бағыттардың бірі су өткізгіштігі жоғары аймақтарды іріктеп блоктау және сұзу ағындарын мұнайға қаныққан интервалдарға қарай қайта бөлу мүмкіндігі бар гель-полимерлі жүйелерді пайдалану болып табылады. Бұл мұнай өндіруді едәуір арттыруға және кен орындарын пайдаланудың техникалық-экономикалық көрсеткіштерін жақсартуға мүмкіндік береді.

**Мақсаты.** Зерттеу полимерлі гельдерді өзара байланыстыру процесін зерттеуге және әртүрлі әдістерді қолдана отырып осы процестің негізгі параметрлерін бағалауға бағытталған.

**Материалдар мен әдістер.** Гельді өз ара байланыстыру уақытын дәл сандық анықтау үшін реологиялық әдісті әзірлеуге және енгізуге ерекше назар аударылады, бұл қазіргі уақытта жалғыз қабылданған әдіс болып табылатын дәстүрлі визуалды бағалаумен салыстырғанда нәтижелердің объективтілігі мен қайталануын айтарлықтай арттыруға мүмкіндік береді.

**Нәтижелері.** Ерітінділерді дайындағаннан кейін көзбен бақылау арқылы гель ерітіндісінің өз ара байланысы 1,5–2 сағат ішінде байқалатыны анықталды. Сонымен қатар, реометриялық өлшеулер арқылы өз ара байланысу уақыты айтарлықтай ертерек тіркелді. Бұл аспаптық әдістің жоғары дәлдігі мен сезімталдығын растайды.

**Қорытынды.** Жүргізілген зерттеулер реометриялық әдістерді қолдану полимерлердің өзара байланысу уақыты мен дәрежесін жоғары дәлдікпен анықтауға мүмкіндік беретінін растады, бұл визуалды бағалау кезінде мүмкін емес. Бұл операторларға гель құрылымын қалыптастыру процесі туралы сенімді ақпарат береді және гелдің негізгі параметрлерін ерте кезеңдерде бақылауға мүмкіндік береді. Алынған деректер полимерлердің өзара байланысын объективті бағалаудың сенімді құралы ретінде реометрияны қолданудың маңыздылығын көрсетеді. Мұндай бағалау гель-полимерлік жүйелерді жобалау мен енгізуде, әсіресе күрделі геология мен жоғары сулану жағдайында мұнай өндіруді арттыру технологиясында шешуші рөл атқарады.

**Негізгі сөздер:** полимердің өз ара байланысы, полимер жүйесі, реология, қабылдау профилін туралау, гель, реометр.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Әбдіқалықов С.Е., Сабалдаш В.В. Су оқшаулағыш құрамдардың тиімділігін арттыру үшін полимерлі материалдардың өзара байланыстыру процесін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 59–67 б. DOI: [10.54859/kjogi108873](https://doi.org/10.54859/kjogi108873).

## Введение

Высокая обводненность добываемой продукции является одной из причин, приводящих к выводу скважин из эксплуатации, в связи с чем работы по ограничению и изоляции водопритоков являются неотъемлемой частью проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях [1]. Для скважин нефтяных месторождений проблема повышения эффективности составов и технологий водоизоляции стоит весьма остро [2].

Развитие технологий и значительное многообразие геолого-физических характеристик разрабатываемых месторождений оказало влияние на создание большого количества различных материалов, что привело к существенному расширению технических решений, применяемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока [1, 2].

Одной из основных целей исследования является определение реомеханических свойств химического реагента, применяемого с целью выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП). Результатом применения технологии ВПП является увеличение объёмного охвата продуктивных пластов за счёт перераспределения фильтрационных потоков, снижение или стабилизация обводнённости, сокращение объёма попутно добываемой воды, получение дополнительной добычи нефти.

Важной характеристикой этих реагентов является сшиваемость в течение определённого времени (создание сшитой полимерной структуры посредством образования межмакромолекулярных связей), что позволяет контролировать момент закачки подвижного геля в пласт. Это критически важно для того, чтобы обеспечить его максимально дальнюю проницаемость в пласты, улучшая таким образом эффективность водоизоляции и перераспределения фильтрационных потоков. Сшиваемые полимеры позволяют более эффективно контролировать фронт вытеснения нефти, что помогает избежать неэффективных закачек, когда вода или другие жидкости проходят через пористую среду без извлечения нефти.

К химическим реагентам, применяемым для водоносных пластов, относятся гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы и набухающие композиции. Макромолекулы полимера сшиваются ионами многовалентных металлов. Полученная при сшивке гелевая композиция обладает высокой вязкостью и упругими свойствами, что способствует эффективной изоляции водонасыщенных пор в зонах с высокой проницаемостью пласта.

Настоящая работа направлена на определение точного времени сшиваемости полимерной системы через сопоставление его с общепринятой визуальной оценкой и измерение с использованием автоматического реометра. Новизна исследования заключается в разработке и внедрении реологического метода для точного количественного определения вре-

мени сшивания геля, что позволяет существенно повысить объективность и воспроизводимость результатов по сравнению с традиционной визуальной оценкой, которая на данный момент является единственным общепринятым методом. Предложенный подход может быть интегрирован в регулярные аналитические процедуры, что открывает новые возможности для контроля качества и оптимизации технологических процессов.

## Материалы и методы

Объектами исследований были образцы полимеров и сшивающего агента. Сшивание полимеров может существенно повлиять на их физико-химические свойства, такие как вязкость, прочность и устойчивость, что непосредственно сказывается на их применении в различных методах повышения нефтеотдачи.

Сшивание полимеров приводит к увеличению их молекулярной массы и улучшению их способности к образованию сетчатых структур. Это способствует повышению вязкости водных растворов, что делает их более эффективными при закачке в пласт.

Полимер 1 представляет собой низкомолекулярный полиакриламид (ММ  $\approx 4$  Да) с низкой степенью гидролиза ( $\sim 2\%$ ). Он готовился с концентрацией 1,5% с добавлением 0,5% ацетата хрома в качестве сшивателя. Такая композиция формирует жёсткую и плотную сетку, поскольку короткие цепи располагаются компактно и подвергаются быстрому и интенсивному сшиванию. Высокая температура ( $\sim 62^\circ\text{C}$ ) дополнительно улучшает кинетику реакции, что приводит к быстрому формированию прочного трёхмерного геля.

Полимер 2 – это высокомолекулярный полиакриламид (ММ  $\approx 10$  Да) с более высокой степенью гидролиза ( $\sim 7\%$ ). Он готовился с концентрацией 0,5% с добавлением 0,05% ацетата хрома в качестве сшивателя. Благодаря более длинным цепям и меньшей степени сшивания образующийся гель характеризуется мягкой, деформируемой структурой, что связано с большей подвижностью и свободой колебаний макромолекул. Сетка формируется более рыхлой, что снижает модуль упругости и вязкость по сравнению с вариантом 1.

Таким образом, гель полимера 1 относится к категории жёстких, сильно сшитых гелей с высокой механической прочностью, а гель полимера 2 – к мягким, слабосшитым гелям, пригодным для применений, где важна эластичность.

## Метод визуального контроля

Визуальная оценка заключается в следующем: свежеприготовленные гелеполимерные системы наливают в колбы, закрывают пробками герметично и термостатируют в течение 72 ч до полной сшиваемости при пластовой температуре  $62^\circ\text{C}$ . Каждые 20 мин проводят оценку однородности и прочности геля согласно следующим критериям (рис. 1) [3]:

– А – видимый гель не образуется. Гелевый

раствор имеет ту же вязкость, что и исходный полимерный раствор;

– В – гель с высокой текучестью. Визуально гель кажется лишь более липким (немного), чем исходный полимерный раствор;

– С – текучий гель. Большая часть геля стекает в горлышко сосуда и обратно;

– D – умеренно текучий гель. Небольшая часть (примерно 5–15%) геля стекает в узкое горлышко сосуда и обратно. Обычно это характеризуется как «языкообразный» гель;

– E – почти не текучий гель. Гель не затекает в горлышко сосуда;

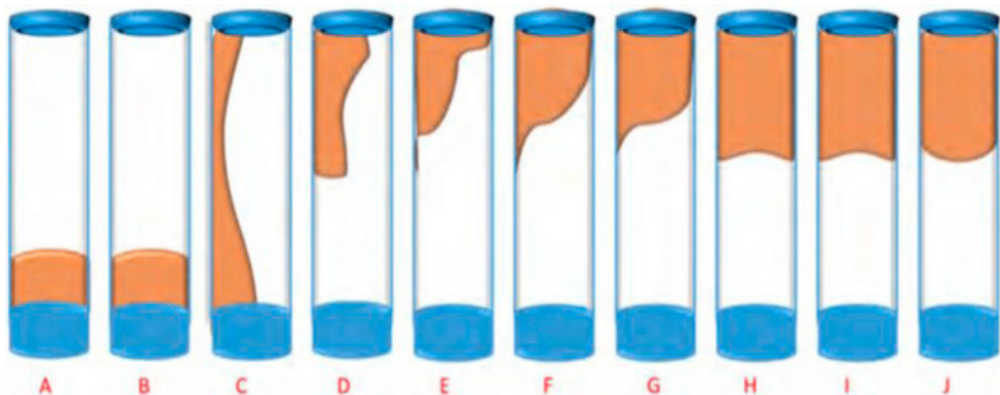
– F – легкодеформируемый гель. Гель не перетекает в крышку бутылки при переворачивании;

– G – умеренно деформируемый, но не текучий гель;

– H – слегка деформируемый, но не текучий гель. При переворачивании сосуда вверх дном поверхность изгибается;

– I – жёсткий гель. Поверхностный изгиб не виден;

– J – звенящий гель. Звон можно почувствовать после того, как постучать по сосуду.



**Рисунок 1. Пример визуальной оценки состояния геля**  
**Figure 1. Example of a visual evaluation of the gel condition**

A – видимый гель не образуется / no visible gel forms; B – гель с высокой текучестью / highly fluid gel; C – текучий гель / fluid gel; D – умеренно текучий гель / moderately fluid gel; E – почти не текучий гель / almost non-fluid gel;

F – легкодеформируемый гель / easily deformable gel; G – умеренно деформируемый, но не текучий гель / moderately deformable but non-fluid gel; H – слегка деформируемый, но не текучий гель / slightly deformable but not fluid gel;

I – жёсткий гель / hard gel; J – звенящий гель / ringing gel

### Реологический метод

Определение точного времени сшиваемости полимерной системы проводилось на автоматическом реометре MCR 702, Anton Paar<sup>1</sup>. Конструкция реометра включает встроенный термостат на основе элементов Пельтье, который поддерживает стабильную температуру испытуемого полимерного состава и обеспечивает точную настройку требуемой температуры. Реометр в режиме колебательных деформаций позволяет исследовать реологические свойства материала, не разрушая его структуру, что особенно важно при изучении структурно чувствительных систем. Осцилляционные исследования дают возможность определить линейно-вязкоупругий диапазон, в котором материал сохраняет свою внутреннюю структуру при деформации. В рамках этих измерений можно получить такие параметры, как модуль упругости ( $G'$ ) и модуль потерь ( $G''$ ), характеризующие, соответственно, упругие и вязкие свойства системы. Как раз эти параметры использовались для оценки степени сшиваемости и времени сшивки полимера без разрушения его структуры. В отличие

от традиционного режима, при котором полимер подвергается разрушительной деформации, осцилляционные испытания позволяют проводить анализ в условиях малых колебательных деформаций, при которых образец сохраняет свою целостность и не разрушается. Это особенно важно для сохранения естественной структуры материала и получения достоверных данных о механизме и кинетике сшивания. Таким образом, можно объективно оценить процесс формирования сетки в реальном времени, не нарушая внутреннюю организацию системы.

Гелеполимерная система сразу после приготовления помещалась в реометр, на котором задавались следующие параметры:

- частота колебания – 1 Гц;
- деформация – 1%;
- расстояние между пластинами – 1 мм

(рис. 2);

- температура – 62°C.

Данные параметры позволяют фиксировать сопротивление без разрушения системы, а также равномерно поддерживать температуру.

<sup>1</sup> Високотехнологичный автоматический реометр, предназначенный для точных измерений реологических свойств жидкостей и полутвёрдых материалов, входит в линейку реометров MCR (Modular Compact Rheometer), известных своей универсальностью и высокой точностью.



**Рисунок 2. Внешний вид пластин автоматического реометра с интервалом между ними 1 мм**  
**Figure 2. Appearance of automatic rheometer plates with 1 mm gap**

**Результаты и обсуждение**

**Результаты визуальной оценки времени образования сшитой полимерной структуры**

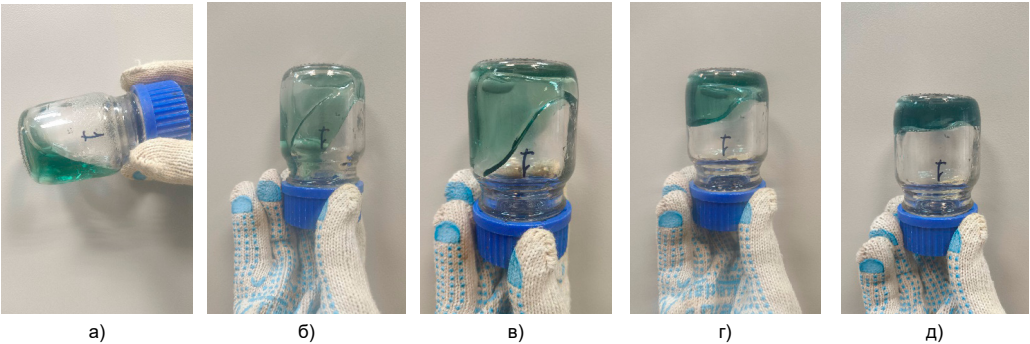
При термостатировании наблюдалось постепенное сшивание полимерной структуры полимеров.

Окончание сшивания полимерной системы из полимера 1 было зафиксировано спустя 2 ч с момента приготовления раствора (рис. 3).

По результатам визуальной оценки образовался звенящий гель.

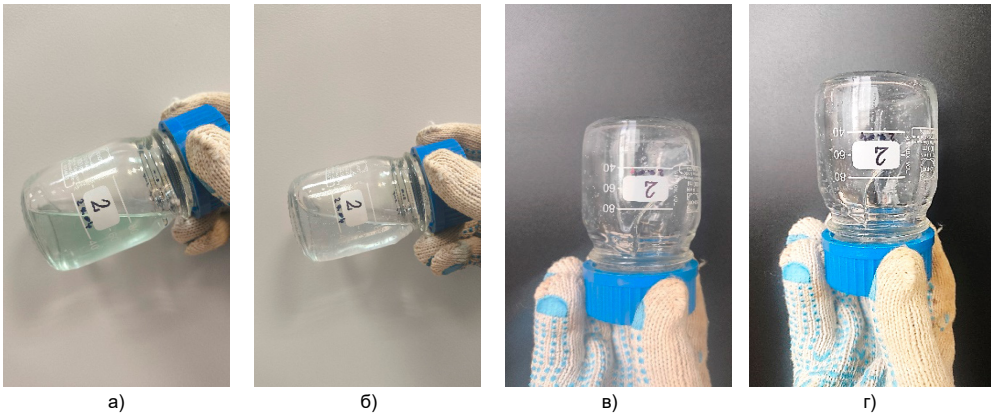
Полная сшивка раствора на основе полимера 2 была зафиксирована через 1 ч 40 мин после приготовления (рис. 4).

В связи с тем, что концентрация полимера и сшивателя в данной гелеполимерной системе значительно ниже, чем в растворе на основе полимера 1, сшитый гель – визуально мягкий, с большей подвижностью.



**Рисунок 3. Процесс сшивания полимерной системы на основе полимера 1 в течение 2 ч**  
**Figure 3. The process of crosslinking a polymer system based on polymer 1 for 2 hours**

а) видимый гель не образуется / no visible gel forms; б) текучий гель / fluid gel; в) легкодеформируемый гель / easily deformable gel; г) слегка деформируемый, но не текучий гель / slightly deformable but not fluid gel; д) звенящий гель / ringing gel



**Рисунок 4. Процесс сшивания полимерной системы на основе полимера 2 в течение 1 ч 40 мин**  
**Figure 4. Process of crosslinking a polymer system based on Polymer 2 for 1 h 40 min**

а) видимый гель не образуется / no visible gel forms; б) гель с высокой текучестью / highly fluid gel; в) текучий гель / fluid gel; г) умеренно текучий гель / moderately fluid gel

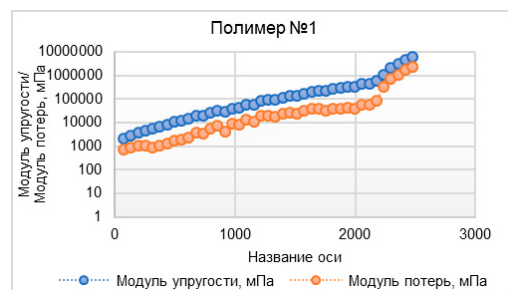
## Результаты исследования на автоматическом реометре

### Исследования раствора на основе полимера 1

Эксперимент проводился в осцилляционном режиме time sweep («по времени») с целью отслеживания изменений механических свойств материала во времени. При этом использовалась фиксированная частота колебаний и постоянная деформация около 1%, соответствующая линейной области вязкоупругости исследуемого геля. Эта область была предварительно определена с помощью амплитудного теста, чтобы исключить нелинейные эффекты.

При исследовании раствора на основе полимера 1 модуль упругости  $G'$  значительно увеличивается со временем – от ~2000 до 6,3 млн мПа (6,3 кПа). Такой резкий рост указывает на протекающую гелеобразующую реакцию, характерную для систем, содержащих хром (III) и амидные группы.

Модуль потерь  $G''$  также увеличивается, но более медленно. С самого начала модуль упругости  $G'$  выше  $G''$ , что указывает на наличие упруго-доминантных свойств материала (гель), однако процесс сшивки всё ещё продолжается. Это можно наблюдать в конце эксперимента, когда происходит резкий скачкообразный рост (рис. 5).



**Рисунок 5. Результаты испытаний раствора на основе полимера 1, полученные с использованием автоматического реометра**

**Figure 5. Test results of the Polymer 1 solution obtained using an automatic rheometer**

Начиная примерно с третьей минуты, наблюдается четкий переход:  $G'$  пересекает  $G''$  и становится доминирующим, что соответствует переходу системы в твердоподобное состояние. Это связано с формированием трёхмерной сетки в растворе и началом гелеобразования. С этого момента  $G'$  продолжает расти, стабильно превышая  $G''$ , что подтверждает развитие и стабилизацию структуры эластичного геля (рис. 6).

Около 57-й минуты фиксируется резкий скачок как модуля упругости, так и модуля потерь. Такой рост свидетельствует о финальной стадии сшиваемости, в ходе которой происходит значительное уплотнение и укрепление гелевой структуры. Это может быть связано либо с за-

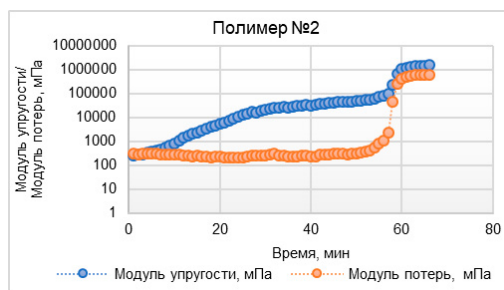
Тот факт, что  $G' > G''$  с самого начала, говорит о наличии начальной сетки или частично сформированного геля ещё до начала теста. Однако дальнейший рост  $G'$  и  $G''$  указывает на продолжающийся процесс сшивания молекул полиакриламида с ацетатом хрома, вероятно, инициированный или ускоренный условиями эксперимента (например, температурой).

Особенно важным является резкий скачок  $G'$  в конце эксперимента, который можно интерпретировать как достижение критической степени сшивки или завершение образования пространственной структуры, обеспечивающей макроскопическую упругость системы.

Время полной сшивки гелеполимерной системы на основе полимера 1, зафиксированное на автоматическом реометре, составило 37 мин после приготовления раствора, что почти на 1,5 ч быстрее, чем при визуальной оценке.

### Исследования раствора на основе полимера 2

В течение первых двух минут раствор на основе полимера 2 демонстрирует жидкоподобное поведение: модуль упругости ( $G'$ ) значительно ниже модуля потерь ( $G''$ ), что свидетельствует о преобладании вязкого компонента в системе. Это указывает на то, что структура ещё не сформирована, и реакция межцепной сшивки находится в начальной фазе.



**Рисунок 6. Результаты испытаний раствора на основе полимера 2, полученные с использованием автоматического реометра**

**Figure 6. Test results for a polymer-based solution obtained using an automatic rheometer**

вершением химического сшивания, либо с физическими процессами, такими как агрегирование или структурная перестройка сети. В этот момент материал достигает максимальной механической прочности, демонстрируя зрелую и стабилизированную гелевую фазу.

Время сшивки раствора на основе полимера 2 было зафиксировано на автоматическом реометре через 57 мин после приготовления, что на 30 мин раньше, чем при визуальной оценке.

## Заключение

В данной работе исследованы образцы полимеров с различной механической прочностью и временем сшивания. Растворы полимеров

готовились с различными концентрациями как полимера, так и сшивающего агента. В ходе проведённого исследования были получены следующие ключевые результаты:

- визуальное наблюдение: полная сшивка полимерной системы на основе полимера 1 была зафиксирована через 2 ч, для полимерной системы на основе полимера 2 – через 1 ч 40 мин;

- испытания на автоматическом реометре: время полной сшивки для полимера 1 составило 37 мин, для полимера 2 – 53 мин.

Полученные с помощью реометра значения существенно отличаются от результатов визуального метода. Это свидетельствует о том, что визуальный метод может занижать точность определения момента завершения процесса сшивания.

Реометр позволяет зафиксировать момент завершения формирования пространственной структуры геля значительно раньше, что может быть критически важно для корректного управления технологическим процессом.

Масштабный фактор в условиях осложнённой геологии и высокой обводнённости значительно влияет на равномерность распределения полимерного раствора и сшивателя в пласте. При сшивании полиакриламида процесс образования сшивок не происходит равномерно по всему объёму пласта в течение условного времени, указанного в технической документации. Это объясняется тем, что при закачке полимерного раствора составы попадают в различные зоны скважины, которые характеризуются неодинаковыми термодинамическими условиями. В частности, в призабойной зоне температура может быть ниже, тогда как при продвижении раствора вглубь пласта наблюдается её повышение. Кроме того, в зонах с мелкопористой структурой теплообмен происходит интенсивнее, что приводит

к ускорению процесса сшивания по сравнению с ожидаемым. В результате гелеобразование может инициироваться раньше запланированного времени, что оказывает существенное влияние на радиус проникновения геля и эффективность изоляционных мероприятий.

Предлагаемый в данной работе метод позволяет более точно прогнозировать динамику сшивания полиакриламида с учётом теплового градиента и геометрических особенностей пласта. Внедрение этого подхода способствует повышению эффективности применения гелеобразующих систем в условиях неоднородных коллекторов.

Знание точного времени сшивания позволяет своевременно корректировать параметры процесса, такие как скорость закачки, концентрацию полимера и сшивающего агента, что, в свою очередь, может повысить стойкость полимерных растворов к агрессивным условиям пластов (высоким температурам, давлениям и химическому воздействию). Это позволяет избежать преждевременной или слишком поздней сшивки, что может привести к неэффективному использованию ресурса или повреждению пористой структуры коллектора. Кроме того, точные данные о времени сшиваемости способствуют более точному прогнозированию поведения полимерных растворов в процессе эксплуатации месторождения, что важно для разработки эффективных стратегий по повышению нефтеотдачи и увеличению срока эксплуатации месторождений.

Таким образом, полученные результаты подтверждают значимость использования реометрических методов для объективной оценки сшиваемости полимеров, что обеспечивает более точный контроль параметров гелеобразования при реализации технологий повышения нефтеотдачи.

## 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: Абдыкалыков С.Е. – концепция и дизайн исследования, проведение исследований, интерпретация результатов; Сабалдаш В.В. – проведение исследований, обработка экспериментальных данных, написание и редактирование 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: Sultangali Ye. Abdykalykov – research concept and study design; conducting research, interpreting results; Valentina V. Sabaldash – conducting research, processing experimental data, writing, and editing a manuscript.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дерендяев Р.А., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Дерендяев К.А. Повышение эффективности применения технологии по ограничению водопитока на основании геолого-физических характеристик пластов (на примере месторождений Пермского края) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 9. С. 154–163. doi: [10.18799/24131830/2019/9/2264](https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2264).
2. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Акчурин Х.И., Котенев Ю.А. Развитие технологий ограничения водопитока в добывающие скважины // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Режим доступа: [oilgasjournal.ru/vol\\_5/dubinsky.html](http://oilgasjournal.ru/vol_5/dubinsky.html). Дата обращения: 13.04.2025.
3. Sydansk R.D. A Newly Developed Chromium(III) Gel Technology // SPE Reservoir Engineering. 1990. Vol. 5, Issue 03. P. 346–352. doi: [10.2118/19308-PA](https://doi.org/10.2118/19308-PA).

## REFERENCES

1. Derendyaev RA, Zakharov LA, Martyshev DA, Derendyaev KA. Improving the efficiency of application of technology on water performance limitation based on geological and physical characteristics of the plates (on the example of deposits of The Perm Region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(9):154–163. doi: [10.18799/24131830/2019/9/2264](https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2264). (In Russ).
2. Dubinsky GS, Andreev VE, Akchurin KI, Kotenev YA. Development of technologies of restriction of water inflow in producing wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. Available from: [oilgasjournal.ru/vol\\_5/dubinsky.html](http://oilgasjournal.ru/vol_5/dubinsky.html). (In Russ).
3. Sydansk RD. A Newly Developed Chromium(III) Gel Technology. *SPE Reservoir Engineering*. 1990;5(03):346–352. doi: [10.2118/19308-PA](https://doi.org/10.2118/19308-PA).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Абдыкалыков Султангали Ергалиевич**

ORCID [0009-0008-2503-4537](https://orcid.org/0009-0008-2503-4537)

e-mail: [s.abdykalykov@kmge.kz](mailto:s.abdykalykov@kmge.kz).

**\*Сабалдаш Валентина Валерьевна**

ORCID [0009-0004-0158-1852](https://orcid.org/0009-0004-0158-1852)

e-mail: [v.sabaldash@kmge.kz](mailto:v.sabaldash@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**Sultangali Ye. Abdykalykov**

ORCID [0009-0008-2503-4537](https://orcid.org/0009-0008-2503-4537)

e-mail: [s.abdykalykov@kmge.kz](mailto:s.abdykalykov@kmge.kz).

**\*Valentina V. Sabaldash**

ORCID [0009-0004-0158-1852](https://orcid.org/0009-0004-0158-1852)

e-mail: [v.sabaldash@kmge.kz](mailto:v.sabaldash@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 624.131.34  
МРНТИ 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Получена: 03.04.2025.  
Одобрена: 03.09.2025.  
Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах

С.Ж. Райкулов<sup>1</sup>, С.В. Марьян<sup>2</sup>, Т.Х. Ямагулов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Petro-Unit, г. Аксай, Казахстан

<sup>2</sup>NDF KAZAKHSTAN, г. Уральск, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Вопрос совершенствования технологий предупреждения поглощения бурового раствора и ограничения водопритока является одним из ключевых в области бурения нефтяных и газовых скважин. В Западно-Казахстанской области, обладающей значительными запасами углеводородов, активно применяются различные технологические подходы, включая использование тампонажных цементных растворов, кольматирующих материалов различного гранулометрического состава, а также высоковязких и полимерных систем. Несмотря на существенные достижения в области тампонажных технологий, количество универсальных решений, способных одновременно выполнять функции изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, остается ограниченным, а их эффективность во многом определяется геолого-техническими условиями конкретного месторождения. Перспективным направлением исследований является разработка материалов с высокой селективностью, обладающих способностью адаптироваться к различным проницаемым зонам продуктивного пласта и обеспечивать надёжную герметизацию.

**Цель.** Обобщение опыта применения технологий изоляции зон поглощения и ограничения водопритока на примере пробуренных скважин в условиях Западно-Казахстанской области, а также проведение анализа существующих изоляционных материалов и систем с точки зрения их эффективности, ограничений и перспектив применения.

**Материалы и методы.** В работе использованы данные по пробуренным скважинам Западно-Казахстанского региона, результаты промысловых исследований, а также патентная и научно-техническая литература, отражающая современные подходы к разработке тампонажных и изоляционных материалов.

**Результаты.** В данной работе проведён анализ существующих систем, рассмотрены механизмы их действия и ограничения, представлены примеры пробуренных скважин, а также обзор современных запатентованных технологий. Особое внимание уделено концепции универсального материала, способного комплексно решать задачи изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, что в перспективе позволит повысить эффективность изоляционных мероприятий, снизить эксплуатационные затраты и минимизировать техногенные риски.

**Заключение.** Эффективность изоляционных мероприятий во многом определяется правильным выбором состава и технологии его применения. Анализ существующих изоляционных материалов показал, что, несмотря на разнообразие решений, не все из них обеспечивают стабильный результат при сложных геолого-технических условиях. Это подчёркивает необходимость дальнейших исследований, направленных на оптимизацию рецептур и адаптацию технологий к конкретным условиям месторождений региона.

**Ключевые слова:** изоляция зон поглощения, селективные материалы, тампонажные растворы, ограничение водопритока, водоизоляционный материал, буровой раствор, нефтяные и газовые скважины.

## Как цитировать:

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х. Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 68–81. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

UDC 624.131.34

CSCSTI 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Received: 03.04.2025.

Accepted: 03.09.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Methods for Lost Circulation Control and Water Shutoff in Oil and Gas Wells

Sayat Zh. Raikulov<sup>1</sup>, Sergey V. Maryan<sup>2</sup>, Tolegen Kh. Yamagulov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Petro-Unit, Aksai, Kazakhstan

<sup>2</sup>NDF KAZAKHSTAN, Oral, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** Improving technologies for lost circulation control and water shutoff remains a key priority in drilling oil and gas wells. In West Kazakhstan, which holds significant hydrocarbon reserves, various methods are applied, including cement slurries, lost circulation materials (LCM) of different particle sizes, and high-viscosity or polymer systems. Despite notable progress in cementing technologies, universal solutions that combine lost circulation control with water shutoff are still scarce. Their effectiveness is highly dependent on the geological and technical conditions of each field. Current research focuses on selective materials that adapt to reservoir heterogeneity and deliver reliable sealing.

**Aim:** This study summarizes field experience with lost circulation and water shutoff technologies in wells drilled in West Kazakhstan. It also analyzes existing isolation materials and systems in terms of their effectiveness, limitations, and future potential.

**Materials and methods:** The study used data from wells drilled in West Kazakhstan, results of field tests, and patent and technical literature on modern cementing and isolation materials.

**Results:** This study reviews existing isolation systems, their mechanisms, and limitations, supported by field examples and patented technologies. A key focus is the concept of a universal sealing material able to address both lost circulation and water shutoff. This approach could enhance the efficiency of isolation treatments, lower operating costs, and reduce environmental risks.

**Conclusion:** The effectiveness of isolation treatments depends on both the proper selection of materials and the technology of their application. The analysis of existing solutions indicates that, despite a variety of options, consistent performance is not always achieved under complex geological conditions. Therefore, further research is required to optimize formulations and adapt technologies to the specific characteristics of regional fields.

**Keywords:** lost circulation control; selective materials; cement slurries; water shutoff; sealing material; drilling fluid; oil and gas wells.

## To cite this article:

Raikulov SZ, Maryan SV, Yamagulov TK. Methods for Lost Circulation Control and Water Shutoff in Oil and Gas Wells. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3): 68–81. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

ӨОЖ 624.131.34

FTAXP 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Қабылданды: 03.04.2025.

Мақұлданды: 03.09.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Мұнай және газ ұңғымаларындағы сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу әдістері

С.Ж. Райкулов<sup>1</sup>, С.В. Марьян<sup>2</sup>, Т.Х. Ямагулов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Petro-Unit, Ақсай қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>NDF KAZAKHSTAN, Орал қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Бұрғылау ерітіндісінің сіңіп кетуін болдырмау және су ағынын шектеу технологияларын жетілдіру мәселесі мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау саласындағы негізгі мәселелердің бірі болып табылады. Көмірсутектердің едәуір қоры бар Батыс Қазақстан облысында тампонажды цемент ерітінділерін, әртүрлі гранулометриялық құрамдағы колматациялық материалдарды, сондай-ақ жоғары тұтқырлықты және полимерлі жүйелерді пайдалануды қоса алғанда, әртүрлі технологиялық тәсілдер белсенді қолданылады. Тампонаж технологиясының айтарлықтай жетістіктеріне қарамастан, сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу функцияларын бір уақытта орындай алатын әмбебап шешімдердің саны шектеулі болып қалады және олардың тиімділігі көбінесе белгілі бір кен орнының геологиялық-техникалық шарттарымен анықталады. Зерттеудің перспективалық бағыты өнімді қабаттың әртүрлі өткізгіш аймақтарына бейімделу және сенімді тығыздауды қамтамасыз ету қабілеті бар жоғары селективті материалдарды әзірлеу болып табылады.

**Мақсаты.** Батыс Қазақстан облысы жағдайында бұрғыланған ұңғымалар мысалында сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу технологияларын қолдану тәжірибесін жинақтау, сондай-ақ қолданыстағы оқшаулағыш материалдар мен жүйелерге олардың тиімділігі, шектеулері және қолдану перспективалары тұрғысынан талдау жүргізу.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыста Батыс Қазақстан өңірінің бұрғыланған ұңғымалары бойынша деректер, кәсіпшілік зерттеулердің нәтижелері, сондай-ақ тампонаждық және оқшаулағыш материалдарды әзірлеудің заманауи тәсілдерін көрсететін патенттік және ғылыми-техникалық әдебиеттер пайдаланылды.

**Нәтижелері.** Аталған жұмыста қолданыстағы жүйелерге талдау жүргізілді, олардың әрекет ету механизмдері мен шектеулері қарастырылды, бұрғыланған ұңғымалардың мысалдары, сондай-ақ заманауи патенттелген технологияларға шолу жасалды. Болашақта оқшаулау шараларының тиімділігін арттыруға, пайдалану шығындарын азайтуға және техногендік тәуекелдерді азайтуға мүмкіндік беретін сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу міндеттерін кешенді шешуге қабілетті әмбебап материал тұжырымдамасына ерекше назар аударылды.

**Қорытынды.** Оқшаулау шараларының тиімділігі көбінесе композицияны және оны қолдану технологиясын дұрыс таңдаумен анықталады. Қолданыстағы оқшаулағыш материалдарды талдау шешімдердің алуан түрлілігіне қарамастан, олардың барлығы күрделі геологиялық-техникалық жағдайларда тұрақты нәтиже бермейтінін көрсетті. Бұл рецептураларды оңтайландыруға және технологияларды аймақтағы кен орындарының нақты жағдайларына бейімдеуге бағытталған қосымша зерттеулердің қажеттілігін көрсетеді.

**Негізгі сөздер:** сіңіру аймақтарын оқшаулау, селективті материалдар, тампонаждық ерітінділер, су ағынын шектеу, су оқшаулағыш материал, бұрғылау ерітіндісі, мұнай және газ ұңғымалары.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х. Мұнай және газ ұңғымаларындағы сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу әдістері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 68–81 б. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

## Введение

Потеря циркуляции представляет собой одну из наиболее значимых технологических проблем при бурении нефтяных и газовых скважин, оказывающую существенное влияние на темпы и экономическую эффективность строительства скважин. Данный процесс характеризуется неконтролируемым оттоком бурового раствора в проницаемые зоны пласта, что может происходить в широком диапазоне геологических условий. Потери циркуляции наблюдаются в высокопроницаемых слабоуплотнённых отложениях (пески, раковинные образования, гравий, рифовые структуры), в кавернозных и трещиноватых породах (известняки, мел, доломиты, рифовые образования), а также в горизонтах с естественной или индуцированной трещиноватостью на различных глубинах. Интенсивность потерь определяется физико-механическими свойствами поглощающего пласта, его геомеханическими характеристиками, а также условиями бурения и параметрами бурового раствора [1].

Потери бурового раствора классифицируются по трём уровням тяжести: частичные, полные и критические. Частичные потери сопровождаются снижением циркуляции без её полного прекращения. Полные потери означают полное исчезновение циркуляции при сохранении столба бурового раствора на устье скважины. Критические потери характеризуются значительным снижением уровня бурового раствора, который может опуститься ниже устья скважины [2].

Также нужно учесть, что неконтролируемые поглощения цементного раствора приводят к снижению расчётной высоты его подъёма в колонном пространстве [3–5], что требует проведения дополнительных ремонтно-изоляционных мероприятий. В процессе освоения скважин (как после первичного, так и после капитального ремонта) данный фактор способствует ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов, снижению их проницаемости и, соответственно, осложнению дальнейшей эксплуатации [6].

Приводится пример, иллюстрирующий, как механизм потерь может быть обусловлен вскрытием проницаемых или слабо цементированных литологических формаций. В результате такого вскрытия буровой или цементный раствор под воздействием избыточного гидростатического или гидродинамического давления может мигрировать из ствола скважины в пласт. Этот процесс характеризуется сложными гидромеханическими взаимодействиями, которые зависят как от физико-механических свойств вскрытых горных пород, так и от реологических и фильтрационных характеристик закачиваемого раствора.

Дополнительно, интенсивность и характер поглощений определяются применяемыми технологиями бурения. В частности, механическое воздействие бурильного инструмента (ударные нагрузки, вибрационные эффекты) и высокие градиенты давления способны инициировать нарушение устойчивости ранее изолированных

интервалов, что приводит к неконтролируемому поглощению бурового раствора. Следовательно, одним из приоритетных направлений повышения эффективности строительства скважин является разработка или подбор передовых методов и технологических решений, направленных на предупреждение и ликвидацию поглощений бурового раствора и иных технологических жидкостей.

В ходе применения тампонажных растворов в нефтяных и газовых скважинах цементные растворы заполняют кольцевое пространство между обсадной колонной и окружающими геологическими породами. Основная цель данной технологии заключается в обеспечении надёжной зональной изоляции, предотвращении проникновения флюидов из окружающих пластов, а также защите обсадной колонны от коррозионного воздействия на протяжении всего эксплуатационного периода скважины [7, 8]. Таким образом, точная идентификация зон поглощения и применение современных технологий их изоляции позволяет значительно снизить финансовые и временные затраты при строительстве скважин, а также повысить эффективность разрабатываемых месторождений. Рис. 1 иллюстрирует классификацию тампонажных составов, используемых для изоляции поглощающих зон.

## Анализ существующих технологий

Широкое применение цементных растворов для изоляции зон поглощения обусловлено их способностью переходить из коллоидно-дисперсного состояния в монолитную структуру с заданными физико-механическими и реологическими свойствами. Процесс структурообразования цементного раствора представляет собой сложное динамическое явление, включающее нелинейное взаимодействие коллоидно-химических, термодинамических, гидродинамических и механических факторов. Эти процессы обеспечивают переход системы от пластичного геля к поликристаллическому цементному камню с анизотропной прочностной структурой [9].

Помимо тампонажных смесей, также применяются материалы по борьбе с поглощением, именуемые lost control material. В 1890 г. М.Т. Чапман впервые предложил вводить гранулированные материалы в состав бурового раствора для предотвращения или снижения потерь в скважине. Это нововведение получило широкое распространение, и практика использования таких материалов стала эффективным методом контроля и уменьшения потерь бурового раствора [10]. Выбор материалов для ликвидации поглощений определяется совокупностью факторов, включая характер и интенсивность поглощений, этап бурения, тип бурового раствора, а также физико-механические и фильтрационные свойства пласта. Немаловажную роль играют время применения материала и его экономическая целесообразность [11]. Следует отметить, что присутствие гидрофобных частиц в двухфазной эмульсионной систе-

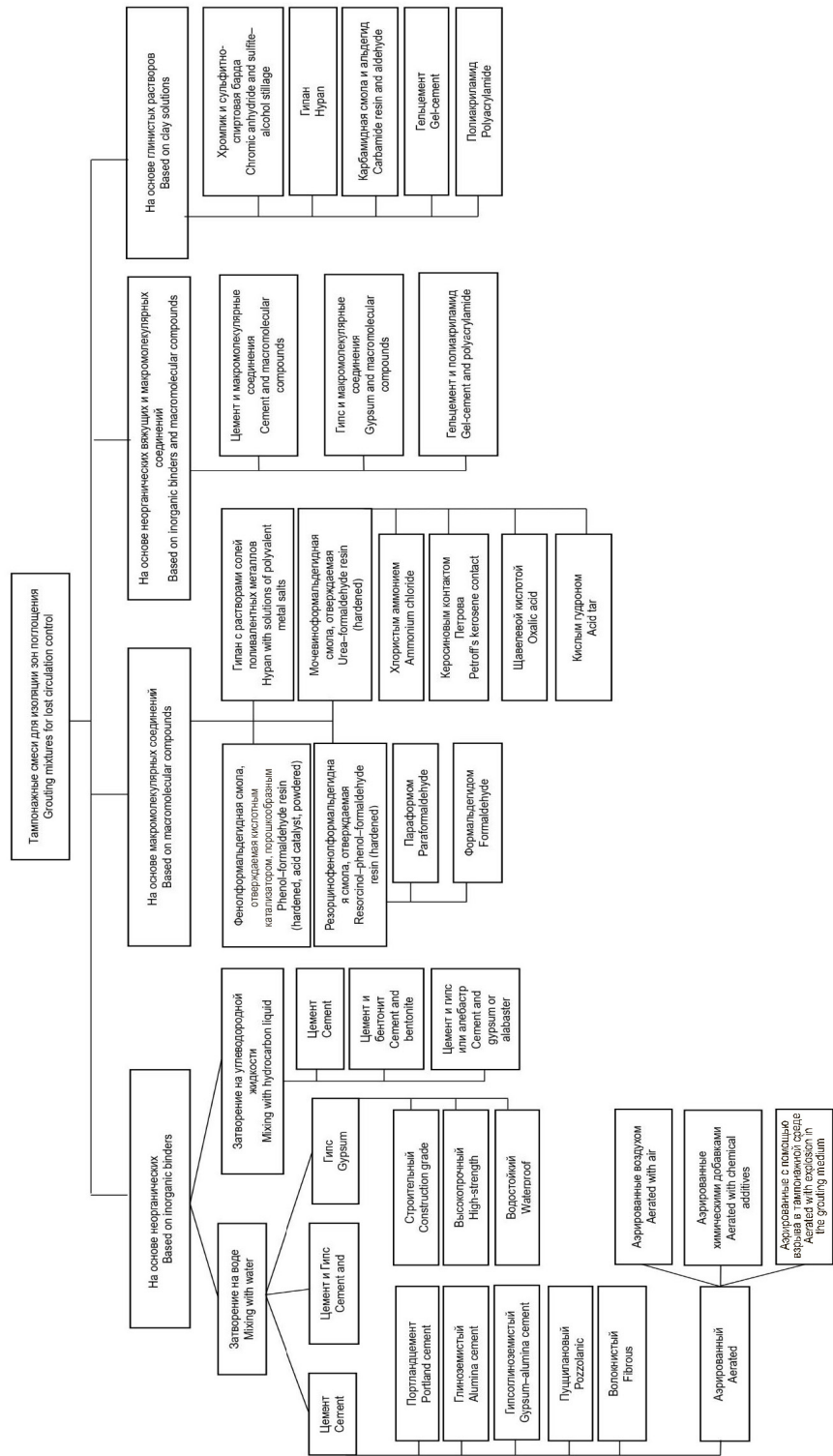


Рисунок 1. Классификация тампонажных растворов (согласно В.И. Крылову [13])  
Figure 1. Classification of cement slurries (after V.I. Krylov [13])

ме может оказывать существенное влияние на её структурную устойчивость вне зависимости от гидродинамических условий. Дестабилизация эмульсии в данном случае обусловлена концентрацией дисперсной фазы, включающей как жидкие, так и твёрдые компоненты [12]. Исходя из данного утверждения можно предположить, что интенсивное разбавление бурового раствора твёрдыми частицами и пластовыми флюидами может инициировать его мгновенную деструктуризацию, сопровождающуюся изменением реологических и химических характеристик. В то же время следует учитывать, что представленные результаты не учитывают влияние температурных изменений и актуальны для усло-

вий, соответствующих температуре окружающей среды экспериментальной установки.

Динамическая деструктуризация раствора и последующие осложнения были замечены при бурении скважин в Западно-Казахстанской области, что иллюстрируется примерами скважин А и Б. В данной аналитике рассматриваются исключительно аспекты, связанные с поглощением бурового раствора и притоком пластовых флюидов в процессе строительства скважин в Западно-Казахстанском регионе. Особое внимание уделяется причинам возникновения данных осложнений, их влиянию на ход бурения, а также анализируется влияние литологических факторов.

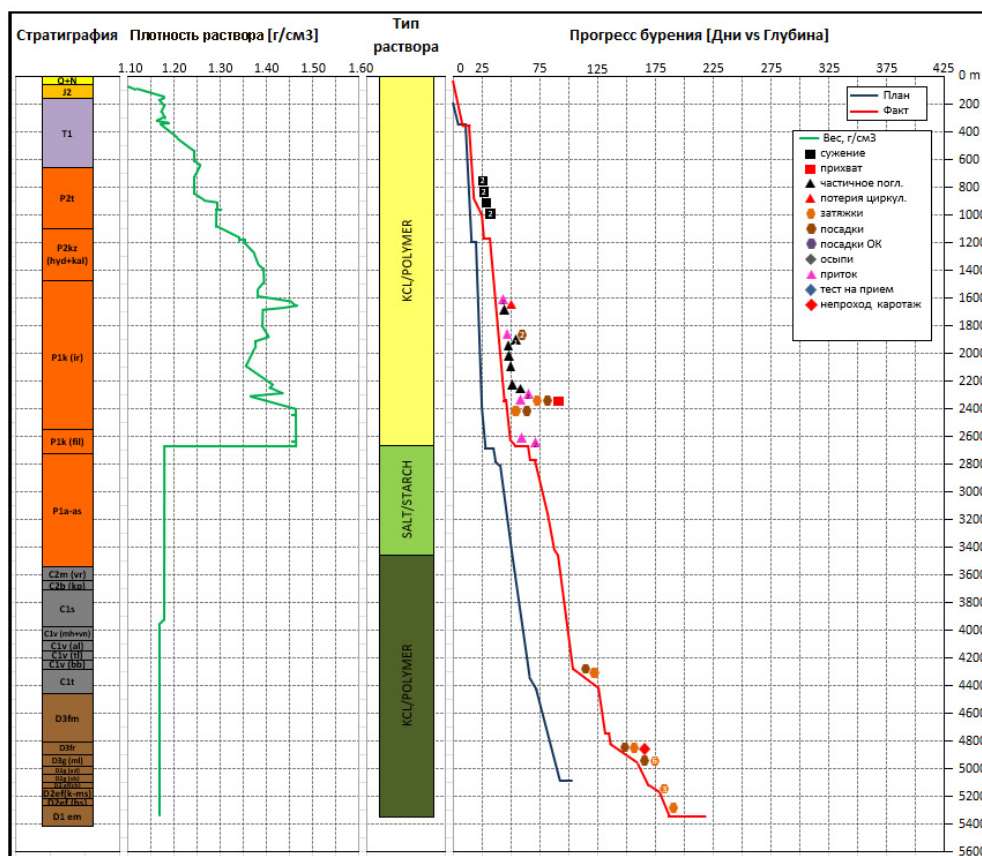


Рисунок 2. Данные по скважине А

Figure 2. Well A data

OK – обсадная колонна / casing string

### Скважина-претендент А

Исторические данные, охватывающие основные этапы бурового процесса, представлены на рис. 2. Графическая интерпретация информации позволяет проследить взаимосвязь между литологическими характеристиками разреза, параметрами бурового раствора и динамикой проведения работ. Первая колонка диаграммы (слева) отображает стратиграфическое строение разреза, характеризующееся изменением возраста и состава горных пород по глубине –

от устья скважины до забоя. Данный параметр играет ключевую роль в выборе технологии бурения и определении условий стабильности ствола. Во второй колонке (плотность раствора  $[г/см³]$  – зелёная линия) представлена плотность бурового раствора, изменяющаяся как в горизонтальном направлении (от 1,10 до 1,60  $г/см³$ ), так и по глубине в соответствии с геологическими условиями и требованиями к устойчивости стенок скважины. Динамика плотности бурового раствора является важным индикатором контроля

гидростатического давления и предотвращения осложнений, связанных с притоками флюидов и поглощением раствора [14]. Третья колонка содержит информацию о типах бурового раствора, используемых на различных интервалах. Их состав подбирался с учётом литологических особенностей и необходимости обеспечения устойчивости скважины. Заключительная колонка представляет сравнительный анализ плановых и фактических сроков бурения. В данной секции также отображены ключевые осложнения, возникавшие на различных глубинах, что позволяет провести детальный анализ причин их возникновения и эффективности предпринятых мер.

На интервале глубин свыше 1600 м при использовании солеснасыщенного полимерного раствора были зафиксированы осложнения, проявившиеся в виде притока пластовых флюидов, частичного поглощения и полной утраты циркуляции. Первое осложнение выразилось в притоке насыщенного рассола  $\text{CaCl}_2$  объёмом 21 м<sup>3</sup>, что потребовало оперативной обработки и утяжеления раствора для стабилизации скважины. После прохождения дополнительных 80–90 м было зафиксировано второе осложнение – потеря циркуляции, при которой буровой раствор не достигал устья. Данный слу-

чай потребовал принятия корректирующих мер для восстановления циркуляции и предотвращения дальнейшего развития осложнений.

Для детального анализа этих осложнений возникла необходимость в учёте литолого-стратиграфических и гидрогеохимических особенностей разреза. В пределах глубинного диапазона 1615–2600 м вскрыта мощная осадочная толща, стратиграфически относящаяся к пермскому периоду палеозоя, а именно к кунгурскому ярусу, представленному иренским горизонтом. Данный интервал характеризуется преобладанием галогенно-сульфатных отложений, где доминирующей литологической составляющей является галогенит с прослоями ангидрита. Совокупная мощность указанного комплекса составляет 1005 м, при этом он обладает выраженной цикличной стратиграфической структурой, что свидетельствует о его формировании в условиях испарительного (эвапоритового) бассейна.

Каждый из девяти литогенетических циклов начинается с карбонатно-сульфатного горизонта мощностью 8–60 м, завершаясь слоями галогенита с примесью легкорастворимых солей, включая бишофит и карналлит. В ряде случаев отмечаются изолированные прослои высокогидрофильных солей мощностью 2–6 м

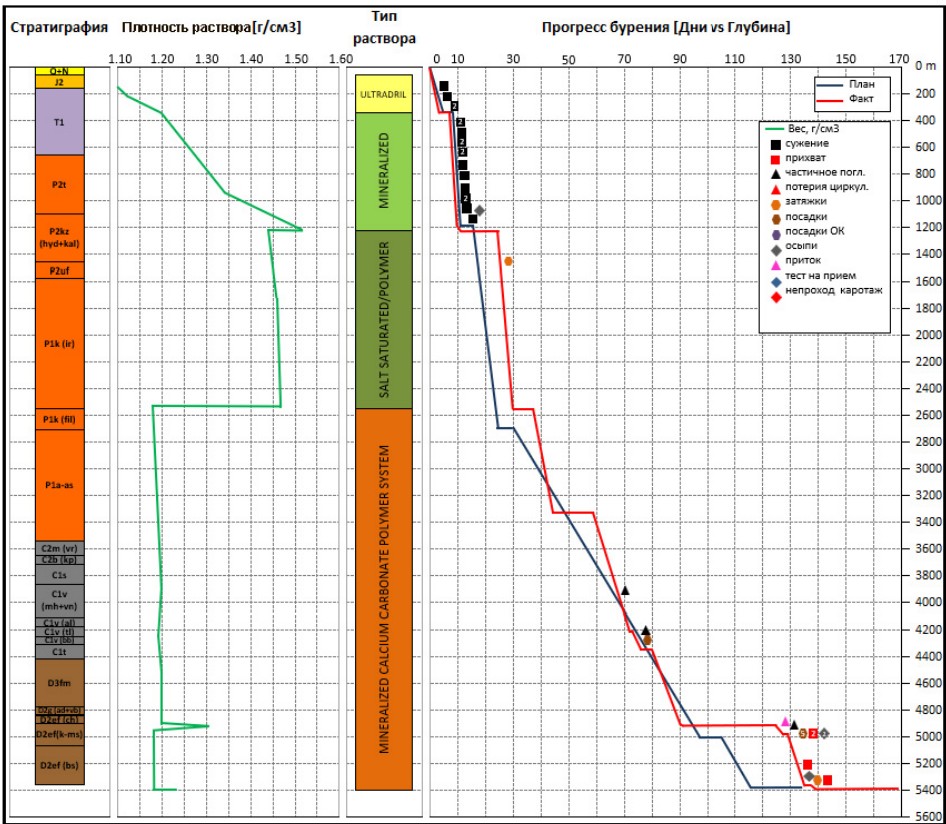


Рисунок 3. Данные по скважине Б  
Figure 3. Well B data

либо устойчивые горизонты галита мощностью 4–60 м.

Генетическая модель данной последовательности обусловлена эвапоритовой седиментацией в условиях периодически пересыхающего эпиконтинентального бассейна, подверженного колебаниям солёности и испаряемости. Динамика осадконакопления обуславливала закономерную смену фаз седиментации: отложения карбонатно-сульфатных фаций на начальном этапе циклов с последующей осадочной дифференциацией и кристаллизацией галогенных минералов в терминальной фазе.

Дальнейшее появление осложнений при бурении, включая нарушения циркуляции и пластовые притоки, объясняется высокой растворимостью галогенитов в циркулирующей буровой жидкости, что приводит к формированию полостей и потере устойчивости стенок скважины. Дополнительно, диффузионно-осмотические процессы, возникающие при контакте бурового раствора с минерализованными пластовыми водами, инициируют осмотический градиент, который способствует нарушению гидростатического равновесия в разрезе и может приводить к аномальным флюидным проявлениям.

### Скважина-претендент Б

На рис. 3 представлены фактические данные, отражающие ключевые этапы процесса бурения скважины Б. В рамках анализа рассмотрены литологические характеристики разреза, динамика изменений плотности бурового раствора, а также сопоставление плановых и фактических сроков выполнения работ.

Осложнения, связанные с поглощением бурового раствора и проявлением пластовых флюидов, зафиксированы в интервале глубин 3900–4925 м. Первые признаки потерь циркуляции отмечены при бурении на глубине 3976 м, где скорость поглощения бурового раствора варьировалась в диапазоне 0,8–1,1 м<sup>3</sup>/ч. В целях стабилизации гидродинамических условий в стволе скважины и предотвращения дальнейшего развития поглощений была проведена кольтация проницаемых зон посредством закачки карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>). В дальнейшем бурение осуществлялось в соответствии с проектными параметрами с периодической прокачкой CaCO<sub>3</sub> разных гранулометрических фракций для предотвращения потерь раствора в стволе скважины.

На момент спуска обсадной колонны скважина сохраняла устойчивое состояние, а суммарные потери бурового раствора составили 206 м<sup>3</sup>. Однако в процессе промывки перед цементированием зафиксировано поступление пластового флюида в ствол скважины, что потребовало принятия дополнительных мер по стабилизации условий внутри ствола. В ходе корректирующих мероприятий зарегистрировано повторное поглощение бурового раствора, устранённое последовательной закачкой CaCO<sub>3</sub>.

Цементирование проводилось в два этапа. На первом этапе прокачка цементного раствора осуществлялась без признаков поглощения. Однако при вымыве избыточного цементного раствора отмечено полное поглощение без выхода на поверхность, что потребовало проведения обратной промывки для восстановления циркуляции. На втором этапе цементирования были зафиксированы потери цементного раствора в объёме 16 м<sup>3</sup>. Эти данные указывают на присутствие зон с высокой проницаемостью, требующих дополнительного изучения для полного понимания всей ситуации осложнённого участка.

Разберём, из чего состоят осложнённые горизонты. Визейский ярус (C1v) в интервале глубин 3929–4289 м представлен отложениями мелководной морской карбонатной седиментации, сформировавшимися в условиях эпиконтинентального шельфового бассейна. Нижняя часть стратиграфического разреза включает михайловско-веневские горизонты мощностью 190–220 м, характеризующиеся преобладанием карбонатных пород, сложенных микритовыми известняками, доломитизированными разностями и оолитообразными структурами, указывающими на периодическую волноприбойную переработку осадков. В составе породообразующих минералов доминируют кальцит и доломит с примесью кварца, аргиллосиликатов (иллит, каолинит) и дисперсных сульфидных включений, в т.ч. пирита. Отмечается наличие реликтовых биоструктур, таких как остатки коралловых колоний и водорослевых матов, свидетельствующих о формировании рифогенных фаций в условиях фотической зоны. Залегające выше алексинский и тульский горизонты мощностью 60–90 и 60–75 м соответственно; они представлены глинистыми карбонатами с прослоями аргиллитов, что указывает на постепенное усиление терригенной поставки материала в бассейн осадконакопления, вероятно, вследствие регрессивных фаз развития морского бассейна. В верхней части разреза прослеживается переход в бобриковский горизонт мощностью 20–30 м, представленный аргиллитами, обладающими низкопроницаемыми свойствами, что позволяет рассматривать его в качестве удерживающей породы, способствующей формированию литологически обусловленных экранов для жидкостей.

Воробьевский горизонт (D2g-vr) в интервале глубин 4927–4973 м демонстрирует полифациальную зональность, обусловленную изменением седиментационных условий в ходе его формирования. Нижние горизонты представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами с цементирующей карбонатно-глинистой матрицей, что указывает на высокоэнергетичную обстановку седиментации с активной гидродинамикой. Минеральный состав этих пород включает кварц (60–80%), полевые шпаты (альбит, калий-натриевые разновидности), мусковит, биотит и карбонаты (преимущественно кальцит). Средние горизонты характеризуются постепенным

переходом от глинистых сланцев к известняковым разностям, что свидетельствует о замедлении скорости осадконакопления и изменении химического состава водных масс в сторону насыщения карбонатами. Верхние части горизонта состоят преимущественно из аргиллитизированных фаций, достигающих двух третей от общей мощности горизонта, что обуславливает его низкопроницаемые свойства. Химический анализ показывает высокое содержание органического вещества (до 2,2%), что, наряду с высоким содержанием глинистых минералов (сметтит, иллит), указывает на условия обедненной кислородом среды осадконакопления, характерные для лагунных или застойных морских бассейнов.

Афонинский горизонт (D3af) в интервале глубин 4973–4989 м структурно включает черную и клинцовско-мосоловскую свиты, представленные преимущественно глинистыми породами с подчинёнными прослоями известняков и марлей. В пределах черной свиты преобладают тёмноцветные глинистые породы, содержащие тонкодисперсные включения пирита ( $\text{FeS}_2$ ) и органического вещества (до 3,5%),

что свидетельствует о формировании осадков в условиях анаэробного морского бассейна с ограниченной циркуляцией воды. Совокупная мощность данной литостратиграфической единицы варьируется в диапазоне 10–30 м, что свидетельствует о сложных процессах седиментогенеза, связанных с дифференцированной субаквальной морской средой, чередованием периодов активного осадконакопления и застойных условий. Известковые прослои включают остатки фауны – остракод, брахиопод и фораминифер, что указывает на периодическую миграцию морских экосистем в данном регионе. Высокая концентрация глинистых минералов, в т.ч. смектита, каолинита и гидрослюда, говорит о значительной терригенной поставке материала, связанной с эрозией береговых линий и выносом взвешенных частиц с континентальной суши.

Зафиксированные потери бурового раствора и проявления пластовых флюидов обусловлены наличием зон с высокой проницаемостью, что требует применения эффективных технологий колюматации и изоляции зон поглощения.

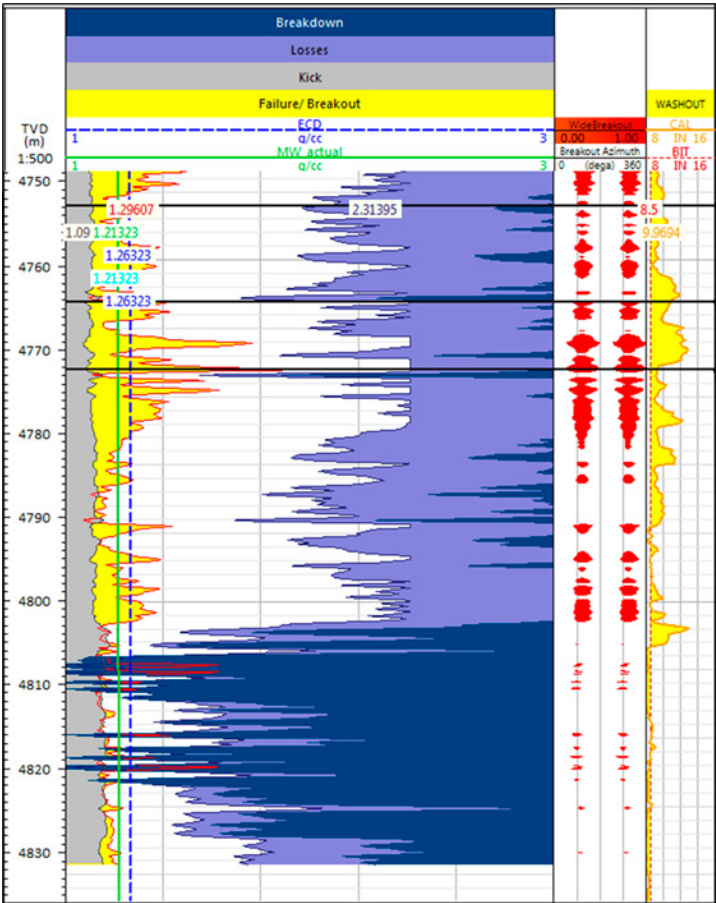


Рисунок 4. Геомеханический анализ по скважине Б  
Figure 4. Geomechanical analysis of Well B

Карбонатные породы фаменского, турнейского и визейского ярусов демонстрируют различные степени трещиноватости и доломитизации, что влияет на их фильтрационно-ёмкостные свойства. Для предотвращения аналогичных осложнений на будущих скважинах возникла заинтересованность в проведении детального изучения геомеханических и гидродинамических характеристик разреза, а также лабораторных тестов по оценке эффективности применяемых изоляционных составов.

Рис. 4 представляет выходные данные геомеханического анализа скважины-претендента Б. Данная иллюстрация охватывает зону, представляющую наибольший интерес в контексте рассматриваемой тематики, а также содержит данные, непосредственно относящиеся к предмету настоящего исследования. Исследование представляет собой комплексный анализ напряжённо-деформационного состояния горных пород в разрезе скважины, позволяющий определить границы устойчивости ствола, вероятность возникновения осложнений и оптимальные параметры бурового раствора.

Графическое представление результатов геомеханического исследования включает параметры, характеризующие механическое состояние горных пород в зависимости от истинной вертикальной глубины (TVD, *англ.* True Vertical Depth). В первой колонке приведены значения предельного напряжения разрушения породы (Breakdown), потерь бурового раствора (Losses), проявлений пластового флюида (Kick), зон механической деструкции стенок скважины (Failure/Breakout), эквивалентной циркуляционной плотности (ECD, *англ.* Equivalent Circulating Density) и фактической плотности бурового раствора (MW (*англ.* Mud Weight) Actual). Эти параметры изменяются с глубиной и могут быть представлены в виде кривых или отдельных зон. Breakdown определяет критические интервалы разрушения породы под действием приложенных напряжений, в то время как потери бурового раствора фиксируются в областях, где давление в скважине превышает фактурную прочность породного массива, что приводит к фильтрации раствора в пласт. Интервалы проявлений (Kick) указывают на зоны неконтролируемого притока пластового флюида вследствие превышения пластового давления над гидростатическим давлением бурового раствора. Разрушение стенок скважины (Failure/Breakout) связано с изменением формы ствола под влиянием напряжений в породе, что проявляется в виде кавернообразования и возможных обрушений. При этом ориентировка зон Breakout указывает на направление минимального горизонтального напряжения ( $\sigma_h$ ), тогда как направление, перпендикулярное этим зонам, соответствует максимальному горизонтальному напряжению ( $\sigma_H$ ) [15]. ECD и MW Actual являются ключевыми параметрами, влияющими на гидродинамическое равновесие в скважине. Во второй колонке представлены данные о ширине зон разрушения

стенок скважины (Wide Breakout). Этот параметр визуализируется в виде расширяющихся областей, характеризующих степень механической деградации породного массива. Увеличенные значения Wide Breakout свидетельствуют о значительных напряжениях и потере устойчивости ствола скважины на отдельных интервалах. Направление максимального ( $\sigma_H$ ) и минимального горизонтального напряжения ( $\sigma_h$ ) определяет конфигурацию разрушения стенок скважины, где наиболее широкие зоны Breakout формируются в плоскости  $\sigma_h$ .

Третья колонка включает параметры, характеризующие изменения поперечного сечения скважины: кавернообразование (Washout), данные кавернометрии (Cal) и диаметр долота (Bit), выраженные в дюймах. Номинальный диаметр долота (Bit) представлен фиксированной величиной, соответствующей проектному размеру скважины. Данные кавернометрии (Cal) фиксируют фактический диаметр ствола, что позволяет выявить отклонения, обусловленные механическим разрушением породы или неравномерным износом стенок. Зоны кавернообразования (Washout) указывают на интервалы, в которых диаметр скважины превышает номинальный вследствие размыва стенок буровым раствором или механической деструкции породы. В графическом представлении эти данные отображаются в виде отклонений кривой Cal относительно Bit, что позволяет оперативно идентифицировать проблемные зоны и оценить степень устойчивости ствола скважины.

Таким образом, представленные данные позволяют провести комплексный анализ напряжённо-деформационного состояния пород, оценить устойчивость стенок скважины и выявить критические интервалы, требующие корректировки параметров бурового процесса.

Исходя из результатов анализа, представленного на рис. 4, можно отметить, что интервал с 4806 по 4823 м является наиболее уязвимой зоной скважины с точки зрения устойчивости ствола. В данном интервале наблюдаются критически высокие значения предельного напряжения разрушения породы (Breakdown), потерь бурового раствора (Losses), проявлений пластового флюида (Kick) и зон механической деструкции стенок ствола (Failure/Breakout), при этом указанные параметры накладываются друг на друга, что свидетельствует о комплексном характере геомеханических рисков.

Повышенные значения Breakdown указывают на то, что порода в данном интервале достигает своего предела прочности под действием приложенных напряжений, что может приводить к микротрещинообразованию и потере устойчивости ствола. Зафиксированные потери бурового раствора (Losses) указывают на превышение границы фактурного давления, что приводит к проникновению бурового раствора в пласт и потенциальному ухудшению его коллекторских свойств. Одновременное присутствие интервалов проявления пластового флюида

да (Kick) свидетельствует о недостаточном удерживающем давлении столба бурового раствора, что создаёт предпосылки для неконтролируемого притока пластовых флюидов. Дополнительно, наличие развитых зон разрушения стенок скважины (Failure/Breakout) указывает на значительное влияние напряжённого состояния горных пород, что сопровождается кавернообразованием и возможными обрушениями стенок.

Анализ химико-минералогического состава, а также изучение геомеханических свойств осложнённых горизонтов позволяют установить, что зоны поглощения и проявления пластовых флюидов преимущественно локализованы в высокопроницаемых фациях, представленных алевролитами, песчаниками и трещиноватыми карбонатами, подвергшимися вторичной доломитизации. В то же время наличие маломощных, но протяжённых глинистых прослоев и аргиллитизированных фаций формирует барьеры, препятствующие вертикальному движению флюидов. Специфика седиментационных условий определяет пространственное распределение пористо-проницаемых свойств пород, а также их способность к взаимодействию с закачиваемыми тампонажными и изоляционными материалами. Это необходимо учитывать при выборе технологий изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, а также при проектировании мероприятий по управлению разрабаткой месторождений.

### Результаты и обсуждение

В Казахстане предложены универсальные тампонажные и селективные композиции [16, 17], ориентированные на ремонт скважин и предотвращение потерь раствора. В России разработаны вязкоупругие составы [18], кислото-растворимые тампонажные материалы [19], а также методы бурения в поглощающих горизонтах с применением афронных систем [20]. Отдельное внимание уделяется технологиям на основе гипсовых суспензий [21], обеспечивающих надёжную герметизацию проблемных зон.

На международном уровне активно патентуются модифицированные буровые системы и добавки для регулирования потерь раствора. К ним относятся гелеобразные композиции [22], полимерные и эластомерные смеси для стабилизации циркуляции [23], капсулированные добавки для водных растворов [24], а также полимерные системы на основе целлюлозы и полисахаридов [25]. Эти разработки демонстрируют стремление к созданию многофункциональных и термостабильных материалов, способных работать в широком диапазоне геолого-технических условий.

Анализ представленных патентов [15–25] демонстрирует, что современные технологии изоляции зон поглощений и ограничения водопритока базируются на различных физических и химических принципах. Использование вязкоупругих гелей, афронных структур, кислоторазрушаемых композиций и микроинкапсулирован-

ных присадок позволяет выбирать оптимальное решение в зависимости от конкретных условий скважины.

Селективная композиция для изоляции зон поглощений и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах может рассматриваться как одно из возможных решений осложнений, зафиксированных в скважинах А и Б. Учитывая сложности, связанные с потерей циркуляции бурового раствора, притоком пластовых флюидов и снижением устойчивости ствола, применение данного состава может способствовать стабилизации бурового процесса. Однако его использование требует тщательного анализа с учётом преимуществ, возможных ограничений и необходимости модификации состава под конкретные геологические условия.

Композиция включает ацетат хрома (III), полиакриламид, спирт и неионогенные поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ), что определяет её комплексный характер воздействия. Ацетат хрома (III) выполняет функцию сшивающего агента, формирующего прочную гелеобразную структуру при взаимодействии с водой, что способствует эффективной герметизации зон поглощения. Благодаря своим водоудерживающим свойствам полиакриламид регулирует вязкость и обеспечивает пролонгированное время гелеобразования, что даёт возможность глубокого проникновения состава в пористую среду. Спиртовая составляющая способствует дегидратации порового пространства, что потенциально снижает водоприток, а неионогенные ПАВ улучшают смачиваемость пор и обеспечивают равномерное распределение композиции в трещинах и микропорах.

Применение данной композиции в условиях скважины Б, в частности, в интервале 4806–4823 м, где отмечена высокая геомеханическая нестабильность пород, может способствовать укреплению стенок скважины. Заполнение трещин гелеобразующей системой потенциально ограничит деструктивные процессы, связанные с кавернообразованием и локальными обрушениями. В скважине А, где зафиксированы значительные потери бурового раствора и притоки насыщенного рассола  $\text{CaCl}_2$ , использование селективной композиции требует дополнительной оценки устойчивости её структуры в условиях минерализованных пластовых флюидов.

Несмотря на технологические преимущества, необходимо учитывать возможные ограничения. В первую очередь, существует вероятность временного снижения продуктивности пласта на период деградации герметизирующего геля, что обусловлено его проникновением в пористую среду и снижением её фильтрационных свойств. Однако с течением времени за счёт разрушения полимерной матрицы возможно постепенное восстановление проницаемости продуктивных зон. Для ускорения этого процесса возможно использование термочувствительных добавок или биodeградируемых компонентов,

обеспечивающих контролируемую деструкцию состава в заданный период.

С экологической точки зрения применение данной композиции обладает рядом преимуществ. В отличие от традиционных цементных составов, образующих трудноразлагаемые барьеры, гелеобразная структура селективного материала со временем поддается естественной деградации, что снижает долгосрочное техногенное воздействие на пласт. Кроме того, использование неионогенных ПАВ минимизирует риск загрязнения пластовых вод токсичными компонентами, что особенно актуально в условиях экологически чувствительных районов. Дополнительным преимуществом является возможность модификации состава с применением биоразлагаемых стабилизаторов, что позволит снизить нагрузку на окружающую среду при утилизации бурового раствора и продуктов деградации геля.

Селективная композиция является перспективным инструментом для ликвидации осложнений, обусловленных потерями бурового раствора и нежелательными водопритоками. Её основные преимущества заключаются в способности селективно взаимодействовать с высокопроницаемыми зонами продуктивного пласта, стабилизировать стенки скважины и ограничивать проникновение пластовых флюидов.

Однако для успешного внедрения данной технологии необходимы детальные лабораторные и полевые испытания, направленные на изучение устойчивости композиции в конкретных геолого-технических условиях, оптими-

зацию параметров гелеобразования и контроль за процессами деградации герметизирующего слоя, обеспечивая при этом сохранение продуктивности пласта.

Дальнейшее развитие данного направления может быть связано с совершенствованием рецептур герметизирующих составов, созданием адаптивных систем управления тампонажными материалами, а также внедрением цифровых технологий для мониторинга и прогнозирования их эффективности в реальном времени. Комплексный подход к решению проблемы поглощений позволит существенно повысить эффективность бурения и эксплуатационного обслуживания скважин, обеспечивая устойчивость нефтегазовых объектов в долгосрочной перспективе.

### Заключение

В данной работе были рассмотрены механизмы поглощения бурового раствора, методы локализации зон поглощения, технологии применения тампонажных материалов, анализ осложнений при строительстве скважин А и Б, а также проведён обзор современных запатентованных решений. Внедрение инновационных технологий и методов борьбы с поглощением бурового раствора и проявлением пластовых флюидов способствует не только снижению затрат на строительство и ремонт скважин, но и повышению их эксплуатационной надёжности, а также минимизации экологических рисков, связанных с утечками бурового раствора и неконтролируемыми водопритоками.

### 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: Райкулов С.Ж. – сбор и анализ данных, составление материала; Марьян С.В. – консультация, редактирование глав и структурирование материала; Ямагулов Т.Х. – курирование и согласование финальной версии проекта.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Sayat Zh. Raikulov collected and analyzed the data and drafted the material; Sergey V. Maryan provided consultations, edited sections, and structured the material; Tolegen Kh. Yamagulov supervised the project and approved the final version.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Luzardo J., Oliveira E.P., Derks P.W.J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs // OTC Brasil; October 27–29, 2015; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: [onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827](https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827).
2. Макаренко П.С. Исследование способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) : маг. дис. Томск, 2017. Режим доступа: [archive.tpu.ru/handle/11683/38915](https://archive.tpu.ru/handle/11683/38915). Дата обращения: 08.02.2025.

3. Николаев Н.И., Хаоя Л. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428–434. doi: [10.25515/PMI.2017.4.428](https://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.428).
4. Velayati A., Kazemzadeh E., Soltanian H., Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study // Int. Journal of Mining & Geo-Engineering. 2015. Vol. 49, № 2. P. 281–288. doi: [10.22059/ijmge.2015.56113](https://doi.org/10.22059/ijmge.2015.56113).
5. Becker T., Morgan R., Chin W., Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications // SPE Production and Operations Symposium; March 23–26, 2003; Oklahoma City, USA. Available from: [onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357](https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357).
6. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки Горного института. 2009. Т. 183. С. 308–310.
7. Sabins F., Wiggins M.L. Parametric study of gas entry into cemented wellbores // SPE Drill & Compl. 1997. Vol. 12, N 3. P. 108–187. doi: [10.2118/28472-PA](https://doi.org/10.2118/28472-PA).
8. Lootens D., Hébraud P., Lécotier E., Van Damme H. Gelation, Shear-Thinning and Shear-Thickening in Cement Slurries // Oil Gas Sci. Technol. 2004. Vol. 59, N 1. P. 31–40. doi: [10.2516/ogst.2004004](https://doi.org/10.2516/ogst.2004004).
9. Пухаренко Ю.В., Рыжов Д.И., Староверов В.Д. Особенности структурообразования цементных композитов в присутствии углеродных наночастиц фуллероидного типа // Вестник МГСУ. 2017. Т. 12, № 7 (106). С. 718–723. doi: [10.22227/1997-0935.2017.7.718-723](https://doi.org/10.22227/1997-0935.2017.7.718-723).
10. Alkinani H.H., Al-Hameedi A.T., Flori R.E., et al. Updated Classification of Lost Circulation Treatments and Materials with an Integrated Analysis and their Applications // SPE Western Regional Meeting; April 22–26, 2018; Garden Grove, California, USA. Available from: [onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405](https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405).
11. Alkinani H.H. A Comprehensive Analysis of Lost Circulation Materials and Treatments with Applications in Basra's Oil Fields, Iraq: Guidelines and Recommendations : dissertation. Missouri : Missouri University of Science and Technology, 2017. Available from: [scholarsmine.mst.edu/masters\\_theses/7873/](https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7873/).
12. Raikulov S., Mohan R.S., Shoham O. Nanoparticles Stabilized Oil Water Emulsion Flow // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition; May 23–25, 2023; Abu Dhabi, UAE. Available from: [onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767](https://onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767).
13. Габдуллин Р.Х., Липатов А.В. Классификация тампонажных смесей для ликвидации зон поглощений бурового раствора // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. №10-1(97). С. 149–153. doi: [10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153](https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153).
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Издательский дом «Юг», 2012. 540 с.
15. Aadnøy B.S., Looyeh R. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. 1th ed. Houston : Gulf Professional Publishing, 2011. 308 p.
16. Патент РК №35176/ 20.11.20. Бюл. №46. Камалов Х.С., Ямагулов Т.Х. Универсальный тампонажный раствор для ремонта газовых и нефтяных скважин или ликвидации поглощений бурового раствора. Режим доступа: [gosreestr.kazpatent.kz](https://gosreestr.kazpatent.kz). Дата обращения: 12.03.2025.
17. Патент РК №34718/ 02.07.21. Бюл. №26. Камалов Х.С., Ямагулов Т.Х. Селективная композиция для изоляции зон поглощений при бурении и ограничения водопитока в нефтяных и газовых скважинах. Режим доступа: [gosreestr.kazpatent.kz](https://gosreestr.kazpatent.kz). Дата обращения: 12.03.2025.
18. Патент РФ №2380394C2/27.01.10. Бюл. №3. Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю., Пономаренко М.Н., и др. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах. Режим доступа: [patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru). Дата обращения: 12.03.2025.
19. Патент РФ №2575489C1/ 20.02.16. Бюл. №5. Ильясов С.Е., Оक्रमелидзе Г.В., Гарншина О.В., и др. Кислоторастворимый облепченный тампонажный материал для ликвидации поглощений в продуктивных пластах. Режим доступа: [patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru](https://patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru). Дата обращения: 12.03.2025.
20. Патент РФ №2563856C2/ 20.09.15. Бюл. №26. Нацепинская А.М., Гребнева Ф.Н., Ильясов С.Е., и др. Способ бурения скважин, осложненных поглощающими горизонтами. Режим доступа: [patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru). Дата обращения: 12.03.2025.
21. Патент РФ №2391489C2/ 10.06.10. Бюл. №16. Крючков В.И., Маннанов Ф.Н., Стерляев Ю.Р., и др. Способ изоляции зоны поглощения пласта. Режим доступа: [patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru). Дата обращения: 12.03.2025.
22. Dudler T., Gombotz W.R., Parent J.B., et al, inventors; Omeros Corporation, assignee. Compositions for inhibiting masp-2 dependent complement activation. United States patent US 2019226288. 2012 Nov 8.
23. Shaarpour M., inventor. Method and composition for preventing or treating lost circulation. United States patent US 2006/0178275 A1. 2006 Mar 16.
24. Mohamed Ali M.S., Imam Jafar Khan M.I., Udaiyar Shanmugavel Ezhil A., et al, inventors. Fluid loss control additive. WO2019175648A1. 2019 Sep 19.
25. Gotmukle Sh.Bh., Gupta N.R., Miller J.J., inventors. Modified vegetable oil as fluid loss control additive. WO2023215648A1. 2013 Nov 09.

## REFERENCES

1. Luzardo J, Oliveira EP, Derks PWJ, et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. OTC Brasil; 2015 Oct 27–29; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: [onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827](https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827).
2. Makarenko PS. Issledovaniye sposobov predotvrashcheniya katastroficheskikh pogloshcheniy burovogo rastvora na mestorozhdeniyakh Vostochnoy Sibiri I Respubliki Sakha (Yakutiya) [dissertation]. Tomsk; 2017. Available from: [earchive.tpu.ru/handle/11683/38915](https://earchive.tpu.ru/handle/11683/38915). (In Russ).
3. Nikolaev NI, Khaoya L. Results of cement-to-rock contact study. *Journal of Mining Institute*. 2017;226:428–434. doi: [10.25515/PMI.2017.4.428](https://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.428). (In Russ).
4. Velayati A, Kazemzadeh E, Soltanian H, Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study. *International Journal of Mining and Geo-Engineering*. 2015;49(2):281–288. doi: [10.22059/ijmge.2015.56113](https://doi.org/10.22059/ijmge.2015.56113).

5. Becker T, Morgan R, Chin W, Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications. SPE Production and Operations Symposium; 2003 March 23–26; Oklahoma City, USA. Available from: [onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357](https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357).
6. Nikolaev NI, Ivanov AI. Higher Efficiency in Drilling of Oil and Gas Wells Under Complicated Conditions. *Journal of Mining Institute*. 2009;183:308–310.
7. Sabins F, Wiggins ML. Parametric study of gas entry into cemented wellbores. SPE Drill & Compl. 1997;12(3):108–187. doi: [10.2118/28472-PA](https://doi.org/10.2118/28472-PA).
8. Lootens D, Hébraud P, Lécrolier E, Van Damme H. Gelation, Shear-Thinning and Shear-Thickening in Cement Slurries. *Oil Gas Sci. Technol.* 2004;59(1):31–40. doi: [10.2516/ogst.2004004](https://doi.org/10.2516/ogst.2004004).
9. Pukharensko YV, Ryzhov DI, Staroverov VD. Peculiar Properties of Structural Formation of Cement Composites in the Presence of Fueleroid Type Carbon Nanoparticles. *Vestnik MGSU*. 2017;12(7):718–723. doi: [10.22227/1997-0935.2017.7.718-723](https://doi.org/10.22227/1997-0935.2017.7.718-723). (In Russ).
10. Alkinani HH, Al-Hameedi AT, Flori RE, et al. Updated Classification of Lost Circulation Treatments and Materials with an Integrated Analysis and Their Applications. SPE Western Regional Meeting; 2018 Apr 22–26; Garden Grove, California, USA. Available from: [onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405](https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405).
11. Alkinani HH. A Comprehensive Analysis of Lost Circulation Materials and Treatments with Applications in Basra's Oil Fields, Iraq: Guidelines and Recommendations: dissertation. Missouri: Missouri University of Science and Technology; 2017. Available from: [scholarsmine.mst.edu/masters\\_theses/7873/](https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7873/).
12. Raikulov S., Mohan R.S., Shoham O. Nanoparticles Stabilized Oil Water Emulsion Flow. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition; 2023 May 23–25; Abu Dhabi, UAE. Available from: [onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767](https://onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767).
13. Gabdullin RH, Lipatov RV. Classification of creaming mixtures for elimination of zones of drilling muds. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*. 2024;10-1(97):149–153. doi: [10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153](https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153). (In Russ).
14. Bulatov AI, Savenok OV. *Kapital'nyy podzemnyy remont neftyanykh i gazovykh skvazhin*. Krasnodar: Yug Publisher House; 2012. 540 p. (In Russ).
15. Aadnøy BS, Looyeh R. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. 1th ed. Houston: Gulf Professional Publishing; 2011. 308 p.
16. Patent RoK №35176/ 20.11.20. Byul. №46. Kamalov KS, Yamagulov TK. Universal cementing composition for the remediation of oil and gas wells and mitigation of drilling fluid loss. Available from: [gosreestr.kazpatent.kz](https://gosreestr.kazpatent.kz).
17. Patent RoK №34718/ 02.07.21. Byul. №26. Kamalov KS, Yamagulov TK. Selective composition for the isolation of loss zones during drilling and the control of water inflow in oil and gas wells.. Available from: [gosreestr.kazpatent.kz](https://gosreestr.kazpatent.kz).
18. Patent RUS2380394C2/ 27.01.10. Byul. №3. Gasumov RA, Shikhaliev IJ, Ponomarenko MN, et al. Viscous Elastic Composition for Borehole Operations. Available from: [patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru). (In Russ).
19. Patent RUS2575489C1/ 20.02.16. Byul. №5. Il'jasov SE, Okromelidze GV, Garshina OV, et al. Acid-Soluble Lightweight Plugging Material to Liquidate Absorption in Productive Formations. Available from: [patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru](https://patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru). (In Russ).
20. Patent RUS2563856C2/ 20.09.15. Byul. №26. Natsepinskaja AM, Grebneva FN, Il'jasov SE, et al. Method of Drilling of Wells Complicated by Absorbing Horizons. Available from: [patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru). (In Russ).
21. Patent RUS2391489C2/ 10.06.10. Byul. №16. Kryuchkov VI, Mannanov FN, Sterlyadev YR, et al. Method of Formation Absorption Zone Isolation. Available from: [patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru](https://patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru). (In Russ).
22. Dudler T, Gombotz WR, Parent JB, et al, inventors; Omeros Corporation, assignee. *Compositions for inhibiting masp-2 dependent complement activation*. United States patent US 2019226288. 2012 Nov 8.
23. Shaarpour M, inventor. *Method and composition for preventing or treating lost circulation*. United States patent US 2006/0178275 A1. 2006 Mar 16.
24. Mohamed Ali MS, Imam Jafar Khan MI, Udaiyar Shanmugavel Ezhil A, et al. inventors. *Fluid loss control additive*. WO2019175648A1. 2019 Sep
25. Gotmukle SB, Gupta NR, Miller JJ, inventors. *Modified vegetable oil as fluid loss control additive*. WO2023215648A1. 2013 Nov 09.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Райкулов Саят Жангалиевич**

ORCID [0000-0001-6736-4958](https://orcid.org/0000-0001-6736-4958)

e-mail: [s.raikulov@petro-unit.kz](mailto:s.raikulov@petro-unit.kz).

**Марьян Сергей Васильевич**

ORCID [0009-0009-6708-2016](https://orcid.org/0009-0009-6708-2016)

e-mail: [smaryan2010@gmail.com](mailto:smaryan2010@gmail.com).

**Ямагулов Толеген Хасанович**

ORCID [0009-0009-4215-7608](https://orcid.org/0009-0009-4215-7608)

e-mail: [t.yamagulov@petro-unit.kz](mailto:t.yamagulov@petro-unit.kz).

## AUTHORS' INFO

**\*Sayat Zh. Raikulov**

ORCID [0000-0001-6736-4958](https://orcid.org/0000-0001-6736-4958)

e-mail: [s.raikulov@petro-unit.kz](mailto:s.raikulov@petro-unit.kz).

**Sergey V. Maryan**

ORCID [0009-0009-6708-2016](https://orcid.org/0009-0009-6708-2016)

e-mail: [smaryan2010@gmail.com](mailto:smaryan2010@gmail.com).

**Tolegen Kh. Yamagulov**

ORCID [0009-0009-4215-7608](https://orcid.org/0009-0009-4215-7608)

e-mail: [t.yamagulov@petro-unit.kz](mailto:t.yamagulov@petro-unit.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 665.7.03  
МРНТИ 61.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891)

Получена: 11.07.2025.  
Одобрена: 03.09.2025.  
Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Перспективы получения базовых масел из нефтебитуминозных пород месторождения Карасязь-Таспас

Е.О. Аяпбергенов<sup>1</sup>, Б.Ж. Туркпенбаева<sup>2</sup>, А.Ф. Ахметов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

<sup>2</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В условиях истощения запасов лёгкой нефти и устойчивого роста спроса на смазочные материалы актуальной задачей становится освоение альтернативных источников углеводородного сырья. Природные битумы, несмотря на технологические сложности переработки, представляют собой перспективное сырьё для получения базовых масел, особенно в Республике Казахстан, где на сегодняшний день отсутствует собственное промышленное производство смазочных материалов.

**Цель.** Оценка возможности получения базовых промышленных и моторных масел из масляных фракций, выделенных из мазута природного битума месторождения Карасязь-Таспас.

**Материалы и методы.** Объектом исследования являлся мазут, полученный в результате атмосферной перегонки природного битума. Методом вакуумной перегонки были выделены масляные фракции с температурными интервалами кипения 350–400°C и 400–460°C. Очистка осуществлялась с применением отбеливающей глины. Физико-химические характеристики фракций до и после очистки определялись по стандартным методикам ASTM и ГОСТ.

**Результаты.** Полученные масляные фракции характеризуются высокой кинематической вязкостью, индексом вязкости до 110,7 и низким содержанием серы (< 0,45%). По своим физико-химическим свойствам они соответствуют требованиям, предъявляемым к базовым маслам I и II групп согласно классификации American Petroleum Institute, а также сопоставимы с промышленными маслами марок И-40А и И-50А. Установлена необходимость проведения депарафинизации и добавления присадок с целью улучшения низкотемпературных характеристик.

**Заключение.** Природный битум месторождения Карасязь-Таспас представляет собой перспективное сырьё для производства высококачественных базовых масел. Проведённые исследования подтверждают целесообразность комплексной переработки мазута природного битума с целью получения промышленных и моторных масел, что способствует решению стратегически важных задач, связанных с восполнением сырьевой базы, устойчивым развитием нефтедобывающей отрасли и обеспечением энергетической безопасности страны.

**Ключевые слова:** природный битум, Карасязь-Таспас, мазут, масляные фракции, базовые промышленные масла, индекс вязкости.

## Как цитировать:

Аяпбергенов Е.О., Туркпенбаева Б.Ж., Ахметов А.Ф. Перспективы получения базовых масел из нефтебитуминозных пород месторождения Карасязь-Таспас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 82–92. DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891).

UDC 665.7.03  
CSCSTI 61.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891)

Received: 11.07.2025.

Accepted: 03.09.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Prospects for Obtaining Base Oils from Bitumen-Bearing Rocks of the Karasyaz-Taspas Deposit

Yerbolat O. Ayapbergenov<sup>1</sup>, Bibigul Zh. Turkpenbayeva<sup>2</sup>, Arslan F. Akhmetov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigaz”, Aktau, Kazakhstan

<sup>2</sup>KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

<sup>3</sup>Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russia

## ABSTRACT

**Background:** With light oil reserves depleting and the demand for lubricants steadily increasing, the development of alternative sources of hydrocarbon feedstock has become a pressing issue. Despite the technological complexity of processing, natural bitumens represent a promising raw material for the production of base oils, particularly in the Republic of Kazakhstan, where domestic industrial lubricant production is currently absent.

**Aim:** To assess the possibility of obtaining base industrial and motor oils from oil fractions derived from the fuel oil of natural bitumen at the Karasaz-Taspas deposit.

**Materials and methods:** on the study object was fuel oil obtained by atmospheric distillation of natural bitumen. Oil fractions with boiling temperature ranges of 350–400 °C and 400–460 °C were separated using vacuum distillation. Purification was carried out using bleaching clay. The physical and chemical characteristics of the fractions were determined before and after purification according to standard ASTM and GOST methods.

**Results:** The obtained oil fractions are characterized by a high kinematic viscosity, a viscosity index of up to 110.7, and low sulfur content (<0.45 wt.%). Their physical and chemical properties meet the requirements for base oils of groups I and II according to the American Petroleum Institute classification and are comparable to industrial oils of grades I-40A and I-50A. Dewaxing and the addition of additives are necessary to improve low-temperature performance.

**Conclusion:** Natural bitumen from the Karasyaz-Taspas deposit is a promising raw material for producing high-quality base oils. The study confirms the feasibility of comprehensive processing of natural bitumen fuel oil to produce industrial and motor oils, contributing to the replenishment of the raw material base, the sustainable development of the oil industry, and the enhancement of the country's energy security.

**Keywords:** natural bitumen; Karasaz-Taspas; fuel oil; oil fractions; base industrial oils; viscosity index.

## To cite this article:

Ayapbergenov YO, Turkpenbayeva BZ, Akhmetov AF. Prospects for Obtaining Base Oils from Bitumen-Bearing Rocks of the Karasyaz-Taspas Deposit. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):82–92. DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891).

ӨОЖ 665.7.03  
ҒТАХР 61.53.15

DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891)

Қабылданды: 11.07.2025.

Мақұлданды: 03.09.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Қарасаз-Таспас кен орнының битуминозды мұнай жыныстарынан базалық майларды алу перспективалары

Е.О. Аяпбергенов<sup>1</sup>, Б.Ж. Түркпенбаева<sup>2</sup>, А.Ф. Ахметов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг «ҚазҒЗЖИМұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қаласы, Ресей

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Жеңіл мұнай қорларының сарқылуы және жағармай материалдарына сұраныстың тұрақты өсуі жағдайында көмірсутек шикізатының балама көздерін игеру өзекті міндетке айналууда. Табиғи битумдар, қайта өңдеудің технологиялық күрделілігіне қарамастан, базалық майларды алу үшін перспективалы шикізат болып табылады, әсіресе Қазақстан Республикасында бүгінгі күні жанармай материалдарының өзіндік өнеркәсіптік өндірісі жоқ.

**Мақсаты.** Қарасаз-Таспас кен орнының табиғи битум мазутынан бөлінген май фракцияларынан базалық өнеркәсіптік және мотор майларын алу мүмкіндігін бағалау.

**Материалдар мен әдістер.** Зерттеу объектісі-табиғи битумды атмосфералық айдау нәтижесінде алынған мазут болды. Вакуумдық айдау әдісі арқылы қайнау температура интервалдары 350–400°C және 400–460°C болатын май фракциялары ажыратылды. Тазарту ағартқыш сазды қолдану арқылы жүзеге асырылды. Тазартуға дейінгі және кейінгі фракциялардың физикалық-химиялық сипаттамалары ASTM және МЕМСТ стандартты әдістеріне сәйкес анықталды.

**Нәтижелері.** Алынған май фракциялары жоғары кинематикалық тұтқырлықпен, 110,7-ге дейінгі тұтқырлық индексімен және төмен күкірт мөлшерімен (< 0,45%) сипатталады. Физикалық-химиялық қасиеттері бойынша олар American Petroleum Institute классификациясына сәйкес I және II топтардың базалық майларына қойылатын талаптарға сәйкес келеді, сондай-ақ И-40А және И-50А маркалы өнеркәсіптік майлармен салыстыруға болады. Төмен температуралық сипаттамаларды жақсарту мақсатында қоспаларды депарафинизациялау және қосу қажеттілігі анықталды.

**Қорытынды.** Қарасаз-Таспас кен орнының табиғи битумы жоғары сапалы базалық майларды өндіру үшін перспективалы шикізат болып табылады. Жүргізілген зерттеулер өнеркәсіптік және мотор майларын алу мақсатында табиғи битум мазутын кешенді қайта өңдеудің орындылығын растайды, бұл шикізат базасын толықтырумен, мұнай өндіру саласын тұрақты дамытумен және елдің энергетикалық қауіпсіздігін қамтамасыз етумен байланысты стратегиялық маңызды міндеттерді шешуге ықпал етеді.

**Негізгі сөздер:** табиғи битум, Қарасаз-Таспас, мазут, май фракциялары, базалық өнеркәсіптік майлар, тұтқырлық индексі.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Аяпбергенов Е.О., Түркпенбаева Б.Ж., Ахметов А.Ф. Қарасаз-Таспас кен орнының битуминозды мұнай жыныстарынан базалық майларды алу перспективалары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 82–92 б. DOI: [10.54859/kjogi108891](https://doi.org/10.54859/kjogi108891).

## Введение

В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция к развитию и внедрению отечественных технологий, направленных на производство высококачественных смазочных материалов. В Республике Казахстан на сегодняшний день отсутствует собственное промышленное производство смазочных масел, в связи с чем весь объём потребляемой продукции покрывается за счёт импорта, сопровождаемого значительными затратами на приобретение и логистику. Согласно оценкам, годовая потребность страны в смазочных материалах составляет порядка 600 тыс. т, при этом данный показатель демонстрирует стабильный рост на фоне развития транспортной инфраструктуры, расширения промышленного комплекса и увеличения числа энергетических объектов [1].

В условиях постепенного истощения запасов лёгких нефтей все более актуальным становится вопрос разработки месторождений тяжёлого углеводородного сырья (далее – УВС), такого как тяжёлые нефти и природные битумы (далее – ПБ). ПБ представляют собой некондиционное УВС, что существенно осложняет их переработку и требует индивидуального технологического подхода. В зависимости от химической природы и состава ПБ различных месторождений необходимо подбирать соответствующий комплекс технологических процессов и химических методов переработки, направленных на эффективное извлечение целевых компонентов и получение высококачественных нефтепродуктов. Одним из приоритетных направлений развития нефтеперерабатывающей промышленности страны является разработка и внедрение инновационных технологий глубокой переработки, адаптированных к свойствам тяжёлого УВС [2].

В настоящее время в Казахстане нефтебитуминозные породы (далее – НБП) практически не используются, что обусловлено их недостаточной изученностью, отсутствием эффективных технологий извлечения и переработки, а также ограниченной информацией о возможных направлениях применения получаемых продуктов. Освоение месторождений НБП позволит обеспечить целый ряд отраслей экономики страны ценным отечественным сырьём. Практическое решение задач по освоению НБП представляет собой одно из приоритетных направлений развития энергетики и нефтехимической промышленности в ближайшем будущем [3]. Следует отметить, что на территории Западного Казахстана сосредоточены значительные запасы НБП, имеющие промышленное значение. По нашим оценкам [4], прогнозные ресурсы тяжёлых УВС составляют более 125–350 млн т ПБ и порядка 20–25 млрд т НБП.

С учётом роста потребности в моторных и смазочных материалах, а также наличия на территории Казахстана уникальных месторождений НБП возникает объективная необходимость развития технологий их глубокой переработки.

В современных условиях приоритетным направлением для устойчивого роста топливно-энергетического и нефтехимического секторов экономики является разработка и промышленное внедрение технологических решений, адаптированных к переработке характерных для региона тяжёлых, высоковязких и сернистых нефтей с получением не только моторных топлив, но и минеральных масел, соответствующих современным требованиям к качеству.

## Материалы и методы

Объектом исследования являлся мазут, полученный в результате атмосферной перегонки ПБ месторождения Карасаяз-Таспас.

Физико-химические характеристики мазута и выделенных масляных фракций определялись по стандартным нормативным методам ASTM (*англ.* American Society for Testing and Materials – Американское общество испытаний и материалов) и ГОСТ. Дополнительно был проведён анализ углеводородного состава (парафиновые, нафтеновые и ароматические соединения) и расчёт индекса вязкости.

## Основные требования к базовым маслам

Сегодня мазут выступает основным сырьевым источником для производства базовых минеральных масел. Его получают в результате атмосферно-вакуумной перегонки тяжёлой нефти с содержанием масляных фракций не менее 38%. По происхождению базовые масла делят на три основные группы: нефтяные, синтетические и смешанные на основе сложных эфиров. Наиболее широкое распространение получили нефтяные масла, которые в зависимости от технологии получения подразделяются на дистиллятные, остаточные и компаундированные. В последние годы растёт интерес к синтетическим маслам, обладающим высокими значениями кинематической вязкости и индекса вязкости, что обеспечивает улучшенные эксплуатационные характеристики. Путём смешения базовых масел с различной вязкостью и введения многофункциональных присадок получают товарные моторные и промышленные масла, удовлетворяющие современным требованиям к качеству смазочных материалов [5]. На рис. 1 представлены типы и методы получения базовых масел.

Экологические характеристики нефтяных масел, в т.ч. остаточных, в значительной степени определяются содержанием серы и групповым составом УВ. Технические свойства остаточных масел во многом зависят от их вязкостно-температурных характеристик, ключевым показателем которых является индекс вязкости. Основные требования, предъявляемые к базовым нефтяным маслам в соответствии с классификацией API, приведены в табл. 1. Указанная классификация обеспечивает стандартизированный подход к выбору масел для различных отраслей экономики [7, 8].

По европейской классификации SAE (англ. Society of Automotive Engineers – Общество автомобильных инженеров) моторные масла подразделяются на зимние, летние и всесезонные. Зимние масла (обозначаемые индексом «W») характеризуются пониженной вязкостью при отрицательных температурах, что обеспечивает лёгкий запуск двигателя в холодное время года. Летние масла, напротив, сохраняют стабильные смазочные свойства при эксплуатации

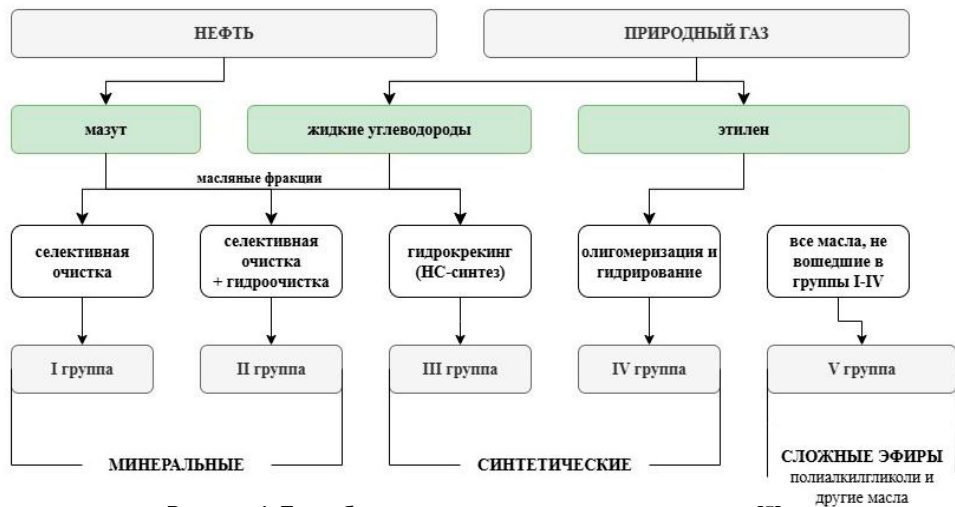


Рисунок 1. Типы базовых масел и методы их получения [5]  
Figure 1. Types of base oils and methods of their production [5]

Таблица 1. Классификация базовых масел в соответствии с требованиями API  
Table 1. Classification of base oils in accordance with API requirements

| Группа<br>Group | Содержание серы, %масс.<br>Sulfur content, wt. %                                                                                                                                        | Оператор<br>Operator | Содержание насыщенных УВ, %<br>Saturated hydrocarbon content, % | Индекс вязкости<br>Viscosity index |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| I               | >0,03                                                                                                                                                                                   | и / или<br>or / and  | <90                                                             | 80–119                             |
| II              | ≤0,03                                                                                                                                                                                   | и / and              | ≥90                                                             | 80–119                             |
| III             | ≤0,03                                                                                                                                                                                   | и / and              | ≥90                                                             | ≥120                               |
| IV              | РАО (полиальфаолефины)                                                                                                                                                                  |                      |                                                                 |                                    |
| V               | Все остальное, не включенные в группы I–IV (нафтеновые базовые масла и не РАО синтетические масла)<br>All others not included in I–IV (naphthenic base oils and non-PAO synthetic oils) |                      |                                                                 |                                    |
| VI              | Полиалкилнафталины                                                                                                                                                                      |                      |                                                                 |                                    |

API – American Petroleum Institute (Американский институт нефти). [api.org](https://api.org)  
РАО – Poly-Alpha-Olefin; УВ – углеводороды

Таблица 2. Европейская классификация масел SAE для моторных масел [7]  
Table 2. European SAE classification of motor oils [7]

| Классификация<br>Classification |     | Диапазон кинематической вязкости при 100°С, мм²/с<br>Kinematic viscosity range at 100 °C, mm²/s |      | Температурный диапазон, °С<br>Temperature range, °C |     |
|---------------------------------|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------------|-----|
|                                 |     | min                                                                                             | max  | min                                                 | max |
| зимние<br>winter                | 0W  | 3,8                                                                                             | –    | –35                                                 | +20 |
|                                 | 5W  | 3,8                                                                                             | –    | –30                                                 | +20 |
|                                 | 10W | 4,1                                                                                             | –    | –25                                                 | +45 |
|                                 | 15W | 5,6                                                                                             | –    | –20                                                 | +45 |
|                                 | 20W | 5,6                                                                                             | –    | –15                                                 | +45 |
|                                 | 25W | 9,3                                                                                             | –    | –10                                                 | +20 |
| летние<br>summer                | 20  | 5,6                                                                                             | 9,3  | –                                                   | –   |
|                                 | 30  | 9,3                                                                                             | 12,5 | –                                                   | –   |
|                                 | 40  | 12,5                                                                                            | 16,3 | –                                                   | –   |
|                                 | 50  | 16,3                                                                                            | 21,9 | –                                                   | –   |
|                                 | 60  | 21,9                                                                                            | 26,1 | –                                                   | –   |

в условиях высоких температур. Наибольшее распространение получили всесезонные масла, обеспечивающие надёжную работу двигателя в широком температурном диапазоне благодаря оптимальному подбору вязкостных характеристик и применению модификаторов вязкости (табл. 2).

Согласно ГОСТ 17479.1-2015<sup>1</sup> устанавливаются классификация и система обозначений моторных масел в зависимости от их температурной пригодности и области применения. В соответствии с данным стандартом моторные масла подразделяются на летние (марки 10, 12, 14, 16, 20, 24), зимние (марки 3з, 4з, 5з, 6з, 6, 8) и всесезонные (марки 3з/8, 4з/6, 4з/8).

Такое деление учитывает диапазон рабочих температур и обеспечивает обоснованный выбор масла с учётом климатических условий эксплуатации и требований к надёжности функционирования двигателя.

ГОСТ 20799-2022<sup>2</sup> устанавливает требования к классификации, маркировке, а также физико-химическим показателям качества промышленных масел. Настоящий стандарт обеспечивает унифицированный подход к оценке эксплуатационных свойств и качества продукции, что способствует стандартизации процессов подбора и применения промышленных масел в различных отраслях промышленности. Основные физико-химические характеристики промышленных масел приведены в табл. 4.

**Таблица 3. Классы вязкости моторных масел согласно ГОСТ 17479.1-2015**  
**Table 3. Motor oil viscosity grades according to GOST 17479.1-2015**

| Классы вязкости<br>Viscosity grades | Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с (сСт), при температуре<br>Kinematic viscosity, mm <sup>2</sup> /s (cSt), at a temperature of |                                           |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
|                                     | +100°C                                                                                                                                   | -18°C, не более<br>-18°C, not higher than |
| 3з                                  | ≥ 3,8                                                                                                                                    | 1250                                      |
| 4з                                  | ≥ 4,1                                                                                                                                    | 2600                                      |
| 5з                                  | ≥ 5,6                                                                                                                                    | 6000                                      |
| 6з                                  | ≥ 5,6                                                                                                                                    | 10400                                     |
| 8                                   | 5,6–7,0                                                                                                                                  | –                                         |
| 8                                   | 7,0–9,3                                                                                                                                  | –                                         |
| 10                                  | 9,3–11,5                                                                                                                                 | –                                         |
| 12                                  | 11,5–12,5                                                                                                                                | –                                         |
| 14                                  | 12,5–14,5                                                                                                                                | –                                         |
| 16                                  | 14,5–16,3                                                                                                                                | –                                         |
| 20                                  | 16,3–21,9                                                                                                                                | –                                         |
| 24                                  | 21,9–26,1                                                                                                                                | –                                         |
| 3з/8                                | 7,0–9,3                                                                                                                                  | 1250                                      |
| 4з/6                                | 5,6–7,0                                                                                                                                  | 2600                                      |
| 5з/10                               | 9,3–11,5                                                                                                                                 | 6000                                      |
| 5з/12                               | 11,5–12,5                                                                                                                                | 6000                                      |
| 5з/14                               | 12,5–14,5                                                                                                                                | 6000                                      |
| 6з/10                               | 9,3–11,5                                                                                                                                 | 10400                                     |
| 6з/14                               | 12,5–14,5                                                                                                                                | 10400                                     |
| 6з/16                               | 14,5–16,3                                                                                                                                | 10400                                     |

**Таблица 4. Физико-химические показатели промышленных масел**  
**в соответствии с ГОСТ 20799-2022**

**Table 4. Physical and chemical properties of industrial oils according to GOST 20799-2022**

| Марка масла<br>Oil grade | Вязкость кинематическая<br>при 40°C, мм <sup>2</sup> /с<br>Kinematic viscosity at 40°C, mm <sup>2</sup> /s | Массовая доля<br>серы, %масс.<br>Sulfur content, wt. % | Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup><br>Density at 20°C, g/cm <sup>3</sup> | Температура застывания, °C<br>Pour point, °C |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| И-5А                     | 6,00–8,00                                                                                                  | > 1,0                                                  | < 0,870                                                                     | <-18                                         |
| И-8А                     | 9,00–11,00                                                                                                 | > 1,0                                                  | < 0,880                                                                     | <-15                                         |
| И-12А                    | 13,00–17,00                                                                                                | > 1,0                                                  | < 0,880                                                                     | <-15                                         |
| И-12А <sub>1</sub>       | 13,00–17,00                                                                                                | > 1,0                                                  | < 0,880                                                                     | <-30                                         |
| И-20А                    | 29,00–35,00                                                                                                | > 1,0                                                  | < 0,890                                                                     | <-15                                         |
| И-30А                    | 41,00–51,00                                                                                                | > 1,0                                                  | < 0,890                                                                     | <-15                                         |
| И-40А                    | 61,00–75,00                                                                                                | > 1,1                                                  | < 0,900                                                                     | <-15                                         |
| И-50А                    | 90,00–110,00                                                                                               | > 1,1                                                  | < 0,910                                                                     | <-15                                         |

<sup>1</sup> ГОСТ 17479.1-2015. Масла моторные. Классификация и обозначение.

<sup>2</sup> ГОСТ 20799-2022. Масла промышленные. Технические условия.

Результаты и обсуждение

Объектом исследования являлась фракция мазута, полученная при атмосферной разгонке ПБ месторождения Карасязь-Таспас на установке АРН (атмосферно-вакуумная разгонка нефти) в соответствии со стандартами ASTM: ASTM D 2892<sup>3</sup> и ASTM D 5236<sup>4</sup>. В табл. 5 представлены физико-химические характеристики мазута (фракция >350°С).

Перегонка ПБ месторождения Карасязь-Таспас проводилась под вакуумом на автоматизированной лабораторной установке АРН. Поскольку при высоких температурах для УВС характерно термическое разложение, процесс был завершён на стадии отбора масляных фракций до температуры конца кипения 460°С. В результате перегонки фракции мазута было получено около 33%масс. широкой масляной

Таблица 5. Характеристика фракций мазута ПБ месторождения Карасязь-Таспас  
Table 5. Characteristics of fuel oil fractions of natural bitumen from the Karasyaz-Taspas deposit

| № | Наименование показателя<br>Indicator name                                 | Результат<br>Result | Нормативный документ на методы<br>испытания<br>Regulatory document on testing methods |
|---|---------------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Плотность при 20°С, кг/м³<br>Density at 20 °C, kg/m³                      | 963,1               | СТ РК ASTM D 4052-2013 <sup>5</sup>                                                   |
| 2 | Массовая доля серы, %масс.<br>Sulfur content, wt.%                        | 0,453               | СТ РК ASTM D 4294-2011 <sup>6</sup>                                                   |
| 3 | Температура застывания, °С<br>Pour point, °C                              | -20                 | ГОСТ 20287-91 <sup>7</sup>                                                            |
| 4 | Температура помутнения, °С<br>Cloud point, °C                             | -17                 | ГОСТ 20287-91                                                                         |
| 5 | Кинематическая вязкость, мм²/с, при:<br>Kinematic viscosity, mm²/s,       |                     | СТ РК ASTM D 7042-2015 <sup>8</sup>                                                   |
|   | 40°С                                                                      | 20,93               |                                                                                       |
|   | 50°С                                                                      | 14,90               |                                                                                       |
|   | 80°С                                                                      | 6,65                |                                                                                       |
|   | 100°С                                                                     | 4,42                |                                                                                       |
| 6 | Зольность, %масс.<br>Ash content, wt.%                                    | 0,26                | ГОСТ 1461-75 <sup>9</sup>                                                             |
| 7 | Температура вспышки в закрытом тигле, °С<br>Flash point in closed cup, °C | 142                 | ГОСТ 6356-75 <sup>10</sup>                                                            |

фракции 350–460°С. Общая потеря при перегонке ПБ не превысила 2,1% масс.

Исследование полученных фракций в качестве потенциальных базовых масел осуществлялось по традиционной схеме, включающей последовательные этапы очистки. Очистка масляных фракций проводилась методом адсорбционной обработки с применением отбеливающей глины при температуре 170–200°С в течение 25–30 мин. В результате атмосферно-вакуумной перегонки мазута были выделены лёгкие (350–400°С) и средние (400–460°С) масляные фракции, представляющие интерес для дальнейшего изучения как потенциальные базовые компоненты индустриальных и моторных масел.

Основные физико-химические свойства базовых масел, полученных из ПБ месторождения Карасязь-Таспас, представлены в табл. 6.

Индекс вязкости масляных фракций с интервалами температур кипения 350–400°С и 400–460°С составляет 106 и 112 соответственно, что свидетельствует об их высоких эксплуатационных свойствах. Базовые масла, полученные в результате очистки фракций вакуумной перегонки, характеризуются повышенным индексом вязкости по сравнению с исходными неочищенными масляными фракциями, что указывает на улучшение их эксплуатационных свойств. С увеличением температуры кипения масляных фракций наблюдается закономерный рост плот-

<sup>3</sup> ASTM D 2892. Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum(15-Theoretical Plate Column). [astm.org](#).  
<sup>4</sup> ASTM D 5236. Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method). [astm.org](#).  
<sup>5</sup> СТ РК ASTM D 4052-2013 «Стандартный метод определения плотности, относительной плотности и плотности API (в градусах американского нефтяного института) жидкостей с помощью цифрового ареометра».  
<sup>6</sup> СТ РК ASTM Д 4294-2011 «Стандартный метод определения серы в нефти и нефтепродуктах методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии на основе энергии дисперсионного взаимодействия».  
<sup>7</sup> ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания».  
<sup>8</sup> СТ РК ASTM D 7042-2015 «Стандартный метод определения динамической вязкости и плотности жидкостей с помощью вискозиметра Штабингера и расчет кинематической вязкости».  
<sup>9</sup> ГОСТ 1461-75 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности»  
<sup>10</sup> ГОСТ 6356-75 (СТ СЭВ 1495-79) «Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле».

Таблица 6. Характеристика масляных фракций ПБ месторождения Карася́зь-Таспас  
Table 6. Characteristics of oil fractions of natural bitumen from the Karasyaz-Taspas deposit

| № | Наименование показателя<br>Indicator name                                   | 350–400°C                         |                                     | 400–460°C                         |                                     | Нормативный документ на методы испытания<br>Regulatory document on testing methods |
|---|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
|   |                                                                             | до очистки<br>before purification | после очистки<br>after purification | до очистки<br>before purification | после очистки<br>after purification |                                                                                    |
| 1 | Плотность при 20 °С, кг/м³<br>Density at 20 °C, kg/m³                       | 924,2                             | 920,51                              | 951,4                             | 947,5                               | СТ РК ASTM D 4052-2013                                                             |
| 2 | Вязкость, мм²/с, при:<br>Viscosity, mm²/s:                                  |                                   |                                     |                                   |                                     |                                                                                    |
|   | 40 °С                                                                       | 54,34                             | 61,22                               | 94,88                             | 103,25                              | СТ РК ASTM D 7042-2015                                                             |
|   | 100 °С                                                                      | 6,91                              | 8,36                                | 10,24                             | 12,29                               |                                                                                    |
| 3 | Индекс вязкости, ВУ<br>Viscosity index (VI)                                 | 76,3                              | 106,2                               | 87,0                              | 110,7                               | СТ РК ASTM D 7042-2015                                                             |
| 4 | Соотношение вязкостей $n_{40}/n_{100}$<br>Viscosity ratio $n_{40}/n_{100}$  | 7,86                              | 7,32                                | 9,27                              | 8,40                                | –                                                                                  |
| 5 | Показатель преломления ( $n_D^{20}$ )<br>Refractive index ( $n_D^{20}$ )... | 1,5084                            | 1,5080                              | 1,5289                            | 1,5137                              | –                                                                                  |
| 6 | Температура застывания, °С<br>Pour point, °C                                | -10                               | -10                                 | -10                               | -12                                 | ГОСТ 20287-91                                                                      |
| 7 | Содержание общей серы, %<br>Total sulfur content, wt. %                     | 0,44                              | 0,39                                | 0,46                              | 0,43                                | СТ РК ASTM D 4294-2011                                                             |
| 8 | Содержание УВ, %, из них:<br>Hydrocarbon composition, %, incl.:             | 100%                              | 100%                                | 100%                              | 100%                                | –                                                                                  |
|   | ароматических<br>Aromatic hydrocarbons, %                                   | 17%                               | 10%                                 | 22%                               | 6%                                  | –                                                                                  |
|   | нафтеновых<br>Naphthenic hydrocarbons, %                                    | 47%                               | 59%                                 | 44%                               | 69%                                 | –                                                                                  |
|   | парафиновых<br>Paraffinic hydrocarbons, %                                   | 36%                               | 31%                                 | 34%                               | 25%                                 | –                                                                                  |

ВУ / CU – вязкость условная / Conditional viscosity

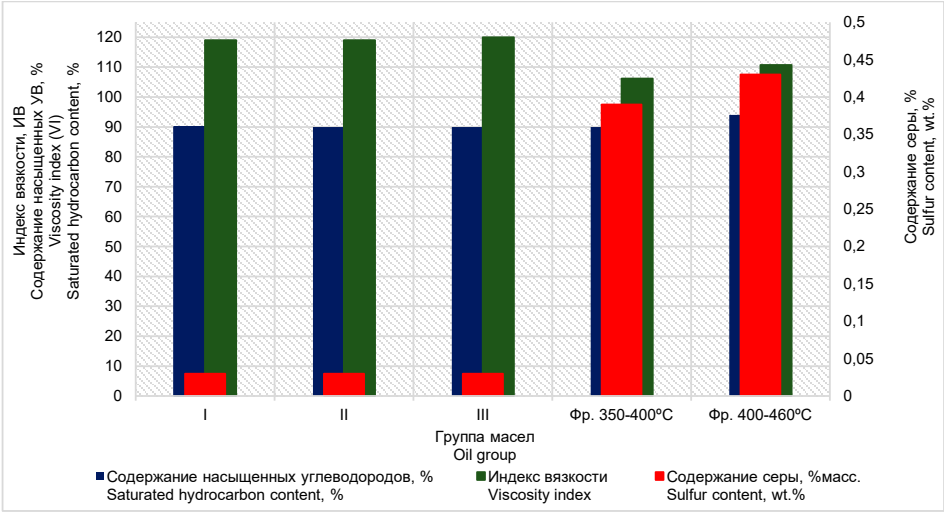


Рисунок 2. Сравнение фракций масел с классификацией API  
Figure 2. Comparison of oil fractions with API classification

ности, показателя преломления и индекса вязкости. Полученные масляные фракции отличаются низким содержанием серы, что повышает их экологическую и технологическую ценность.

Основу базового масла составляет смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических УВ. Групповой углеводородный состав масля-

ных фракций, полученных из ПБ месторождения Карася́зь-Таспас, может быть оценён по выходу отдельных углеводородных фракций на основе показателя преломления.

Технические требования к различным видам масел и соответствующим им по свойствам масляным фракциям ПБ месторождения Кара-

связь-Таспас приведены на рис. 2–4. Анализ представленных данных показывает, что исследованные масляные фракции, полученные из мазута ПБ, соответствуют требованиям и могут быть использованы для производства базовых масел.

Согласно классификации API, базовые масла I группы характеризуются содержанием серы выше 0,03% и долей насыщенных УВ не менее

90%. Их индекс вязкости находится в диапазоне 80–119. Масляные фракции с температурными интервалами кипения 350–400°C и 400–460°C, полученные из фракций мазута ПБ, по своим физико-химическим характеристикам соответствуют требованиям, предъявляемым к базовым маслам I группы в соответствии с классификацией API (рис. 2). После проведения соответствующих

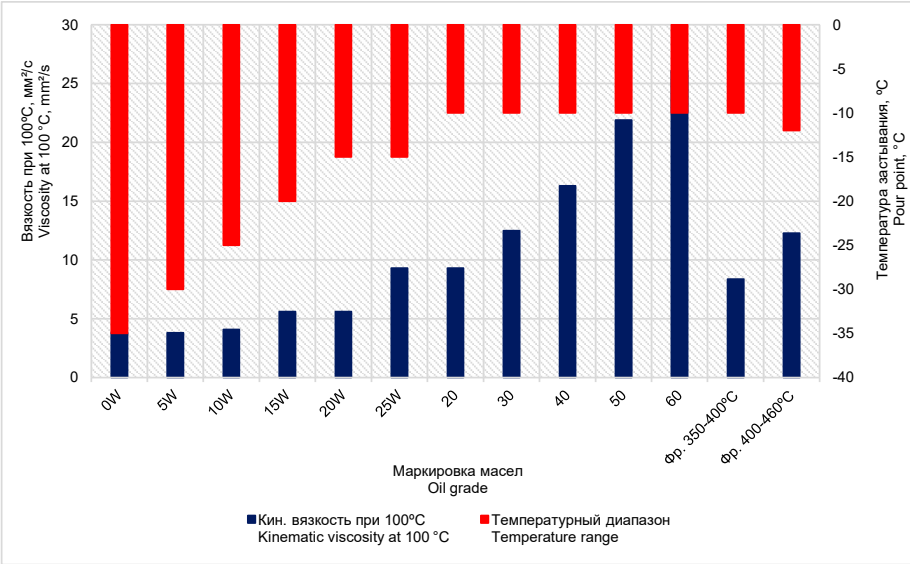


Рисунок 3. Сравнение фракций масел с классификацией SAE  
Figure 3. Comparison of oil fractions with SAE classification

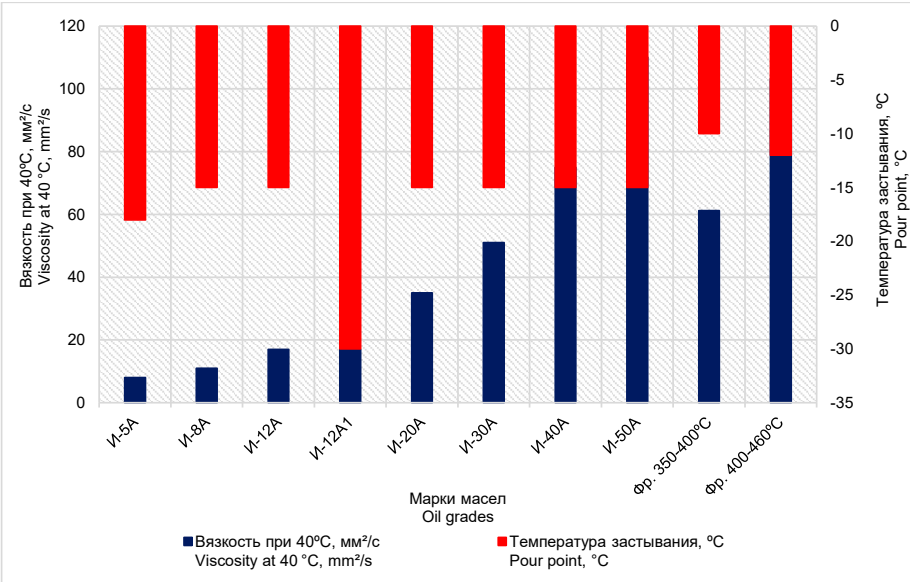


Рисунок 4. Сравнение фракций масел с марками промышленных масел по ГОСТ 20799-2022  
Figure 4. Comparison of oil fractions with industrial oil grades according to GOST 20799-2022

процессов гидроочистки указанные масляные фракции соответствуют требованиям, установленным для базовых масел II группы API.

Фракция с интервалом кипения 350–400°C характеризуется кинематической вязкостью и температурным диапазоном эксплуатации, сопоставимыми с маслами классов SAE 40–50, тогда как фракция 400–460°C по аналогичным показателям соответствует моторным маслам классов SAE 30 и 25W (рис. 3). Однако температурные свойства указанных фракций, в частности, температура застывания, остаются недостаточными для их непосредственного применения в качестве зимних моторных масел. Это указывает на необходимость проведения дополнительных процессов депарафинизации и модификации с применением присадок для улучшения низкотемпературных и эксплуатационных характеристик.

Исследуемая фракция 350–400°C по вязкостным характеристикам сопоставима с промышленным маслом марки И-40А, а фракция 400–460°C – с маслом марки И-50А. Исследуемые фракции демонстрируют потенциальную пригодность в качестве базовых компонентов для промышленных масел в соответствии с требованиями ГОСТ 20799-2022. Однако температурные свойства, в частности, температура застывания для указанных фракций составляет около -10°C, что существенно выше аналогичных показателей стандартных масел И-40А

и И-50А (рис. 4). Это ограничивает их непосредственное применение в зимних условиях и указывает на необходимость проведения дополнительных процессов очистки, направленных на улучшение низкотемпературных характеристик.

### Заключение

Результаты проведенных научно-прикладных исследований вносят значимый вклад в разработку теоретических и технологических подходов к получению базовых масел высокого качества из тяжелых углеводородных ресурсов, включая ПБ. Анализ состава и свойств масляных фракций, полученных из мазута ПБ месторождения Карасаяз-Таспас, подтвердил возможность их использования в качестве сырья для производства промышленных и моторных масел.

Показана целесообразность комплексной переработки ПБ в условиях Казахстана для получения высококачественных промышленных и моторных масел. Это позволит снизить зависимость от импортных смазочных материалов, тем самым обеспечит формирование отечественной сырьевой базы и повысит энергетическую безопасность страны. Полученные результаты представляют научно-практическую основу для дальнейших исследований, направленных на оптимизацию процессов депарафинизации и гидроочистки, а также на повышение эксплуатационных характеристик базовых масел.

### 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 распределен следующим образом: Аялбергенов Е.О. – интерпретация и систематизация результатов, написание рукописи; Туркпенбаева Б.Ж. – генерация идеи исследования и постановка задач; Ахметов А.Ф. – формирование идеи и редактирование рукописи.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сатенов К.Г., Калиманова Д.Ж., Мадиева Л.К., Нажетова А.А. Смазочные масла из нефти Республики Казахстан // Новые импульсы развития: вопросы научных исследований. Сборник статей IV Международной научно-практической конференции. 2020. Том 1. С. 25–32.
2. Закиева Р.Р., Петров С.М., Каюкова Г.П., Башкирцева Н.Ю. Получение базовых масел III группы качества по классификации API из тяжелого углеводородного сырья с применением гидрокаталитических процессов // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №18. С. 209–212.
3. Аялбергенов Е.О. Технологии извлечения и переработки нефтешламовых пород месторождения Карасаяз-Таспас : дис. ...канд. техн. наук. Уфа, 2024. Режим доступа: [www.dissercat.com/content/tekhnologii-izvlecheniya-i-pererabotki-neftebituminoznykh-porod-mestorozhdeniya-karasyaz-tas](http://www.dissercat.com/content/tekhnologii-izvlecheniya-i-pererabotki-neftebituminoznykh-porod-mestorozhdeniya-karasyaz-tas). Дата обращения: 12.06.2025.

### 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: Yerbolat O. Ayapbergenov – interpretation and systematization of results, manuscript writing; Bibigul Zh. Turkpenbayeva – development of the research idea and formulation of objectives; Arslan F. Akhmetov – conceptualization and manuscript editing.

4. Аяпбергенов Е.О., Ахметов А.Ф. Переработка нефтешламовидной породы месторождения Карасыз-Таспас // Труды Академэнерго. 2019. №2. С. 25–37. doi: [10.34129/2070-4755-2019-55-2-25-37](https://doi.org/10.34129/2070-4755-2019-55-2-25-37).
5. Литвинцев Ю.И., Жаворонков Д.А. Производство базовых масел в России // Вестник АНГТУ. 2023. №17. С. 88–91. doi: [10.36629/2686-777X-2023-1-17-88-91](https://doi.org/10.36629/2686-777X-2023-1-17-88-91).
6. g-energy.org [интернет]. Часто задаваемые вопросы о смазочных материалах [дата обращения: 10.11.2024]. Доступ по ссылке: [g-energy.org/attachment/editor/61/86/GPN\\_SM\\_G\\_Energy\\_voprosy.pdf?\\_id=1624511854](https://g-energy.org/attachment/editor/61/86/GPN_SM_G_Energy_voprosy.pdf?_id=1624511854).
7. Патент РФ на изобретение №2573573C1/ 20.01.16 Бюл. №2. Дезорцев С.В., Фамутдинов Р.Н., Колбин В.А., и др. Способ получения базовых компонентов высокоиндексных нефтяных масел. Режим доступа: [patents.google.com/patent/RU2573573C1/ru](https://patents.google.com/patent/RU2573573C1/ru). Дата обращения: 12.12.2014.
8. Фамутдинов Р.Н., Дезорцев С.В. Определение качества сырья для высокоиндексных масел из остатка гидрокрекинга // Башкирский химический журнал. 2013. Т. 20. № 4. С. 37–39.

## REFERENCES

1. Satenov KG, Kalimanova DZ, Madiyeva LK, Nazhetova AA. Lubricants from Oil of The Republic of Kazakhstan. *Novyye impul'sy razvitiya: voprosy nauchnykh issledovaniy. Sbornik statey IV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. 2020;1:25–32. (In Russ).
2. Zakiyeva RR, Petrov SM, Kayukova GP, Bashkirtseva NY. Polucheniye bazovykh masel III gruppy kachestva po klassifikatsii API iz tyazhelogo uglevodorodnogo syr'ya s primeneniym gidrokataliticheskikh protsessov. *Herald of Technological University*. 2014;18:209–212. (In Russ).
3. Ayapbergenov YO. *Tekhnologii izvlecheniya i pererabotki neftebituminoznykh porod mestorozhdeniya Karasyaz'-Taspas* [dissertation]. Ufa; 2024. Available from: [www.dissertat.com/content/tekhnologii-izvlecheniya-i-pererabotki-neftebituminoznykh-porod-mestorozhdeniya-karasyaz-tas](https://www.dissertat.com/content/tekhnologii-izvlecheniya-i-pererabotki-neftebituminoznykh-porod-mestorozhdeniya-karasyaz-tas). (In Russ).
4. Ayapbergenov YO, Ahmetov AF. Processing of Karasyaz-Taspas Bitumen. *Transactions of Academenergo*. 2019;2:25–37. doi: [10.34129/2070-4755-2019-55-2-25-37](https://doi.org/10.34129/2070-4755-2019-55-2-25-37).
5. Litvincev YI, Zhavoronkov D. Production of Base Oils in Russia. *Bulletin of The Angarsk State Technical University*. 2023;17:88–91. doi: [10.36629/2686-777X-2023-1-17-88-91](https://doi.org/10.36629/2686-777X-2023-1-17-88-91). (In Russ).
6. g-energy.org [Internet]. Chasto zadavayemye voprosy o smazochnykh materialakh [cited 2024 Nov 10]. Available from: [g-energy.org/attachment/editor/61/86/GPN\\_SM\\_G\\_Energy\\_voprosy.pdf?\\_id=1624511854](https://g-energy.org/attachment/editor/61/86/GPN_SM_G_Energy_voprosy.pdf?_id=1624511854). (In Russ).
7. Patent RUS 2573573C1/ 10.12.02. Byul. №2. Dezortsev SV, Famutdinov RN, Kolbin VA, et al. Sposob polucheniya bazovykh komponentov vysokoindexnykh neftyanykh masel. Available from: [patents.google.com/patent/RU2573573C1/ru](https://patents.google.com/patent/RU2573573C1/ru). (In Russ).
8. Famutdinov RN, Dezortsev SV. Determination of raw materials quality for high index oils from the hydrocracking residue. *Baskirskii Khimicheskii Zhurnal*. 2013;20(4):37–39. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### \*Аяпбергенов Ерболат Озарбаевич

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

e-mail: [e.ayapbergenov@kmge.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmge.kz).

### Туркпенбаева Бибигуль Жапаровна

докт. техн. наук, профессор

ORCID [0009-0008-3770-354X](https://orcid.org/0009-0008-3770-354X)

e-mail: [b.turkpenbaeva@kmge.kz](mailto:b.turkpenbaeva@kmge.kz).

### Ахметов Арслан Фаритович

докт. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0003-0170-4774](https://orcid.org/0000-0003-0170-4774)

e-mail: [tngrusoil@mail.ru](mailto:tngrusoil@mail.ru).

## AUTHORS' INFO

### \*Yerbolat O. Ayapbergenov

Cand. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

e-mail: [e.ayapbergenov@kmge.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmge.kz).

### Bibigul Zh. Turkpenbayeva

Doct. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0009-0008-3770-354X](https://orcid.org/0009-0008-3770-354X)

e-mail: [b.turkpenbaeva@kmge.kz](mailto:b.turkpenbaeva@kmge.kz).

### Arslan F. Akhmetov

Doct. Sc. (Engineering), Professor

ORCID [0000-0003-0170-4774](https://orcid.org/0000-0003-0170-4774)

e-mail: [tngrusoil@mail.ru](mailto:tngrusoil@mail.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 622.692

CSCSTI 73.39.31

DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838)

Received: 17.03.2025.

Accepted: 21.07.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Hydrogen Conversion of Existing Pipelines: Integrity Solutions

Ildar Akhmetov<sup>1</sup>, Abdugaffor Mirzoev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

<sup>2</sup>ROSEN Europe B.V., Almaty, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** In the global transition to low-carbon energy, hydrogen is becoming an important energy carrier. Adapting existing pipelines for hydrogen transportation can reduce costs and accelerate the development of hydrogen infrastructure. However, the use of pipelines in a hydrogen environment is associated with risks such as hydrogen embrittlement and metal cracking. Kazakhstan still lacks practical experience in the operation of hydrogen pipelines, which makes the task of assessing the technical condition of existing pipelines and their adaptation for operation with hydrogen urgent.

**Aim:** To conduct a comprehensive analysis of the integrity of the pipeline operated in an aggressive hydrogen sulfide environment and to assess the possibility of its repurposing for hydrogen transportation taking into account international standards and methods of strength calculation.

**Materials and methods:** The data of in-line inspection (ILI) including ultrasonic testing of wall thickness were used in the work. API 579 standards were used for defects assessment. Calculations were performed using NIMA software, which allows analyzing data on laminations and cracks in metal.

**Results:** The analysis identified six sections with laminations, of which five were found to be acceptable for service at the current operating pressure of 75 bar. One defect (#6) was classified as unacceptable, requiring either immediate repair or a reduction in operating pressure to 52 bar.

**Conclusion:** The study confirmed that conversion of existing gas pipelines for hydrogen transportation is feasible provided thorough diagnostics and compliance with international standards for strength assessment. Implementation of regular pipeline condition monitoring and development of a phased repair strategy to improve infrastructure reliability in hydrogen environment is recommended.

**Keywords:** *hydrogen transportation; pipeline conversion; hydrogen embrittlement; strength assessment; pipeline defects; laminations; cracks; integrity.*

## To cite this article:

Akhmetov I, Mirzoev A. Hydrogen Conversion of Existing Pipelines: Integrity Solutions. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):93–104. DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838).

УДК 622.692  
МРНТИ 73.39.31

DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838)

Получена: 17.03.2025.  
Одобрена: 21.07.2025.  
Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Конверсия существующих трубопроводов для водорода: решения по обеспечению целостности

И. Ахметов<sup>1</sup>, А. Мирзоев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>ROSEN Europe B.V., г. Алматы, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В условиях глобального перехода к низкоуглеродной энергетике водород становится важным энергоносителем. Адаптация существующих трубопроводов для транспортировки водорода может снизить затраты и ускорить развитие водородной инфраструктуры. Однако использование трубопроводов в водородной среде связано с рисками, такими как водородное охрупчивание и растрескивание металла. В Казахстане пока отсутствует практический опыт эксплуатации водородопроводов, что делает актуальной задачу оценки технического состояния существующих трубопроводов и их адаптации для работы с водородом.

**Цель.** Провести комплексный анализ целостности трубопровода, эксплуатируемого в агрессивной сероводородной среде, и оценить возможность его перепрофилирования для транспортировки водорода с учетом международных стандартов и методов расчета прочности.

**Материалы и методы.** В работе использованы данные внутритрубной диагностики, включая ультразвуковой контроль толщины стенок. Для оценки дефектов применялись стандарты API 579. Расчеты проводились с использованием программного обеспечения NIMA, которое позволяет анализировать данные о расслоениях и трещинах в металле.

**Результаты.** В ходе анализа выявлено шесть участков с расслоениями, из которых пять признаны допустимыми для эксплуатации при текущем рабочем давлении 75 бар. Один дефект (№6) классифицирован как недопустимый, что требует либо немедленного ремонта, либо снижения рабочего давления до 52 бар.

**Заключение.** Исследование подтвердило, что перепрофилирование существующих газопроводов для транспортировки водорода возможно при условии тщательной диагностики и соблюдения международных стандартов оценки прочности. Рекомендовано внедрение регулярного мониторинга состояния трубопровода и разработка стратегии поэтапного ремонта для повышения надежности инфраструктуры в условиях водородной среды.

**Ключевые слова:** водородный транспорт, переоборудование трубопроводов, водородное охрупчивание, оценка прочности, дефекты трубопровода, расслоения, трещины, целостность.

## Как цитировать:

Ахметов И., Мирзоев А. Конверсия существующих трубопроводов для водорода: решения по обеспечению целостности // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 93–104. DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838).

ӨОЖ 622.692  
ГТАХР 73.39.31

DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838)

Қабылданды: 17.03.2025.

Мақұлданды: 21.07.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Сутегі үшін қолданыстағы құбырларды конверсиялау: тұтастықты қамтамасыз ету шешімдері

И. Ахметов<sup>1</sup>, А. Мирзоев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>ROSEN Europe B.V., Алматы қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Төмен көміртекті энергияға жаһандық көшу жағдайында сутегі маңызды энергия тасымалдаушысына айналады. Қолданыстағы құбырларды сутекті тасымалдауға бейімдеу шығындарды азайтып, сутегі инфрақұрылымының дамуын тездетуі мүмкін. Алайда сутегі ортасында құбырларды пайдалану барысында сутектің сынуы және металдың жарылуы сияқты тәуекелдері де бар. Қазақстанда сутек құбырларын пайдалануға тәжірибе әзірше жоқ, бұл қолданыстағы құбырлардың техникалық жай-күйін бағалау және оларды сутегімен жұмыс істеуге бейімдеу міндетін өзекті ете түседі.

**Мақсаты.** Агрессивті күкіртсутекті ортада пайдаланылатын құбырдың тұтастығына кешенді талдау жүргізу және халықаралық стандарттар мен беріктікті есептеу әдістерін ескере отырып, оны сутекті тасымалдау үшін қайта бейімдеу мүмкіндігін бағалау.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыста қабырға қалыңдығын ультрадыбыстық бақылауды қоса алғанда, құбыршілік диагностика деректері пайдаланылды. Ақауларды бағалау үшін API 579 стандарттары қолданылды. Есептеуле NIMA бағдарламалық жасақтамасын қолдана отырып жүргізілді, бұл металдағы қабаттар мен жарықтар туралы деректерді талдауға мүмкіндік береді.

**Нәтижелері.** Талдау барысында қатпарлануы бар алты учаске анықталды, олардың бесеуі қазіргі жұмыс қысымы 75 бар кезінде пайдалануға рұқсат етілген деп танылды. Бір ақау (№6) қолайсыз деп жіктеледі, ол жедел жөндеуді немесе жұмыс қысымын 52 барға дейін төмендетуді қажет етеді.

**Қорытынды.** Зерттеу сутекті тасымалдау үшін қолданыстағы газ құбырларының мақсатын өзгерту мұқият диагностикалау және халықаралық беріктікті бағалау стандарттарын сақтау арқылы мүмкін екенін растады. Сутегі ортасы жағдайында инфрақұрылымның сенімділігін арттыру үшін құбырдың жай-күйіне тұрақты мониторингті жүргіздіру, енгізу және кезең-кезеңмен жөндеу стратегиясын әзірлеу ұсынылады.

**Негізгі сөздер:** сутекті тасымалдау, құбырларды қайта жабдықтау, сутектің сынғыштығы, беріктігін бағалау, құбыр ақаулары, қатпарлану, жарықтар, тұтастық.

## Дәйексөз көлтіру үшін:

Ахметов И., Мирзоев А. Сутегі үшін қолданыстағы құбырларды конверсиялау: тұтастықты қамтамасыз ету шешімдері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 93–104 б.

DOI: [10.54859/kjogi108838](https://doi.org/10.54859/kjogi108838).

Introduction

In the context of the global transition toward low-carbon energy systems, hydrogen has emerged as a key energy carrier with the potential to significantly reduce greenhouse gas emissions. Its application spans across various sectors, including transportation, industry, and power generation, offering a sustainable alternative to fossil fuels. One of the critical challenges in scaling up hydrogen infrastructure lies in the development of efficient and safe transportation methods. Among these, the repurposing of existing natural gas pipelines for hydrogen transport presents a cost-effective and timely solution.

However, the adaptation of pipelines for hydrogen service introduces complex technical challenges, particularly related to material degradation phenomena such as hydrogen embrittlement and cracking. These issues are exacerbated in environments containing aggressive agents like hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S), which can further compromise pipeline integrity. In Kazakhstan, where practical experience with hydrogen pipelines is still limited, the need for rigorous assessment methodologies and international standard compliance becomes especially urgent.

This diploma project aims to evaluate the feasibility of repurposing an existing gas pipeline in Kazakhstan for hydrogen transportation. The study focuses on assessing the structural integrity of the pipeline under hydrogen service conditions, using data from in-line inspections and applying recognized standards such as API 579 and ASME FFS-1. By leveraging advanced diagnostic tools and simulation software, the project provides

a comprehensive analysis of lamination defects and their impact on pipeline safety and performance.

Materials and methods

This study was based on data obtained from the in-line inspection (ILI) of a 20-inch, 12 km long seamless X60 steel gas pipeline in Kazakhstan, originally constructed in 2003 and currently operated at 75 bar in sour gas service. The inspection was carried out using a magnetic flux leakage (MFL) tool, which identified multiple lamination-type anomalies. To verify the findings, excavation of selected sites was performed, and conventional ultrasonic testing (UT) was conducted in-field to accurately measure defect dimensions, wall thickness, and depth characteristics.

Six lamination anomalies were confirmed through UT, classified by location (internal or external surface breaking) and geometric properties such as length, width, and remaining wall thickness (T1 and T2). The anomalies were further analyzed using NIMA – integrity management software developed by ROSEN, which supports evaluation of in-line inspection data and assessment of remaining strength and serviceability.

The structural integrity of each anomaly was assessed using the API 579 Level 2 methodology, modeling laminations conservatively as planar defects (crack-like). The assessment accounted for parameters including original wall thickness (11.1 mm), material properties (Charpy impact toughness of 38 J), and local defect geometry. As hydrogen pipeline operation could not be tested directly, a sour service environment (with high H<sub>2</sub>S content) was used as a proxy

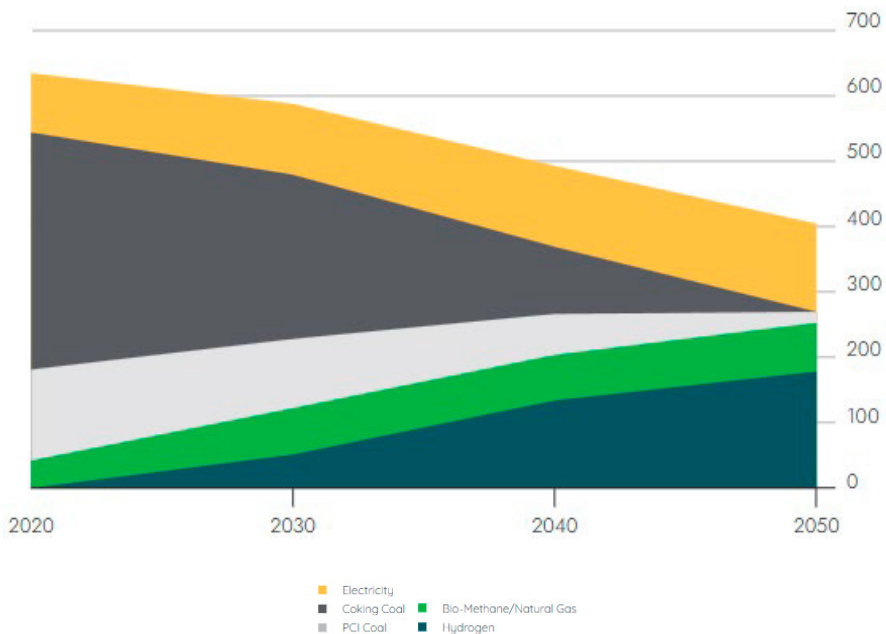


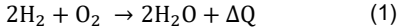
Figure 1. Expected consumption of various energy types based on company statements from industrial sectors [1]

to simulate degradation mechanisms similar to hydrogen embrittlement.

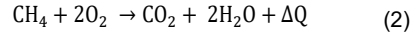
**Relevance of hydrogen as an energy carrier**

Hydrogen energy is increasingly recognized as a vital component in achieving global decarbonization and net-zero emissions by 2050. Its versatility allows for applications across various sectors, including transportation, industry, and power generation, offering a clean alternative to traditional fossil fuels. Moreover, hydrogen serves as an energy carrier and storage medium, facilitating the integration of renewable energy sources into the grid [2, 3].

The use of hydrogen  $H_2$  is considered harmless and green for the earth's atmosphere and essential under the Paris Agreement, which defines the path to reduce greenhouse gas emissions. This is supported by Fig. 3, which shows the expected future share of energy sources based on industrial company statements (TWh On Y-Axes, Years on X-Axes). To remind, the use of hydrogen as an energy carrier has many drivers, including zero emissions from the combustion process (1):



Alternatively, burning the same methane produces  $CO_2$  (2):



In addition to above, China Hydrogen Alliance suggested that by 2030, hydrogen energy will reach production of 35 million tons, which is 5% of China's energy supply, and by 2050, it will reach production of 60 million tons, which will be equal to 10% of China's energy supply. At present, China is one of the leaders in the production of Fuel cell electric vehicles (FCEV), vehicles powered by hydrogen, which is one of the facts that this type of energy storage & usage has a future [4].

**Overview of regional  $H_2$  projects and focus on pipeline repurposing**

In Central Asia, the development of the hydrogen energy sector is growing. In Mangistau Oblast of Kazakhstan it is planned to create a project on green hydrogen production with capacity of 2 million  $m_3$  by 2032 [5]. In the Republic of Uzbekistan based on the existing ammonia production plant, the company ACWA Power,

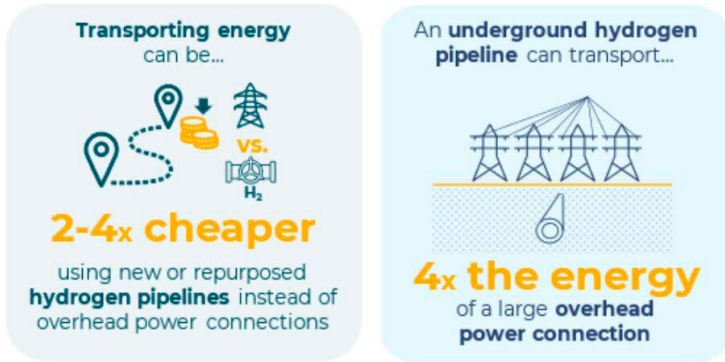


Figure 2. European Backbone efficiency estimate [7]

Table 1. Comparison of Hydrogen Transportation Methods

| Transportation method        | Advantages                                        | Disadvantages                                                 |
|------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Gaseous hydrogen (pipeline)  | Cost-effective for large-scale, continuous supply | High initial capital expenditure                              |
|                              | Compatible with underground storage               | Requires advanced R&D on pipeline materials and system design |
|                              | Environmentally safe                              |                                                               |
| Containers (trucking)        | Zero hydrogen losses during transport             | Economically viable only for small-scale supply               |
|                              | No need for on-site storage infrastructure        | High per-unit transportation costs                            |
| Liquid hydrogen (cryo-tanks) | High energy and storage density                   | Liquefaction is energy-intensive and expensive                |
|                              | Economical for medium-range distribution          | Requires complex cryogenic infrastructure                     |
| Bonded hydrogen (carriers)   |                                                   | Complex technique                                             |
|                              | Potentially low-cost over long distances          | Complex hydrogen release process                              |
|                              | Utilizes existing infrastructure                  | Risk of contamination from impurities                         |
|                              | Operates under moderate temperature and pressure  | Often requires return of spent carrier material               |

to build a facility for the production of green ammonia, it is planned in the first phase of work to produce 3000 tons of green ammonia, and in the second phase of already produce 500,000 tons per year [6]. Given the expected amount of hydrogen production it is important to define the most effective means of transportation. Pipelines as one of the most efficient and safe option will play an important role in delivering hydrogen to consumers. As shown on Fig. 2 transportation of energy by pipelines according to [7] will be 2–4 times cheaper than by overhead power connections. Hydrogen can be transported in different ways and in different aggregate states. The paper [8] provides a comparison of these methods. Gaseous hydrogen: is transported through pipelines, both special and existing pipelines for natural gas. The method is efficient for large volumes and continuous deliveries but requires significant capital investment and complex R&D on pipe materials.

Liquefied hydrogen: is transported in cryogenic tanks. This is convenient for medium distances and volumes, provides high storage density, but requires energy-intensive liquefaction and is accompanied by evaporation losses. Containerized transportation of gaseous hydrogen is convenient for small volumes and lack of infrastructure but has high cost and limited capacity. Transportation in bound form: such as ammonia or metal hydrides, is promising due to the use of existing infrastructure and high storage density but requires additional transformation

and development of safe technologies. A comparison is presented in Tab.1. However, as shown on Fig. 3, in accordance with [7], the construction of new pipelines will take about 7 years based on the following industry standards:

- ASME B31.12 – Hydrogen Piping and Pipelines;
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code – Section VIII Division 3;
- API 579/ASME FFS-1;
- ANSI/CSA CHMC 1 – Test Methods for Evaluating Material Compatibility in Compressed Hydrogen Applications – Metals.

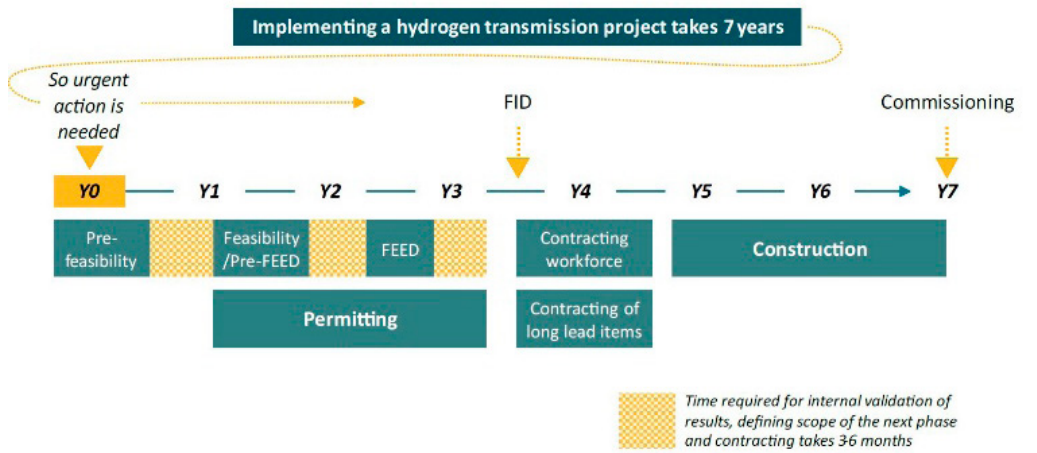


Figure 3. European Backbone Implementing a hydrogen transmission project [7]

Therefore, to achieve climate goals, the industry requires immediate solutions like existing pipeline repurposing. In accordance with European Backbone [9] by 2040 more than 60% of the future H<sub>2</sub> pipeline network will be repurposed from existing natural gas pipelines. The Fig. 4 below shows the vision of the European Backbone taking into account hydrogen pipelines map of 2040. Although pipeline repurposing is not yet being considered in Kazakhstan, this study will focus on the integrity assessment of the pipeline in an H<sub>2</sub> environment to demonstrate the proposed approach.

**Pipeline operation in a hydrogen environment**

The pipeline fitness-for-service assessments are based on degradation mechanisms, steel grade of the pipe, pipe wall thickness, and the condition of the pipe material. Hydrogen environment creates a specific mechanism of degradation due to the absorption and diffusion of atomic hydrogen (H<sub>2</sub>) within the microstructure of pipeline steel, which can lead to hydrogen embrittlement (HE) and potential cracking [10]. Hydrogen embrittlement occurs due to the penetration and diffusion of atomic hydrogen into the metal, reducing the strength and ductility of the metal, thereby exposing the metal to the risk of cracking. This phenomenon has been described

in [9] and illustrated on Fig. 5. The mechanisms of HE in repurposed natural gas (NG) pipelines remain a topic of debate, with two prevailing theories: hydrogen-enhanced localized plasticity (HELP) and hydrogen-enhanced decohesion (HEDE). However, there is growing consensus that hydrogen-induced cracking typically occurs only in the presence of pre-existing flaws or cracks. This phenomenon is often explained by Hydrogen-Environment Assisted Cracking (HEAC), where hydrogen dissociates and absorbs at crack tips, embrittling the crack front and facilitating its propagation under stress. While some studies suggest that gaseous hydrogen could also induce cracking away from the bulk material, this is generally considered possible only under exceptional conditions over time, particularly in susceptible microstructures such as hard spots or at stress risers like deformations. A common problem will be hydrogen cracking and embrittlement of the metal. The presence of hydrogen in the mixture of the transported product resulted in a 20–80% reduction in the ductility of the metal, in some studies a reduction of 85% was observed at a hydrogen concentration of 1%. Consequently, even insignificant hydrogen content contributes to the acceleration of fatigue crack growth [10].



Figure 4. European Backbone vision to the map of Hydrogen pipelines by 2040 [9]

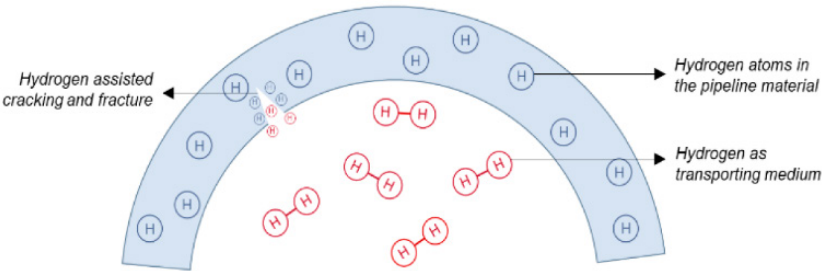


Figure 5. H<sub>2</sub> atoms diffused in the pipeline material, and its interaction causing cracking [10]

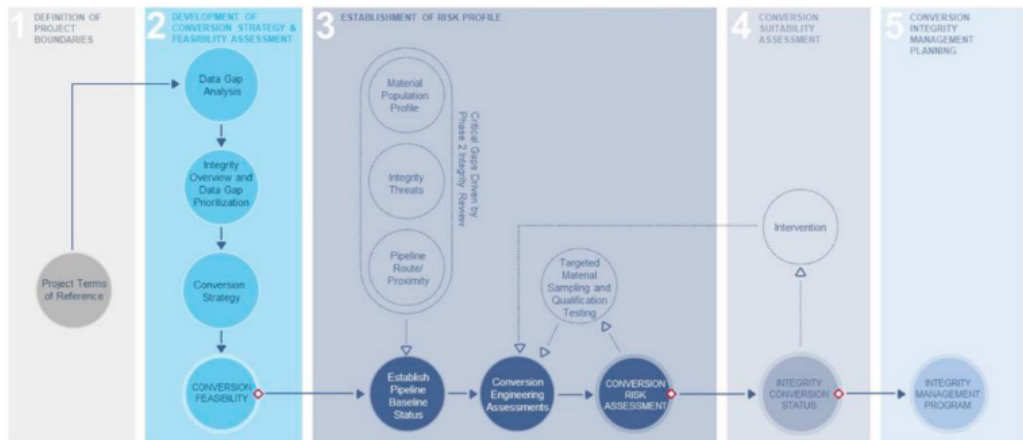


Figure 6. Pipeline H<sub>2</sub> Repurposing Framework [10]

Pipeline H2 Repurposing – Case study in Kazakhstan

General Approach and Assumptions

In [10] a phased approach to H<sub>2</sub> repurposing was proposed. It is summarized in the figure below. Within the scope of this study, the authors will focus on Phase 2 of the framework related to calculation of laminations under H<sub>2</sub> conditions using API and ASME standards.

Lamination is the separation of metal into layers characterized by a concentration of non-metallic elements such as oxides and other impurities. The sources of these defects are usually inclusions and porosity. Laminations can be classified as follows:

- Internal;
- Surface breaking (external or internal).

Following assumptions are applied for the API 579 (Level 2) assessment:

- 1.Lamination will be modeled as a crack in the pipe.
- 2.Calculations will consider a gas medium with high H<sub>2</sub>S content, as hydrogen modeling is technically unfeasible within this project because have some software restrictions but as mentioned in the works [10, 11] we can apply this assumption and this assumption is justified.
- 3.Blistering does not affect the load bearing capacity of the pipe wall.
- 4.Geometric irregularities and additional bending stress were not considered.

As part of this study, the NIMA software, developed by ROSEN, was utilized. NIMA is a cloud-based Software-as-a-Service (SaaS) solution designed for the comprehensive analysis of inspection data, including in-line inspection (ILI) and non-destructive testing (NDT) results. This platform enables a detailed defect assessment, remaining life evaluation, and the development of data-driven maintenance strategies.

By leveraging NIMA SaaS, operators can enhance pipeline integrity management, streamline decision-making processes, and reduce the risk of failures and unplanned downtime. Its cloud-based architecture ensures scalability, real-time data accessibility, and seamless integration with existing pipeline integrity workflows, ultimately improving the efficiency and reliability of pipeline operations [12].

Input Data Review

As demonstrated earlier, there is currently no operational experience with pipelines transporting pure hydrogen in Kazakhstan. Therefore, the authors suggest considering a pipeline operating in a sour environment (containing hydrogen sulfide, ~5% wt.) as the most comparable in terms of degradation mechanisms. Tab. 1 presents the technical characteristics of Pipeline X.

For an accurate strength calculation in NIMA, it is essential to define the parameters utilized provide a detailed explanation of the key lamination parameters considered in the assessment.

Pipeline was inspected with UT-WM ILI technology. The anomalies have been verified further by conventional UT. The findings of the inspections are summarized in Tab. 4.

Results of Lamination Assessment

The above data sets have been integrated and assessed against industry standards in the NIMA Integrity Management platform. As shown in Fig. 8 and 10, the acceptability of an anomaly depends on its position relative to the criticality curves, which determine its severity and required action. In Fig. 9, four # (1, 2, 3, and 4) are identified with values below the permissible limits, confirming their suitability for continued operation. #5 remains operational at pressures up to 75 bar but is unsuitable at 97 bar, while #6 is classified as unacceptable. The results of the API 579 (Level 2) [13] assessment summarized in the Tab. 5. The analysis of lamination calculations in axial cracks revealed that #6 does not meet permissible standards. Based on the two evaluation charts, either immediate reconstruction or a reduction of operating pressure to 52 bar is required. #5, classified as unacceptable based on axial dimensions, is deemed acceptable according to circumferential dimensions. However, the assessment at 65 bar confirms that #6 remains unacceptable for further operation for both options. As a result, two possible approaches for maintaining pipeline integrity to be considered:

- Immediate repair without waiting for the scheduled shutdown;

– Reduce operating pressure to an acceptable level and defer repairs until the scheduled shutdown.

Table 2. Pipeline characteristics

| Parameter         | Value                                   |
|-------------------|-----------------------------------------|
| Pipe diameter     | 20 inches                               |
| Length            | 12 km                                   |
| Product           | Sour Gas                                |
| Steel Grade       | X60 (SMYS 420 MPa, SUTS 520 MPa)        |
| Pipe Type         | Seamless                                |
| Construction Date | 2003                                    |
| Wall Thickness    | 11,1 mm                                 |
| Original MAOP     | 97 bar                                  |
| Current MOP       | 75 bar                                  |
| Charpy Toughness  | 38 Joules full size (minimum specified) |

Table 3. Anomaly parameters

| Anomaly Parameter                        | Definition                                                                           |
|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Lamination class                         | Classification of lamination (e.g., parallel, inclined – with exit to inner surface) |
| Length                                   | Length of delamination in longitudinal direction                                     |
| T <sub>1</sub>                           | Minimum thickness between lamination and the inner pipe wall surface                 |
| T <sub>2</sub>                           | Maximum thickness between lamination and inner pipe wall surface                     |
| TC                                       | Pipe wall thickness in the delamination area (unbroken section)                      |
| Depth used for the assessment lamination | Depth used for the assessment evaluation                                             |

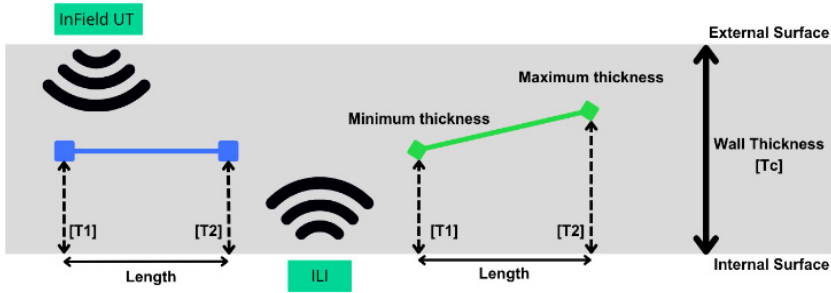


Figure 7. Layout of parameters on the pipe wall

Table 4. The findings of the ILI and in-field verification

| № | Wall Thickness | Infield UT Reported Dimensions, mm |      |        |       | Lamination Classification | Assessment Depth, mm | Assessment Length, mm |
|---|----------------|------------------------------------|------|--------|-------|---------------------------|----------------------|-----------------------|
|   |                | T1                                 | T2   | Length | Width |                           |                      |                       |
| 1 | 11.1           | 6.72                               | 2.30 | 310    | 50    | External Surface Breaking | 6.52                 | 325                   |
| 2 | 11.1           | 6.25                               | 1.50 | 365    | 100   | External Surface Breaking | 6.05                 | 365                   |
| 3 | 11.1           | 6.55                               | 1.67 | 400    | 105   | External Surface Breaking | 6.35                 | 400                   |
| 4 | 11.1           | 6.10                               | 2.50 | 575    | 65    | External Surface Breaking | 5.9                  | 575                   |
| 5 | 11.1           | 7.05                               | 2.00 | 670    | 85    | External Surface Breaking | 6.85                 | 670                   |
| 6 | 11.1           | 9.70                               | 2.55 | 850    | 240   | Internal Surface Breaking | 9.5                  | 850                   |

Assessment Depth is calculated according to below formula: Assessment Depth = Wall Thickness – (Wall Thickness – T1)

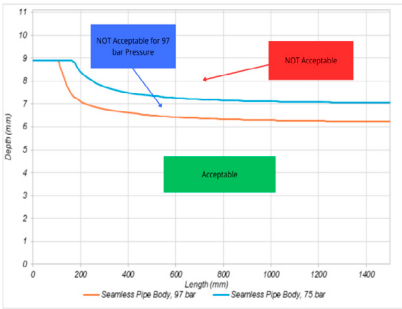


Figure 8. Acceptable axial crack zones on the pipe body

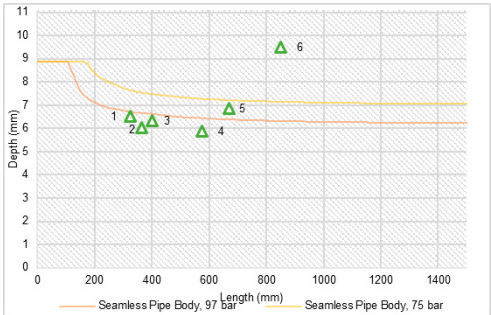


Figure 9. Axial cracks on the pipe body

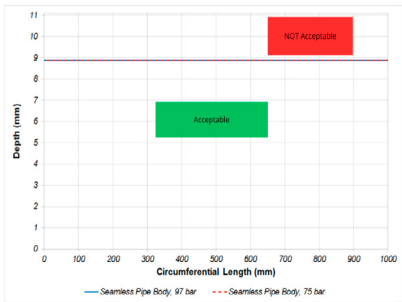


Figure 10. Acceptable circumferential crack zones on the pipe body

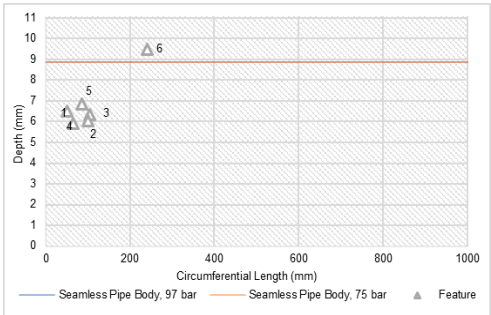


Figure 11. Circumferential cracks on the pipe body

Table 5. Final results of lamination assessment (assessment pressure 65 Bar) in sour service against API 579 (Level 2)

| ID | Wall Thickness, mm | Assessment Depth, mm | Assessment Length, mm | Width | Lamination Classification | API 579 (Level 2) Assessment Result |
|----|--------------------|----------------------|-----------------------|-------|---------------------------|-------------------------------------|
| 1  | 11.1               | 6.52                 | 325                   | 50    | External Surface Breaking | Acceptable                          |
| 2  | 11.1               | 6.05                 | 365                   | 100   | External Surface Breaking | Acceptable                          |
| 3  | 11.1               | 6.35                 | 400                   | 105   | External Surface Breaking | Acceptable                          |
| 4  | 11.1               | 5.9                  | 575                   | 65    | External Surface Breaking | Acceptable                          |
| 5  | 11.1               | 6.85                 | 670                   | 85    | External Surface Breaking | Acceptable                          |
| 6  | 11.1               | 9.5                  | 850                   | 240   | Internal Surface Breaking | Unacceptable                        |

Conclusion

This study provides a comprehensive evaluation of the feasibility of repurposing an existing natural gas pipeline in Kazakhstan for hydrogen transportation, addressing critical challenges such as hydrogen embrittlement and material degradation. Given the nascent state of hydrogen infrastructure in Kazakhstan, this research represents a pivotal step in understanding the structural implications of pipeline conversion for hydrogen service. The integrity of the pipeline was rigorously assessed through the analysis of lamination defects under sour service conditions. Utilizing ultrasonic wall thickness measurements and in-line inspection data, six pipeline sections were examined for structural vulnerabilities. The evaluation, conducted using NIMA software and guided by API 579 Level 2 and ASME standards, identified one critical defect (#6) that surpassed safety limits, necessitating immediate remedial actions such as repair

or operational pressure reduction. Furthermore, the study investigated hydrogen embrittlement mechanisms, including hydrogen-enhanced localized plasticity (HELP) and hydrogen-enhanced decohesion (HEDE), to assess the long-term risks associated with hydrogen exposure. A significant contribution of this research lies in its methodological approach to evaluating pipeline integrity under hydrogen conditions. By drawing parallels with pipelines exposed to sour service environments, which exhibit analogous degradation patterns, the study offers valuable insights into hydrogen-induced material risks. The application of industry-standard fitness-for-service methodologies establishes a replicable framework for assessing hydrogen conversion feasibility in other regions. The findings highlight the necessity of proactive integrity management strategies when adapting existing infrastructure for hydrogen transportation.

Future research should prioritize real-world hydrogen testing, the effects of varying hydrogen concentrations on pipeline integrity, and the advancement of enhanced monitoring techniques to ensure long-term pipeline safety. As Kazakhstan progresses

toward a hydrogen economy, the methodologies and outcomes of this study will serve as a critical foundation for the safe and efficient transformation of pipeline networks to support hydrogen energy initiatives.

## ADDITIONAL INFORMATION

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

**Competing interests.** The author declares that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Ildar Akhmetov – collection, processing, and analysis of experimental data, conducting research, detailed analysis and interpretation of results, manuscript writing; Abdugaffor Mirzoev – manuscript editing, analysis revision and review.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ахметов И. – сбор, обработка и анализ экспериментальных данных, проведение исследования, детальный анализ и интерпретация результатов, написание рукописи; Мирзоев А. – редактирование рукописи, вычитка и проверка выполненного анализа.

## REFERENCES

1. Wang A, Jens J, Mavins D, et al. (Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gasunie, Gaz-System, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga). European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Report. Netherlands Guidehouse; 2021 June.
2. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy [Internet]. Hydrogen: A Clean, Flexible Energy Carrier: blog. Washington: U.S. Department of Energy [cited 2025 Feb 12]. Available from: [energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier](https://energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier).
3. Maka AOM, Mehmood M. Green hydrogen energy production: current status and potential. *Clean Energy*. 2024;8(2):1–7. doi: [10.1093/ce/zae012](https://doi.org/10.1093/ce/zae012).
4. Yudin DA, Ovchinnikov AM. Gosudarstvennaya politika Kitaya v oblasti vodorodnoy energetiki. *Innovation & Investment*. 2023;4:46–50. (In Russ).
5. primeminister.kz [Internet]. Official Information Source of the Prime minister of the of Kazakhstan. Steinmeier and Smailov start construction of green hydrogen plant in Mangystau [cited 2025 Feb 25]. Available from: [primeminister.kz/ru/news/f-v-shtaynmayer-i-a-smailov-dali-start-bureniyu-v-ramkakh-stroitelstva-zavoda-po-proizvodstvu-zelenogo-vodoroda-v-mangistau-24503](https://primeminister.kz/ru/news/f-v-shtaynmayer-i-a-smailov-dali-start-bureniyu-v-ramkakh-stroitelstva-zavoda-po-proizvodstvu-zelenogo-vodoroda-v-mangistau-24503).
6. acwapower.com [Internet]. ACWA Power breaks ground on green hydrogen project in Uzbekistan [cited 2025 March 05]. Available from: [acwapower.com/news/acwa-power-breaks-ground-on-green-hydrogen-project-in-uzbekistan/](https://acwapower.com/news/acwa-power-breaks-ground-on-green-hydrogen-project-in-uzbekistan/).
7. ehb.eu [Internet]. European Hydrogen Backbone: Boosting EU Resilience and Competitiveness [cited 2025 March 15]. Available from: [ehb.eu/files/downloads/1732103116\\_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/1732103116_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf).
8. Alexeeva OK, Kozlov SI, Fateev VN. Hydrogen transportation. *Transport na alternativnom toplive*. 2011;3(21):18–24. (In Russ).
9. ehb.eu [Internet]. European Hydrogen Backbone. EHB initiative to provide insights 10 July 2023 on infrastructure development by 2030 [cited 2025 Feb 08]. Available from: [ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf).
10. Wynne DP, Naib S, Mirzoev G. A Practical Guide to Repurposing Existing Pipelines to Hydrogen Operation. SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; 2023 Nov 21–23; Baku, Azerbaijan. Available from: [onpetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/23CTC/23CTC/D011S001R004/538369](https://onpetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/23CTC/23CTC/D011S001R004/538369).
11. eprg.net [Internet]. EPRG Hydrogen Pipelines Integrity Management and Repurposing Guideline White Paper [cited 2025 March 01]. Available from: [eprg.net/fileadmin/EPRG\\_Dokumente/EPRG\\_Hydrogen\\_Pipelines\\_Integrity\\_Management\\_and\\_Repurposing\\_Guideline.pdf](https://eprg.net/fileadmin/EPRG_Dokumente/EPRG_Hydrogen_Pipelines_Integrity_Management_and_Repurposing_Guideline.pdf).
12. rosen-group.com [Internet]. Pipeline Integrity Management Solutions Beyond Excel and GIS [cited 2025 March 02]. Available from: [rosen-group.com/en/expertise/experience-center/case-studies/pipeline-integrity-management-solutions-beyond-excel-and-gis](https://rosen-group.com/en/expertise/experience-center/case-studies/pipeline-integrity-management-solutions-beyond-excel-and-gis).
13. Osage DA. Fatigue Assessment for In-Service Components – A New Part for API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service. *Procedia Engineering*. 2015;133:320–347. doi: [10.1016/j.proeng.2015.12.673](https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.12.673).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wang A., Jens J., Mavins D., et al. (Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gasunie, Gaz-System, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga). European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Report. Netherlands Guidehouse; 2021 June.
2. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy [Internet]. Hydrogen: A Clean, Flexible Energy Carrier: blog. Washington: U.S. Department of Energy [дата обращения: 12.02.2025]. Режим доступа: [energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier](https://energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier).
3. Maka A. O. M., Mehmood M. Green hydrogen energy production: current status and potential // Clean Energy. 2024. Vol. 8, Issue 2. P. 1–7. doi: [10.1093/ce/zkae012](https://doi.org/10.1093/ce/zkae012).
4. Юдин Д.А., Овчинников А.М. Государственная политика Китая в области водородной энергетики // Инновации и инвестиции. 2023. №4. С. 46–50.
5. primeminister.kz [интернет]. Официальный информационный ресурс Премьер-министра Республики Казахстан. Ф.-В. Штайнмайер и А. Смаилов дали старт бурению в рамках строительства завода по производству «зеленого» водорода в Мангистау [дата обращения 25.02.2025]. Доступ по ссылке: [primeminister.kz/ru/news/f-v-shtaynmayer-i-a-smailov-dali-start-bureniyu-v-ramkakh-stroitelstva-zavoda-po-proizvodstvu-zelenogo-vodoroda-v-mangistau-24503](https://primeminister.kz/ru/news/f-v-shtaynmayer-i-a-smailov-dali-start-bureniyu-v-ramkakh-stroitelstva-zavoda-po-proizvodstvu-zelenogo-vodoroda-v-mangistau-24503).
6. acwapower.com [интернет]. ACWA Power breaks ground on green hydrogen project in Uzbekistan [дата обращения 05.03.2025]. Доступ по ссылке: [www.acwapower.com/news/acwa-power-breaks-ground-on-green-hydrogen-project-in-uzbekistan/](https://www.acwapower.com/news/acwa-power-breaks-ground-on-green-hydrogen-project-in-uzbekistan/).
7. ehb.eu [интернет]. European Hydrogen Backbone: Boosting EU Resilience and Competitiveness [дата обращения 15.03.2025]. Доступ по ссылке: [ehb.eu/files/downloads/1732103116\\_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/1732103116_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf).
8. Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3(21). С. 18–24.
9. ehb.eu [интернет]. European Hydrogen Backbone. EHB initiative to provide insights 10 July 2023 on infrastructure development by 2030 [дата обращения 08.02.2025]. Доступ по ссылке: [ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf](https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf).
10. Wynne D.P., Naib S., Mirzoev G. A Practical Guide to Repurposing Existing Pipelines to Hydrogen Operation. SPE Caspian Technical Conference and Exhibition; November 21–23, 2023; Baku, Azerbaijan. Available from: [onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/23CTC/23CTC/D011S001R004/538369](https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/23CTC/23CTC/D011S001R004/538369).
11. eprg.net [интернет]. EPRG Hydrogen Pipelines Integrity Management and Repurposing Guideline White Paper [дата обращения 01.03.2025]. Доступ по ссылке: [eprg.net/fileadmin/EPRG\\_Dokumente/EPRG\\_Hydrogen\\_Pipelines\\_Integrity\\_Management\\_and\\_Repurposing\\_Guideline.pdf](https://eprg.net/fileadmin/EPRG_Dokumente/EPRG_Hydrogen_Pipelines_Integrity_Management_and_Repurposing_Guideline.pdf).
12. rosen-group.com [интернет]. Pipeline Integrity Management Solutions Beyond Excel and GIS [cited 2025 March 02]. Доступ по ссылке: [rosen-group.com/en/expertise/experience-center/case-studies/pipeline-integrity-management-solutions-beyond-excel-and-gis](https://rosen-group.com/en/expertise/experience-center/case-studies/pipeline-integrity-management-solutions-beyond-excel-and-gis).
13. Osage D.A. Fatigue Assessment for In-Service Components – A New Part for API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service// Procedia Engineering. 2015. Vol. 133. P. 320–347. doi: [10.1016/j.proeng.2015.12.673](https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.12.673).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Ахметов Ильдар**ORCID [0009-0004-1417-2353](https://orcid.org/0009-0004-1417-2353)e-mail: [il.akhmetov1@gmail.com](mailto:il.akhmetov1@gmail.com).**Мирзоев Абдугаффор**ORCID [0009-0009-9416-8974](https://orcid.org/0009-0009-9416-8974)e-mail: [gmirzoev@rosen-group.com](mailto:gmirzoev@rosen-group.com).

## AUTHORS' INFO

**\*Ildar Akhmetov**ORCID [0009-0004-1417-2353](https://orcid.org/0009-0004-1417-2353)e-mail: [il.akhmetov1@gmail.com](mailto:il.akhmetov1@gmail.com).**Abdugaffor Mirzoev**ORCID [0009-0009-9416-8974](https://orcid.org/0009-0009-9416-8974)e-mail: [gmirzoev@rosen-group.com](mailto:gmirzoev@rosen-group.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 544.016

МРНТИ 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Получена: 24.02.2025.

Одобрена: 22.08.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Создание PVT-модели месторождения при наличии недостоверных данных

Н.К. Дукесова, К.М. Кунжарикова, Г.Ж. Эбекеш, Г.Ж. Бектас,

Л.М. Бисикенова, Г.Г. Елтай

КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Создание PVT-модели является ключевым этапом для подсчёта запасов и геолого-гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. Корректное воспроизведение свойств пластового флюида в различных термобарических условиях обеспечивает достоверность расчетов и повышает точность прогнозирования динамики разработки. При этом качество и достоверность лабораторных исследований пластовых флюидов влияют на точность построения PVT-моделей, а возникающие расхождения и погрешности в экспериментальных данных и модели могут снижать надежность расчётных параметров.

**Цель.** Оценить качество и достоверность данных лабораторных исследований пластовых флюидов меловых горизонтов месторождения и выделить обоснованные PVT-регионы для построения моделей.

**Материалы и методы.** Для оценки качества и достоверности лабораторных исследований использовалось программное обеспечение PVTsim и методические указания по обоснованию свойств пластовых флюидов, в котором анализ состава и свойств пластового флюида проводился на основе уравнений состояния.

**Результаты.** Анализ параметров глубинных и рекомбинированных проб позволил выявить взаимосвязь между свойствами пластового флюида, основанную на физических закономерностях. Выделены отдельные PVT-регионы, отличающиеся по своим свойствам. Сравнение расчётных значений, полученных в симуляторе, с экспериментальными данными позволило выявить несоответствия в лабораторных исследованиях, в частности, при определении плотности нефти альбского горизонта. Проведена коррекция параметров пластовой нефти на основе данных PVT-модели.

**Заключение.** Применённый подход позволил исключить недостоверные экспериментальные данные, повысить точность описания свойств пластовых флюидов и пересмотреть подсчетные параметры для уточнения ресурсов месторождения.

**Ключевые слова:** глубинные пробы, рекомбинированные пробы, свойства пластовой нефти, PVT-модель пластовых флюидов, уравнение состояния.

## Как цитировать:

Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Эбекеш Г.Ж., и др. Создание PVT-модели месторождения при наличии недостоверных данных // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 105–115. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

UDC 544.016

CSCSTI 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Received: 24.02.2025.

Accepted: 22.08.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Creation of a PVT Model for a Reservoir under Data Uncertainty

Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova, Gulbakyt Zh. Abekesh,  
Gaukhar Zh. Bektas, Laura M. Bissikenova, Gyuzel G. Yeltay

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** PVT modeling is a critical step in reserve estimation and reservoir simulation of oil and gas fields. Accurate reproduction of fluid properties under different pressure–temperature conditions increases confidence in calculations and improves production forecasts. The accuracy of a PVT model largely depends on the quality of laboratory fluid data, while inconsistencies or errors in experimental results can reduce the reliability of calculated parameters.

**Aim:** To evaluate the quality and reliability of laboratory data on reservoir fluids from the Cretaceous horizons and to validate consistent PVT regions for model development.

**Materials and methods:** The quality and reliability of laboratory studies were evaluated using PVTsim software and methodological guidelines for validating reservoir fluid properties, where fluid composition and properties were analyzed based on equations of state.

**Results:** Analysis of bottomhole and recombined samples showed clear relationships between reservoir fluid properties. Several PVT regions with distinct characteristics were identified. Comparison of simulation results with laboratory data revealed discrepancies, particularly in the measured density of Albion horizon oil. Reservoir oil parameters were adjusted using the PVT model.

**Conclusion:** This approach removed unreliable laboratory data, provided a more accurate description of reservoir fluid properties, and updated calculation parameters to refine resource estimates.

**Keywords:** *bottomhole samples; recombined samples; reservoir oil properties; PVT model of reservoir fluids; equation of state.*

## To cite this article:

Dukessova NK, Kunzharikova KM, Abekesh GZ, et al. Creation of a PVT Model for a Reservoir under Data Uncertainty. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):105–115. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

ӨОЖ 544.016  
ГТАХР 31.15.25

DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824)

Қабылданды: 24.02.2025.

Мақұлданды: 22.08.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Дұрыс емес деректер болған кезде кен орнының PVT-моделін құру

Н.К. Дукесова, К.М. Күнжарықова, Г.Ж. Әбекеш, Г.Ж. Бектас,  
Л.М. Бисикенова, Г.Ғ. Елтай  
ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** PVT-моделін құру мұнай-газ кен орындарының қорларын есептеу және геологиялық-гидродинамикалық модельдеудің негізгі кезеңі болып табылады. Әр түрлі термобарикалық жағдайларда қабат сұйықтығының қасиеттерін дұрыс көбейту есептеулердің дұрыстығын қамтамасыз етеді және даму динамикасын болжау дәлдігін арттырады. Сонымен қатар, қабат сұйықтықтарының зертханалық зерттеулерінің сапасы мен сенімділігі PVT модельдерін құрудың дәлдігіне әсер етеді, ал эксперименттік мәліметтер мен модельдердегі сәйкессіздіктер мен қателіктер есептік параметрлердің сенімділігін төмендетуі мүмкін.

**Мақсаты.** Кен орнының бор горизонттарының қабаттық сұйықтықтарын зертханалық зерттеу деректерінің сапасы мен дұрыстығын бағалау және модельдерді құру үшін негізделген PVT аймақтарын бөлу.

**Материалдар мен әдістер.** Зертханалық зерттеулердің сапасы мен сенімділігін бағалау үшін PVTsim бағдарламалық қамтамасыз ету және қабат сұйықтықтарының қасиеттерін негіздеу бойынша әдістемелік нұсқаулар қолданылды, онда қабат сұйықтығының құрамы мен қасиеттерін талдау күй теңдеулерінің негізінде жүргізілді.

**Нәтижелері.** Терең және рекомбинацияланған сынамалардың параметрлерін талдау физикалық заңдылықтарға негізделген қабат сұйықтығының қасиеттері арасындағы байланысты анықтады. Қасиеттері бойынша ерекшеленетін жеке PVT аймақтары бөлінген. Симуляторда алынған есептік мәндерді эксперименттік мәліметтермен салыстыру зертханалық зерттеулердегі сәйкессіздіктерді анықтады, атап айтқанда альба горизонтындағы мұнайдың тығыздығын анықтау кезінде болды. PVT -модель деректерінің негізінде қабат майының параметрлерін түзету жүргізілді.

**Қорытынды.** Қолданылған тәсіл дұрыс емес эксперименттік деректерді жоюға, қабат сұйықтықтарының қасиеттерін сипаттаудың дәлдігін арттыруға және кен орнының ресурстарын нақтылау үшін есептеу параметрлерін қайта қарауға мүмкіндік берді.

**Негізгі сөздер:** тереңдік сынамалары, рекомбинацияланған сынамалар, қабат мұнайының қасиеттері, қабат флюидтерінің PVT-моделі, күй теңдеуі.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Әбекеш Г.Ж., және б. Дұрыс емес деректер болған кезде кен орнының PVT-моделін құру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 105–115 б. DOI: [10.54859/kjogi108824](https://doi.org/10.54859/kjogi108824).

## Введение

Создание PVT-модели (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) является ключевым этапом для подсчёта запасов и геолого-гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа. Корректное воспроизведение свойств пластового флюида в различных термобарических условиях обеспечивает достоверность расчётов и повышает точность прогнозирования динамики разработки и подсчёта запасов [1]. Однако лабораторные исследования отобранных проб сопряжены с рядом проблем, связанных с различиями в методиках анализа и возможными погрешностями в полученных данных. Это может приводить к несоответствиям в характеристиках пластового флюида, что в дальнейшем отразится на точности расчётов и прогнозов при подсчёте запасов, проектировании разработки и эксплуатации месторождений [2].

В данной статье рассматриваются методы анализа и корректировки экспериментальных данных при построении PVT-модели, направленные на минимизацию ошибок, возникающих вследствие недостоверности входной информации. В рамках исследования проведена оценка качества лабораторных данных, разработан подход к моделированию фазового состояния флюида, а также выполнена настройка модели на основе уравнений состояния. При большом объёме исследований по меловым горизонтам, проведённых разными зарубежными лабораториями, получился большой диапазон разброса основных PVT-значений. Применение комплексного подхода позволило исключить недостоверные данные, выделить отдельные PVT-регионы, а также обеспечить более точное соответствие модели реальным физико-химическим свойствам пластового флюида. Полученные результаты способствуют повышению точности прогнозирования поведения месторождений, обоснованному принятию решений при разработке и эксплуатации залежей, а также снижению рисков, связанных с неопределённостью исходных данных.

## Материалы и методы

При построении PVT-моделей применяются различные методы, включающие [3]:

- анализ данных (интерпретация результатов лабораторных исследований глубинных и рекомбинированных проб);
- оценка качества данных с использованием специализированного программного обеспечения (далее – ПО);
- математическое моделирование на основе уравнений состояния (Соаве-Редлиха-Квонга<sup>1</sup>, Пенн-Робинсона<sup>2</sup>).

Для анализа лабораторных исследований использовался сравнительный метод изучения

свойств пластового флюида, направленный на выявление закономерностей их изменения. Значения параметров пластовой нефти зависят как от метода разгазирования проб в лаборатории, так и от типа отобранных проб (глубинные или рекомбинированные) [4, 5]. Разгазирование может выполняться различными способами, включая стандартную сепарацию, дифференциальное и ступенчатое разгазирование. Стандартная сепарация является наиболее распространённой и применяется практически ко всем пробам пластовой нефти. В данном случае используется единый подход разгазирования – одна ступень сепарации при стандартных условиях. Для выявления взаимосвязи между параметрами пластовой нефти рекомендуется строить графики зависимостей свойств нефти в стандартных условиях [6].

Тип проб оказывает значительное влияние на результаты исследования. Глубинные пробы отбираются непосредственно из пласта с помощью проботборника, что позволяет сохранить их первоначальный состав. Рекомбинированные пробы отбираются на поверхности путём раздельного отбора нефти и газа с последующим восстановлением исходного состава в лабораторных условиях с учётом заданного газового фактора.

Для оценки качества и достоверности лабораторных исследований использовалось ПО PVTsim, где анализ состава и свойств пластового флюида проводился на основе уравнений состояния. Расчёты проводились без предварительной настройки параметров уравнения, которые определялись на основе материального баланса.

Для описания свойств обоснованных проб, которые являются входными данными для создания флюидальных моделей по PVT-регионам, производился подбор уравнения состояния, которое обеспечивает воспроизведение расчётных свойств пластовой нефти, максимально согласующихся с результатами PVT-исследований. После достижения сходимости экспериментальных и расчётных данных модель экспортировалась в требуемом формате для выгрузки подсчётных параметров и для дальнейшего использования в геолого-гидродинамическом моделировании.

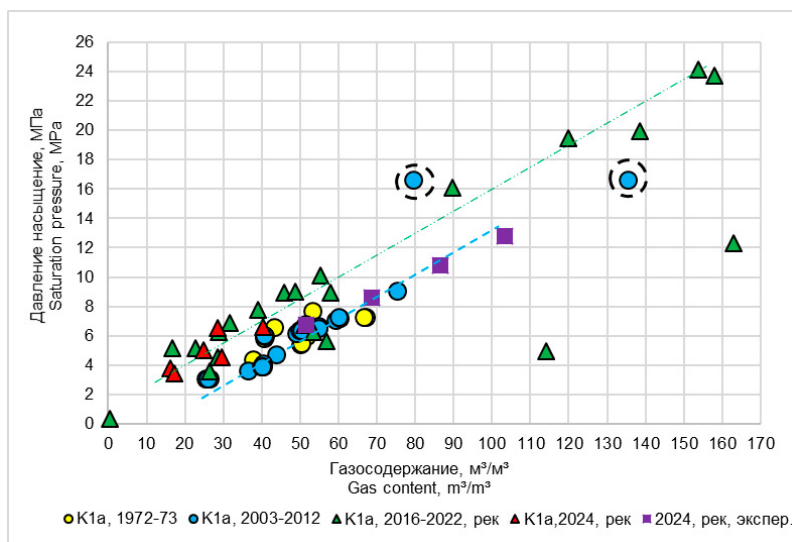
## Результаты

Для обоснования свойств начальной пластовой нефти были построены зависимости давления насыщения и плотности от газосодержания по аптскому и альбскому горизонтам (рис. 1–4). Глубинные пробы обозначены круглыми знаками, рекомбинированные – треугольниками.

Как показано на рис. 1–2, рекомбинированные пробы показывают хаотичное поведение,

<sup>1</sup> Уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга – кубическое уравнение состояния, применяемое для описания поведения реальных газов и их смесей

<sup>2</sup> Уравнение состояния Пенн-Робинсона – кубическое уравнение состояния, созданное для более точного описания жидкостных и парожидкостных равновесий.

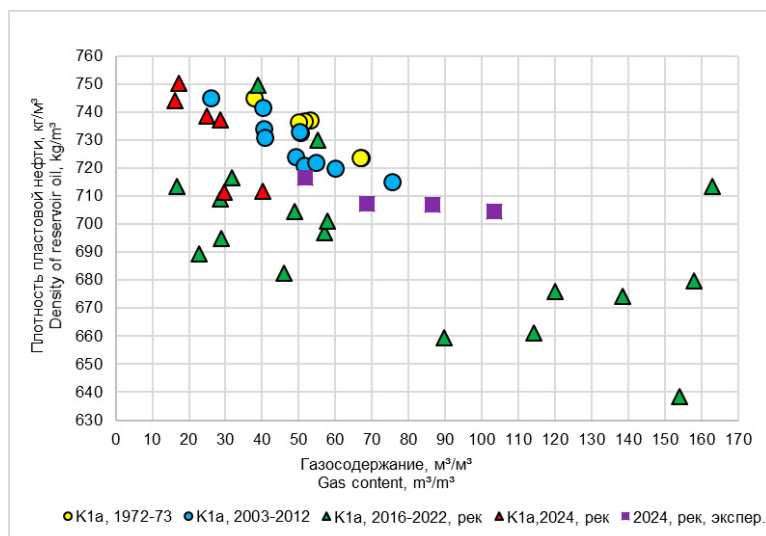


**Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания аптского горизонта**

**Figure 1. Saturation pressure vs. gas-oil ratio for the Aptian horizon**

рек. – рекомбинированные пробы / recombined samples; эксперим. – экспериментальные / experimental samples

K1a – аптский горизонт / Aptian horizon



**Рисунок 2. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания аптского горизонта**

**Figure 2. Reservoir oil density vs. gas-oil ratio for the Aptian horizon**

формируя вторую линию, что приводит к искусственному завышению параметров пластовой нефти. Выявление взаимосвязи параметров позволило установить, что рекомбинированные пробы отклоняются от основного тренда глубинных проб, по причине чего они были исключены. Это обусловлено тем, что они получены на основе физической рекомбинации, выполненной при промысловой ступенчатой сепарации, что изменяет их свойства. Дополнительно были отбракованы две глубинные пробы нефти (обо-

значены пунктиром), которые показывали завышенные значения давления насыщения, равные пластовому. Это связано с тем, что пробы были отобраны в трёхфазном состоянии (нефть, газ, вода), что повлияло на состав и свойства пластового флюида.

По результатам проведённого анализа для обоснования свойств пластовой нефти были выбраны глубинные пробы, которые хорошо согласуются между собой и точно отражают истинную пластовую систему.

Альбский горизонт имеет сложное фациально-тектоническое строение, обусловившее разделение его на отдельные изолированные залежи. Анализ взаимосвязи параметров пластовой нефти позволил выделить два PVT-региона, которые существенно различаются по своим характеристикам (рис. 3–4). В залежах 1 и 4 наблюдается недонасыщенность нефти: давление насыщения в среднем составляет 0,8 МПа, а газосодержание – 3,5 м³/м³, что свидетельствует о крайне низких свойствах пластовой нефти, в то время как в залежи 2 (скв. 68, красный ква-

драт) нефть более насыщенная, что проявляется в высоких значениях: давление насыщения достигает 7,8 МПа, а газосодержание – 57 м³/м³. В ходе более детального анализа скв. 68 было выявлено несколько интересных наблюдений: во-первых, скважина расположена на значительном расстоянии от других залежей в северо-западной части месторождения, во-вторых, глубина отбора проб находится гипсометрически ниже, где соответствует глубине аптского горизонта (1632 м), и свойства нефти совпадают с характеристиками нефти аптского горизонта.

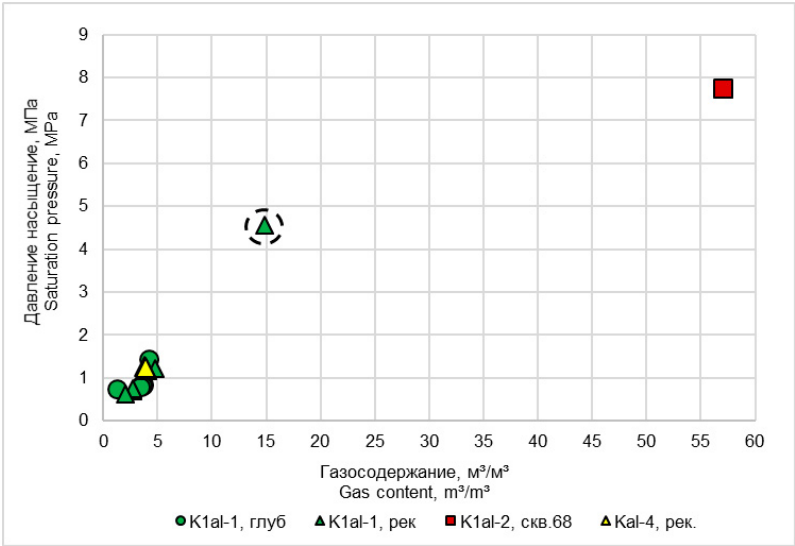


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения от газосодержания альбского горизонта  
Figure 3. Saturation pressure vs. gas–oil ratio for the Albian horizon

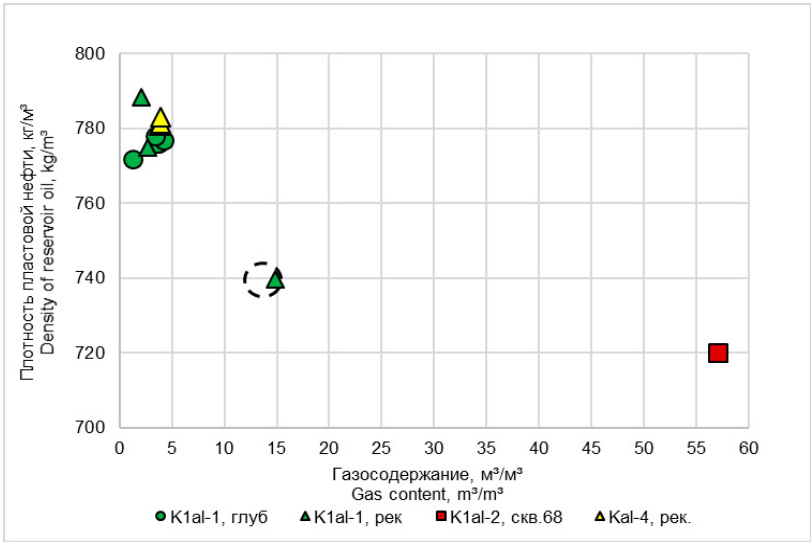


Рисунок 4. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания альбского горизонта  
Figure 4. Reservoir oil density vs. gas–oil ratio for the Albian horizon

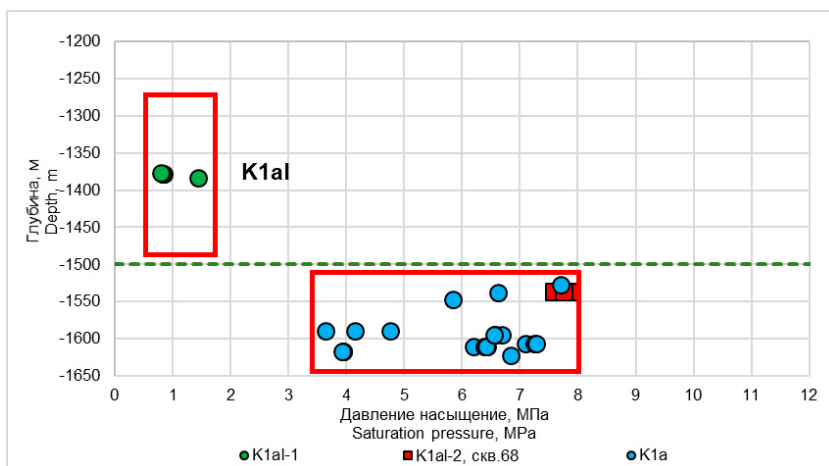


Рисунок 5. Изменение давления насыщения с глубиной

Figure 5. Saturation pressure vs. depth

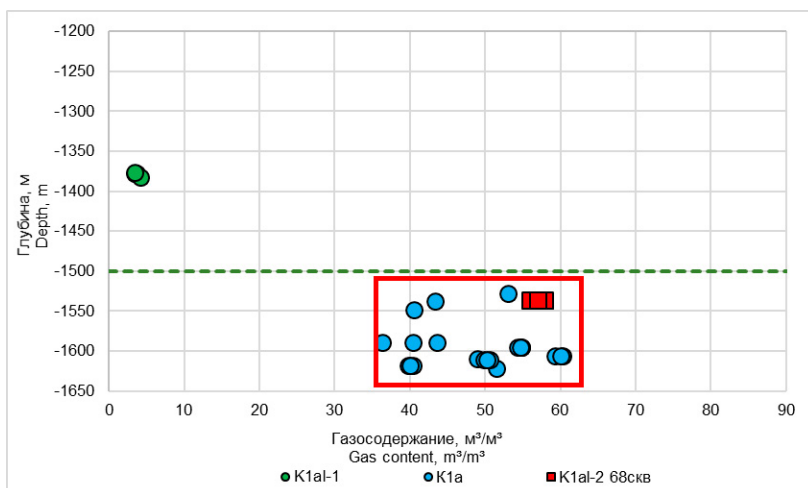


Рисунок 6. Изменение газосодержания с глубиной

Figure 6. Gas-oil ratio vs. depth

Для наглядности были построены графики зависимости свойств пластовой нефти от глубины (рис. 5–6). Анализ показал, что все пробы чётко соответствуют своим горизонтам, за исключением скв. 68, отобранной из альбского горизонта, но по расположению находящейся на уровне аптского горизонта.

Также на рис. 5–6 чётко выделяются два PVT-региона:

- первый PVT-регион включает аптский горизонт и часть альбского горизонта в районе скв. 68;
- второй PVT-регион – это альбский горизонт для залежей 1 и 4.

Для проверки соответствия состава и свойств проб данным PVT-исследований была проведена оценка достоверности лабораторных исследований. Качества «состав – свойства» анализировались с помощью уравнения состояния в ПО PVTsim. Путём сравнения расчётных зна-

чений свойств пластового флюида в симуляторе с экспериментальными данными были выявлены расхождения. Расчёты выполнялись без предварительной настройки параметров уравнения, которые оценивались на основе материального баланса. В результате основная масса глубинных проб не прошла контроль качества из-за загрязнения буровым раствором. Только некоторые глубинные пробы соответствовали всем критериям контроля, что позволило их использовать для построения PVT-модели.

#### Модели пластового флюида

Основная цель отбора проб и их исследования в PVT-лаборатории заключается в создании математической модели пластового флюида, позволяющей достоверно оценить запасы и прогнозировать добычу месторождения. Построенная модель должна максимально точно воспроизводить результаты экспериментальных исследова-

ний, отражающих реальные термобарические условия и свойства пластового флюида. Процесс моделирования выполнен с использованием ПО Calsep PVTsim Nova.

Для построения модели первого PVT-региона использовалась 9-компонентная флюидальная модель, основанная на трёхпараметрическом уравнении состояния Соаве-Редлиха-Квонга в модификации Пенелу (SRK Peneloux<sup>3</sup>), которое демонстрирует хорошее согласование с экспериментальными данными. Для второго PVT-региона, характеризующегося низкими свойствами пластовой нефти, было выбрано уравнение состояния Пенг-Робинсона в модификации Пенелу (PR Peneloux<sup>4</sup>) с полным ком-

понентным составом флюидальной модели, что обеспечило более точное соответствие экспериментальным данным. Вязкость флюидов рассчитывалась с использованием уравнения Лоренца-Брея-Кларка (далее – LBC, *англ.* Lohrenz-Bray-Clark). Параметры уравнения состояния были настроены для наиболее точного воспроизведения экспериментальных данных по обоснованным пробам.

Адаптация модели к экспериментальным данным включала:

- определение бинарных коэффициентов взаимодействия компонентов пластовых флюидов;
- коррекцию критической температуры

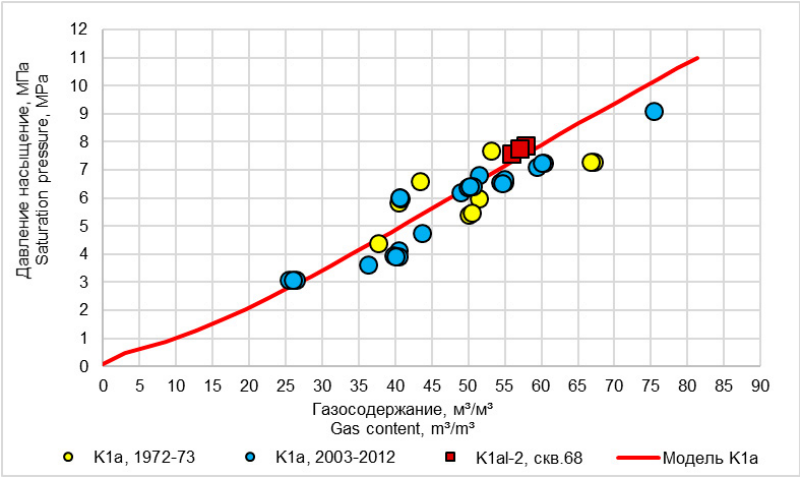


Рисунок 7. Зависимость давления насыщения от газосодержания, первый PVT-регион  
Figure 7. Saturation pressure vs. gas–oil ratio, 1st PVT-region

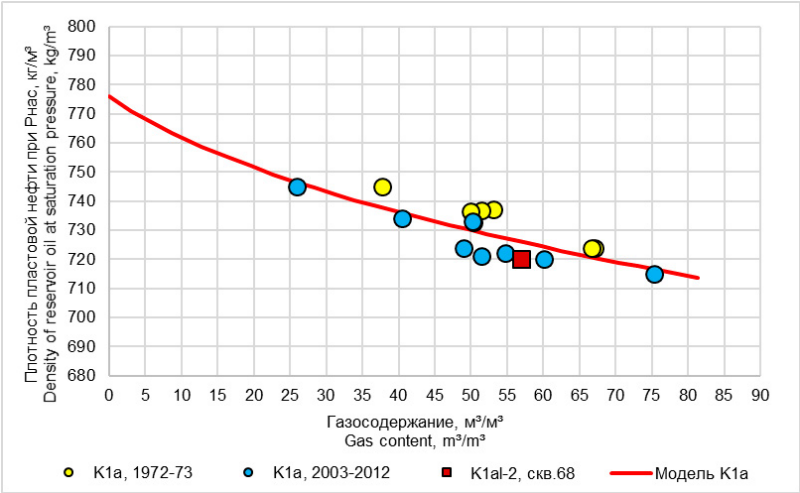


Рисунок 8. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания, первый PVT-регион  
Figure 8. Reservoir oil density vs. gas–oil ratio, 1st PVT region

<sup>3</sup> SRK Peneloux – модифицированное уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга, в которое внесена коррекция Пенелу для улучшения описания молярных объемов жидкой фазы и плотностей.

<sup>4</sup> PR Peneloux – модифицированное уравнение состояния Пенга-Робинсона с применением той же коррекции Пенелу.

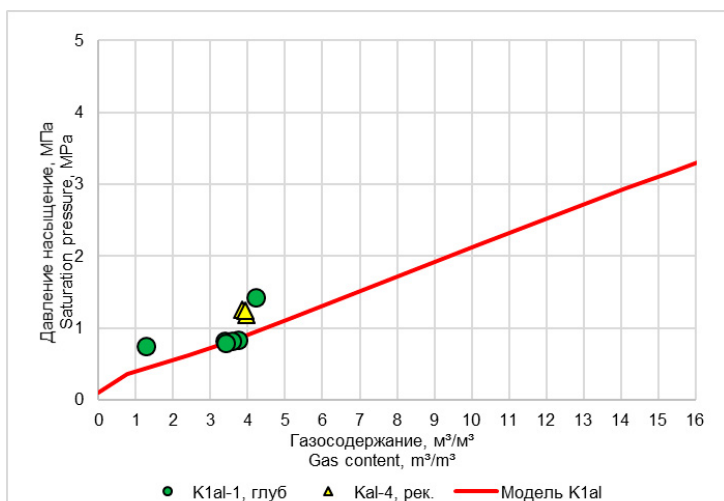


Рисунок 9. Зависимость давления насыщения от газосодержания, второй PVT-регион  
Figure 9. Saturation pressure vs. gas-oil ratio, 2nd PVT-region

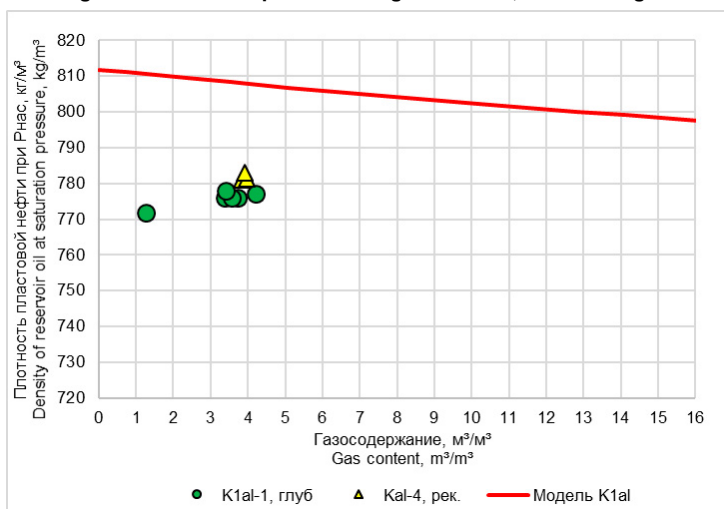


Рисунок 10. Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания, второй PVT-регион  
Figure 10. Reservoir oil density vs. gas-oil ratio, 2nd PVT region

(Ткр), критического давления ( $P_{\text{кр}}$ ), ацентрических факторов и констант Peneloux для фракции  $C_{7+}$ :

– настройку параметра вязкости ( $V_c$ ) и коэффициентов полинома LBC для расчёта вязкости.

В результате адаптации модели первого PVT-региона удалось достичь высокой сходимости расчётов с экспериментальными данными. Сравнение результатов моделирования с лабораторными исследованиями представлено на рис. 7–8, где видно, что модель хорошо воспроизводит экспериментальные значения.

При адаптации модели второго PVT-региона выявлено несоответствие между расчётными и экспериментальными данными, особенно в значениях плотности сепарированной нефти. Экспериментальное значение составило

812,8  $\text{kg}/\text{m}^3$ , что соответствует показателям аптского горизонта. Согласно физическим закономерностям, для нефти с низкими значениями давления насыщения и газосодержания плотность сепарированной нефти должна быть выше, чем полученная в эксперименте. Это расхождение указывает на низкое качество лабораторных исследований. Сравнение зависимостей параметров от газосодержания, полученных по модели, с экспериментальными данными представлено на рис. 9–10. Как показано на рис. 10, модель предсказывает более высокие значения плотности по сравнению с лабораторными результатами, что указывает на возможные погрешности в экспериментальных исследованиях. В связи с этим для дальнейших расчётов и прогнозирования используются данные, полученные из модели, как более достоверные и согласующиеся с физическими закономерностями.

## Закключение

В ходе исследования мелового горизонта были выделены два PVT-региона, различающихся по свойствам пластовой нефти. Применение различных уравнений состояния (SRK Peneloux и PR Peneloux) в зависимости от характеристик нефти обеспечило более точное соответствие расчётных параметров экспериментальным данным.

Проведённая адаптация моделей показала высокую степень сходимости расчётных и лабораторных данных для первого PVT-региона, подтверждая корректность выбранных методов моделирования. Однако при настройке модели

второго PVT-региона выявлены несоответствия, особенно в расчётах плотности сепарированной нефти. Анализ физических закономерностей показал, что экспериментальные данные содержат погрешности, связанные с низким качеством лабораторных исследований.

Разработанный подход основан на фундаментальных положениях термодинамики многокомпонентных систем и может служить надёжной теоретической основой не только для проектирования и мониторинга разработки залежей, но и определения подсчётных параметров пластовых углеводородных флюидов при недостоверной исходной информации.

## 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: Дукусова Н.К. – концепция работы, анализ полученных данных, обоснование свойств флюида, написание текста; Кунжарикова К.М. – редактирование текста, руководство и направление исследования; Эбекеш Г.Ж. – подготовка базы данных, построение PVT-модели; Бектас Г.Ж., Бисикенова Л.М., Елтай Г.Г. – сбор и систематизация базы данных.

## ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** The authors declare that they received no external funding for this study.

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nadezhda K. Duksova developed the study concept, analyzed the data, validated fluid properties, and wrote the manuscript; Klara M. Kunzharikova edited the manuscript and supervised the research; Gulbakyt Zh. Abekesh prepared the database and constructed the PVT model; Gaukhar Zh. Bektas, Laura M. Bisikenova, Gyuzel G. Eltay collected and systematized the database.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, №3. С. 164–181. doi: [10.18559/grs.2022.3.14](https://doi.org/10.18559/grs.2022.3.14).
2. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно-обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. №1. С. 68–74.
3. КМГ Инжиниринг. Регламент по обоснованию свойств и состава пластового флюида. Астана, 2022.
4. Былинкин Г.П., Гузиков П.А. Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования // Геология нефти и газа. 2008. №3. С. 31–36.
5. Гузиков П.А. Кунжарикова К.М., Утеубаева Е.Е. Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчете запасов // Вестник Нефтегазовой отрасли. 2020. Т. 2. №2. С. 71–79. doi: [10.54859/kjogi95660](https://doi.org/10.54859/kjogi95660).
6. Былинкин Г.П., Брусиловский А.И. Новый подход к оценке степени насыщенности пластовых нефтяных и газоконденсатных смесей и критериев их фазового состояния // Геология нефти и газа. 1991. № 9. С. 14–18.

## REFERENCES

1. Yushchenko TS, Brusilovsky AI. A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesources*. 2022;24(3):164–181. doi: [10.18559/grs.2022.3.14](https://doi.org/10.18559/grs.2022.3.14). (In Russ).
2. Brusilovskiy AI, Yushchenko TS. Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and PVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft. Professionally about Oil*. 2016;(1):68–74. (In Russ).
3. KMG Engineering. Regulation on the justification of the properties and composition of reservoir fluid. Astana, 2022.
4. Bylinkin GP, Guzhikov PA. Zavisimost' svoystv plastovoy nefi ot vida razgazirovaniya. *Russian Oil and Gas Geology*. 2008;3:31–36. (In Russ).

5. Guzhikov PA, Kunzharikova KM, Uteubayeva YY. Methodological approaches to justification of reservoir oil properties for estimation of reserves. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(2):71–79. doi: [10.54859/kjogi95660](https://doi.org/10.54859/kjogi95660).
6. Bylinkin GP, Brusilovskiy AI. Novyy podkhod k otsenke stepeni nasyschennosti plastovykh neftyanykh i gazokondensatnykh smesey i kriteriyev ikh fazovogo sostoyaniya. *Russian Oil and Gas Geology*. 1991;9:14–18.

## AUTHORS' INFO

**Nadezhda K. Dukessova**ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)e-mail: [n.dukessova@kmge.kz](mailto:n.dukessova@kmge.kz).**Klara M. Kunzharikova**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)e-mail: [k.kunzharikova@kmge.kz](mailto:k.kunzharikova@kmge.kz).**\*Gulbakyt Zh. Abekesh**ORCID [0009-0006-2242-739X](https://orcid.org/0009-0006-2242-739X)e-mail: [g.abekesh@kmge.kz](mailto:g.abekesh@kmge.kz).**Gaukhar Zh. Bektas**ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)e-mail: [g.bektas@kmge.kz](mailto:g.bektas@kmge.kz).**Laura M. Bissikenova**ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)e-mail: [l.bissikenova@kmge.kz](mailto:l.bissikenova@kmge.kz).**Gyuzel G. Yeltay**ORCID [0000-0003-3547-767X](https://orcid.org/0000-0003-3547-767X)e-mail: [g.yeltay@kmge.kz](mailto:g.yeltay@kmge.kz).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Дукесова Надежда Куандыковна**ORCID [0009-0009-7198-731X](https://orcid.org/0009-0009-7198-731X)e-mail: [n.dukessova@kmge.kz](mailto:n.dukessova@kmge.kz).**Кунжарикова Клара Мырзахановна**

канд. техн. наук

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)e-mail: [k.kunzharikova@kmge.kz](mailto:k.kunzharikova@kmge.kz).**\*Әбекеш Гүлбакыт Жоламанқызы**ORCID [0009-0006-2242-739X](https://orcid.org/0009-0006-2242-739X)e-mail: [g.abekesh@kmge.kz](mailto:g.abekesh@kmge.kz).**Бектас Гаухар Жарылкасыновна**ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)e-mail: [g.bektas@kmge.kz](mailto:g.bektas@kmge.kz).**Бисикенова Лаура Махметовна**ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)e-mail: [l.bissikenova@kmge.kz](mailto:l.bissikenova@kmge.kz).**Елтай Гюзель Гумаровна**ORCID [0000-0003-3547-767X](https://orcid.org/0000-0003-3547-767X)e-mail: [g.yeltay@kmge.kz](mailto:g.yeltay@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 551.351, 553.982

МРНТИ 38.15.03

DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803)

Получена: 29.11.2024.

Одобрена: 24.07.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Оригинальное исследование

# Расширение горизонтов исследования кернового материала. Панорамные изображения шлифов

**З.М. Доева, Т.С. Джарасова, Р.К. Саудабаев, Р.Б. Мербаев, Н.А. Пронин**

*Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан*

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Керна и его анализ представляют собой ключевой метод прямого изучения свойств потенциальных или существующих коллекторов. Данные кернового материала позволяют определить седиментологические и диагенетические характеристики пород, что критически важно для оценки их фильтрационно-ёмкостных свойств. В данной статье представлены результаты проекта по цифровизации керна, включая применение передовых технологий для анализа высокоразрешающих панорамных изображений шлифов.

**Цель.** Разработка и внедрение цифровых технологий для автоматизированного анализа керна, включая определение пористости и гранулометрического состава на основе панорамных изображений шлифов, с целью повышения точности и эффективности исследований по сравнению с традиционными методами.

**Материалы и методы.** Описаны методики автоматизированного определения пористости и гранулометрического состава, а также их интеграция с традиционными методами исследований.

**Результаты.** Результаты демонстрируют значительное повышение точности и эффективности анализа по сравнению с ручными методами, что подтверждается статистическими данными по 147 шлифам.

**Заключение.** Проведённое исследование 147 шлифов из восьми скважин подтвердило эффективность цифровых методов анализа, позволивших значительно повысить точность определения пористости и гранулометрического состава пород. Полученные данные стали основой для создания детальных петрофизических моделей, критически важных для геологического и гидродинамического моделирования. Перспективы работы включают дальнейшее развитие цифровых баз данных керна и внедрение алгоритмов машинного обучения для прогнозирования свойств коллекторов.

**Ключевые слова:** цифровизация керна, панорамные изображения, гранулометрический анализ, пористость, петрофизические модели.

## Как цитировать:

Доева З.М., Джарасова Т.С., Саудабаев Р.К., и др. Расширение горизонтов исследования кернового материала. Панорамные изображения шлифов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 116–126. DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803).

UDC 551.351, 553.982

CSCSTI 38.15.03

DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803)

Received: 29.11.2024.

Accepted: 24.07.2025.

Published: 30.09.2025.

## Original article

# Expanding the Horizons of Core Analysis. Panoramic Images of Thin Rock Sections

Zarema M. Doyeva, Tolganay S. Jarassova, Renat K. Saudabayev, Rinat B. Merbayev, Nikita A. Pronin

*Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan*

## ABSTRACT

**Background:** Core analysis is a key method for directly evaluating the properties of promising or existing reservoirs. Core data can be used to determine the sedimentological and diagenetic characteristics of rocks, which are critical for assessing their filtration and storage properties. This article presents the findings of a core digitization project, including the application of advanced technologies for analysing high-resolution panoramic images of thin rock sections.

**Aim:** Development and implementation of digital technologies for automated core analysis, including determining porosity and grain size composition from panoramic images of thin rock sections, aim to enhance research accuracy and efficiency over traditional methods, aligning with academic standards.

**Materials and methods:** The study describes methods for automated determination of porosity and grain size distribution, as well as their integration with conventional research techniques.

**Results:** The results demonstrate a significant improvement in analysis accuracy and efficiency compared to manual methods, as supported by statistical data from 147 thin rock sections.

**Conclusion:** The analysis of 147 thin rock sections from eight wells confirmed the effectiveness of digital analysis techniques, which significantly enhanced the accuracy of determining porosity and grain size composition of rocks. The data obtained served as the basis for developing detailed petrophysical models. This is critical for geological and hydrodynamic modelling. Future work includes the further expansion of digital core databases and the implementation of machine learning algorithms to predict reservoir properties.

**Keywords:** *core digitalization; panoramic images; grain size analysis; porosity; petrophysical models.*

## To cite this article:

Doyeva ZM, Jarassova TS, Saudabayev RK, et al. Expanding the Horizons of Core Analysis. Panoramic Images of Thin Rock Sections. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):116–126.

DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803).

ӨОЖ 551.351, 553.982

ГТАХР 38.15.03

DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803)

Қабылданды: 29.11.2024.

Мақұлданды: 24.07.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Түпнұсқа зерттеу

# Керн материалын зерттеу горизонттарын кеңейту. Тілімтастың панорамалық кескіндері

**З.М. Доева, Т.С. Джарасова, Р.К. Саудабаев, Р.Б. Мербаев, Н.А. Пронин**

*ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан*

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Керн және оның талдауы потенциалды немесе бар коллекторлардың қасиеттерін тікелей зерттеудің негізгі әдісі болып табылады. Керн материалының деректері тау жыныстарының седиментологиялық және диагенетикалық сипаттамаларын анықтауға мүмкіндік береді, бұл олардың сүзу-сыйымдылық қасиеттерін бағалау үшін өте маңызды. Бұл мақалада тілімтастардың жоғары ажыратымдылықтағы панорамалық кескіндерін талдау үшін озық технологияларды қолдануды қоса алғанда, өзекті цифрландыру жобасының нәтижелері келтірілген.

**Мақсаты.** Дәстүрлі әдістермен салыстырғанда зерттеулердің дәлдігі мен тиімділігін арттыру мақсатында тілімтастардың панорамалық кескіндеріне негізделген кеуектілік пен гранулометриялық құрамды анықтауды қоса алғанда, өзекті автоматтандырылған талдау үшін цифрлық технологияларды әзірлеу және енгізу.

**Материалдар мен әдістер.** Кеуектілік пен гранулометриялық құрамды автоматтандырылған анықтау әдістері, сондай-ақ оларды дәстүрлі зерттеу әдістерімен біріктіру сипатталған.

Нәтижелері. Нәтижелер қолмен орындалатын әдістермен салыстырғанда талдаудың дәлдігі мен тиімділігінің айтарлықтай жоғарылағанын көрсетеді, бұл 147 тілімтастар бойынша статистикалық деректермен расталады.

**Қорытынды.** Сегіз ұңғыманың 147 шлифін зерттеу тау жыныстарының кеуектілігі мен гранулометриялық құрамын анықтау дәлдігін едәуір арттыруға мүмкіндік беретін сандық талдау әдістерінің тиімділігін растады. Алынған деректер геологиялық және гидродинамикалық модельдеу үшін өте маңызды болып табылатын нақты петрофизикалық модельдерді құрудың негізі болды. Жұмыс перспективалары сандық негізгі мәліметтер базасын одан әрі дамытуды және коллекторлардың қасиеттерін болжау үшін машиналық оқыту алгоритмдерін енгізуді қамтиды.

**Негізгі сөздер:** кернді цифрландыру, панорамалық кескіндер, гранулометриялық талдау, кеуектілік, петрофизикалық модельдер.

## Дәйексөз келтіру үшін:

*Доева З.М., Джарасова Т.С., Саудабаев Р.К., және б.* Керн материалын зерттеу горизонттарын кеңейту.

Тілімтастың панорамалық кескіндері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 116–126 б. DOI: [10.54859/kjogi108803](https://doi.org/10.54859/kjogi108803).

## Введение

Исследования кернового материала являются основным источником информации о свойствах горных пород. Наряду со стандартными исследованиями кернового материала проводятся и специальные исследования с целью получения достоверных данных о физических, электрических и фильтрационно-ёмкостных свойствах (далее – ФЕС) горных пород для создания петрофизической основы интерпретации материалов геофизических исследований (далее – ГИС), определения граничных значений ФЕС коллекторов, уточнения остаточной водо- и нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти различными реагентами [1, 2]. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» проводит полный комплекс исследований керна – от детальных описаний до построения петрофизических моделей. Керновый материал, поступающий в лабораторию, проходит комплексную обработку перед началом основных исследований. Детальное литологическое описание породы начинается после получения фотографий керна в ультрафиолетовом цвете для оценки нефтенасыщенности породы по интенсивности свечения углеводородов. Однако традиционные методы анализа сопряжены с ограничениями, такими как субъективность интерпретации и трудоёмкость процессов [3, 4]. Цифровизация керна, включая создание высокоразрешающих панорамных изображений шлифов, предлагает новые возможности для повышения точности и скорости анализа [5].

Цель данной работы – внедрение цифровых технологий в лабораторные исследования керна, включая автоматизированный анализ пористости и гранулометрического состава и интеграцию полученных данных в петрофизические модели, для автоматизации процессов при описании шлифов и исключения человеческого фактора по сравнению с традиционными методами.

## Материалы и методы

Метод панорамной цифровизации шлифов сочетает высокую точность анализа (погрешность <5%) с возможностью удалённого доступа к данным, что особенно ценно для коллективной работы исследователей. Основные преимущества включают получение качественных изображений для автоматизированного расчёта гранулометрического состава и пористости, комплексную статистическую обработку данных (анализ распределения частиц, морфометрию), а также создание цифрового архива для последующего анализа [6, 7]. Однако метод имеет существенные ограничения: процесс сканирования одного шлифа стандартного размера (5×5 см) в высоком разрешении может занимать от одного дня до недели, а объём исходных данных достигает 5–10 ГБ на один образец, что требует значительных вычислительных ресурсов. На практике отмечаются сложности с артефактами изображения (микроцарапины, загрязнения) и ошибками автомати-

ческой сегментации в гетерогенных образцах, что требует дополнительной ручной коррекции. Особое значение имеет регулярная калибровка оптической системы: даже минимальные отклонения в настройках освещения могут существенно влиять на результаты [8]. Тем не менее метод доказал свою эффективность при масштабных исследованиях, как, например, в нашем проекте по анализу 147 образцов. Все исследования выполнялись с использованием микроскопа Olympus BX53 с программным обеспечением «Керн С7 панорама» (компания SIAMS).

## Визуальная оценка пористости

Геометрические характеристики представляют собой общие данные о пористости шлифа, включая ключевые параметры (диаметр, площадь и объём). На первом этапе были получены геометрические характеристики пор (табл. 1). Данные демонстрируют неоднородность материала с преобладанием мелких частиц и вариациями форм от сферических до вытянутых.

**Таблица 1. Поры. Геометрические характеристики**  
**Table 1. Pores. Geometric characteristics**

| Параметры<br>Parameters                             | МИН<br>MIN            | СРЕДН<br>AVE          | МАКС<br>MAX | СКО<br>RMSD |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------|-------------|
| Диаметр, мм<br>Diameter, mm                         | 0,00832               | 0,0330                | 0,514       | 0,04356     |
| Средняя проекция, мм<br>Average projection, mm      | 0,00905               | 0,0501                | 1,24        | 0,08762     |
| Максимальная проекция, мм<br>Maximum projection, mm | 0,0106                | 0,0631                | 1,70        | 0,1111      |
| Площадь, мм <sup>2</sup><br>Area, mm                | $5,43 \times 10^{-5}$ | 0,00234               | 0,208       | 0,009335    |
| Объём, мм <sup>3</sup><br>Volume, mm                | $4,00 \times 10^{-7}$ | $3,88 \times 10^{-4}$ | 0,0947      | 0,002964    |
| Фактор компактности<br>Compactability factor        | 0,103                 | 0,667                 | 0,949       | 0,1810      |
| Фактор удлинения<br>Lineation factor                | 0,095                 | 0,670                 | 1,000       | 0,1908      |
| Фактор изрезанности<br>Fracture factor              | 0,255                 | 0,910                 | 1,000       | 0,1232      |

МИН / MIN – минимальный / minimum; МАКС / MAX

– максимальный / maximum; СРЕД / AVE – средний / average

СКО / RMSD – среднеквадратическое отклонение / root-mean-square deviation

Далее были получены результаты распределения пор по размерным классам от минимума до максимума, включая отношение количества частиц к площади изучаемого шлифа (в процентах). Данные представлены в табл. 2. Основная масса частиц (68,61%) относится к мелкому классу диаметром 0,01–0,05 мм, тогда как более крупные частицы диаметром 0,1–0,5 мм, составляя лишь 6,24% от общего количества, формируют 69,8% общей площади. По полученным ключевым

данным по количеству, площади и объёму была построена гистограмма распределения пористости (рис. 1). Согласно данной гистограмме, по количеству преобладают частицы размером 0,01–0,05 мм, тогда как по площади и объёму доминируют частицы размером 0,1–0,5 мм.

После получения окончательных результатов проявляется проанализированное панорамное изображение шлифа в исходном виде и с маркерами определённого цвета (с зелёной окантовкой), где показана определённая пористость по данным анализатора (рис. 2).

Таблица 2. Распределение по размерным классам  
Table 2. Distribution by size classes

| Границы классов, мм<br>Class limits, mm | Кол-во частиц, ед.<br>Number of particles, pcs | СРЕДН, мм<br>AVE, mm | МИН, мм<br>MIN, mm | МАКС, мм<br>MAX, mm | Доля в общем кол-ве, %<br>Share in total, % | % от площади<br>% of area |
|-----------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------|--------------------|---------------------|---------------------------------------------|---------------------------|
| <0,01                                   | 1182                                           | 0,009                | 0,008              | 0,01                | 15,47                                       | 0,41                      |
| 0,01–0,05                               | 5242                                           | 0,021                | 0,01               | 0,05                | 68,61                                       | 12,18                     |
| 0,05–0,1                                | 738                                            | 0,07                 | 0,05               | 0,1                 | 9,66                                        | 16,46                     |
| 0,1–0,5                                 | 477                                            | 0,169                | 0,1                | 0,488               | 6,24                                        | 69,8                      |
| 0,5–1                                   | 1                                              | 0,514                | 0,514              | 0,514               | 0,01                                        | 1,16                      |
| ≥1                                      | 0                                              | -                    | -                  | -                   | 0                                           | 0                         |
| ВСЕГО / TOTAL                           | 7640                                           | 0,033                | 0,008              | 0,514               | 100                                         | 100                       |

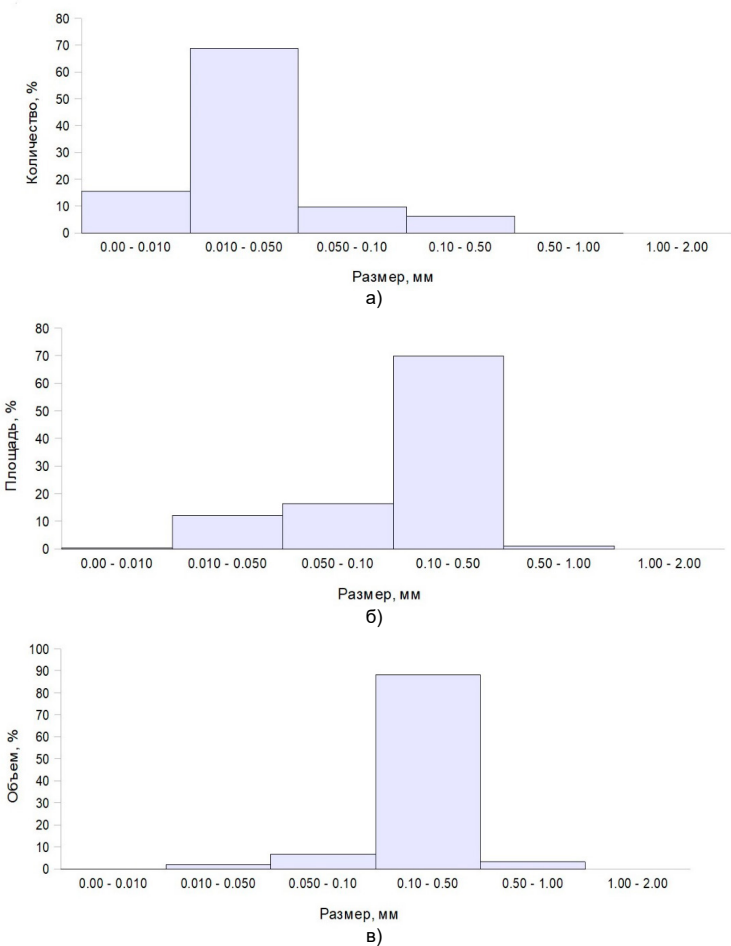
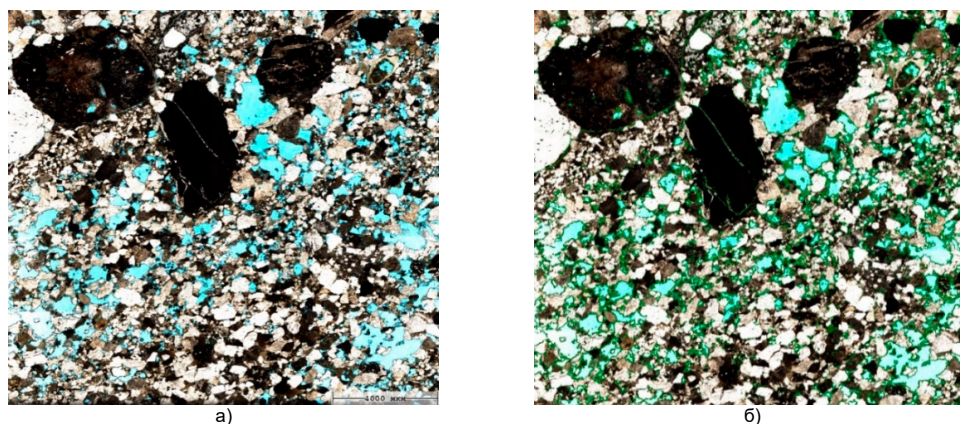


Рисунок 1. Распределение частиц по количеству, площади и объёму  
Figure 1. Distribution of particles by quantity, area and volume  
а) количество / quantity; б) площадь / area; в) объём / volume



**Рисунок 2. Определение пористого пространства с маркерами и без них**  
**Figure 2. Determination of a porous space without and with markers**  
 а) без маркеров / without markers; б) с маркерами / with markers

**Таблица 3. Основные параметры гранул**  
**Table 3. Main parameters of granules**

| Параметры зёрен*<br>Grain parameter                              | Среднее<br>Average | СКО<br>RMSR | Доверительный интервал $p = 0,95$<br>Confidence interval $p = 0.95$ | Относительная точность, %<br>Relative accuracy, % |
|------------------------------------------------------------------|--------------------|-------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Площадь зёрен, мкм <sup>2</sup><br>Grain area, $\mu\text{m}^2$   | 125021             | 851920,05   | 201646,18                                                           | 681,42                                            |
| Средний диаметр, мкм<br>Average diameter, $\mu\text{m}$          | 228                | 467,35      | 110,62                                                              | 48,61                                             |
| Максимальный диаметр, мкм<br>Maximum diameter, $\mu\text{m}$     | 270                | 522,77      | 123,74                                                              | 45,91                                             |
| Ортогональный диаметр, мкм<br>Orthogonal diameter, $\mu\text{m}$ | 190                | 433,84      | 102,69                                                              | 54,01                                             |
| Эквивалентный диаметр, мкм<br>Equivalent diameter, $\mu\text{m}$ | 176                | 360,52      | 85,33                                                               | 48,44                                             |
| Фактор удлинения<br>Lineation factor                             | 0,69               | 0,16        | 0,037                                                               | 5,35                                              |
| Круглый фактор<br>Roundness factor                               | 0,71               | 0,15        | 0,036                                                               | 5,09                                              |
| Фактор компактности<br>Compactability factor                     | 0,66               | 0,13        | 0,030                                                               | 4,51                                              |
| Фактор изрезанности<br>Fracture factor                           | 0,86               | 0,13        | 0,031                                                               | 3,62                                              |

\*количество зёрен 451 шт. / The number of grains is 451 pcs.

### Гранулометрический состав

После анализа пористости было проведено определение гранулометрического состава породы по всей площади шлифа. В табл. 3 представлены основные параметры изученных зёрен, включая площадь, диаметр, факторы компактности и изрезанности. Исследование охватывало все структурные элементы шлифа, что позволило получить репрезентативные данные о распределении частиц в объёме образца.

Далее был проведён анализ по детальному гранулометрическому составу, где каждое зерно было идентифицировано и классифицировано по диапазону размеров от 0,032 до 1 мм и более 1 мм (табл. 4). Распределение частиц по диапазонам размеров таково: максимальные диаметры – наибольшие измеренные размеры частиц; средние диаметры – усреднённые значения размеров; ортогональные диаметры –

размеры, измеренные в перпендикулярном направлении (например, при анализе формы частиц); эквивалентные диаметры – диаметры частиц, рассчитанные по их площади или объёму (если частицы несферические). Основная масса частиц сосредоточена в диапазоне 0,050–0,316 мм. Преобладают частицы с максимальными (0,100–0,126 мм) и средними (0,079–0,100 мм) диаметрами. Эквивалентные диаметры подтверждают общую тенденцию, но с небольшим смещением в сторону более крупных частиц в диапазоне 0,158–0,200 мм (12,7%) (табл. 4).

Интерпретация полученных данных по гранулометрическому анализу позволила построить гистограмму (рис. 3), где отчётливо проявляется распределение средних, максимальных и ортогональных диаметров. Наибольшее количество частиц в категории максимальных диаметров попадает в диапазон

Таблица 4. Детальный гранулометрический состав  
Table 4. Breakdown of granulometric composition

| Диапазоны размеров, мм<br>Size ranges, mm | Максимальные диаметры<br>Maximum diameters | Средние диаметры<br>Average diameters | Ортогональные диаметры<br>Orthogonal diameters | Эквивалентные диаметры<br>Equivalent diameters |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 0,032–0,040                               | -                                          | -                                     | 1 (1,4%)                                       | -                                              |
| 0,040–0,050                               | -                                          | 1 (1,4%)                              | 6 (8,5%)                                       | 5 (7,0%)                                       |
| 0,050–0,063                               | 3 (4,2%)                                   | 7 (9,9%)                              | 7 (9,9%)                                       | 8 (11,3%)                                      |
| 0,063–0,079                               | 7 (9,9%)                                   | 7 (9,9%)                              | 12 (16,9%)                                     | 12 (16,9%)                                     |
| 0,079–0,100                               | 5 (7,0%)                                   | 11 (15,5%)                            | 9 (12,7%)                                      | 10 (14,1%)                                     |
| 0,100–0,126                               | 12 (16,9%)                                 | 10 (14,1%)                            | 10 (14,1%)                                     | 9 (12,7%)                                      |
| 0,126–0,158                               | 10 (14,1%)                                 | 9 (12,7%)                             | 8 (11,3%)                                      | 7 (9,9%)                                       |
| 0,158–0,200                               | 8 (11,3%)                                  | 7 (9,9%)                              | 6 (8,5%)                                       | 9 (12,7%)                                      |
| 0,200–0,251                               | 8 (11,3%)                                  | 8 (11,3%)                             | 4 (5,6%)                                       | 4 (5,6%)                                       |
| 0,251–0,316                               | 7 (9,9%)                                   | 3 (4,2%)                              | 3 (4,2%)                                       | 3 (4,2%)                                       |
| 0,316–0,398                               | 2 (2,8%)                                   | 2 (2,8%)                              | -                                              | -                                              |
| 0,398–0,501                               | 4 (5,6%)                                   | 1 (1,4%)                              | 2 (2,8%)                                       | -                                              |
| 0,501–0,631                               | -                                          | 1 (1,4%)                              | -                                              | 2 (2,8%)                                       |
| 0,631–0,794                               | 1 (1,4%)                                   | 2 (2,8%)                              | 1 (1,4%)                                       | 1 (1,4%)                                       |
| 0,794–1,000                               | 1 (1,4%)                                   | 1 (1,4%)                              | 1 (1,4%)                                       | -                                              |
| >1,000                                    | 3 (4,2%)                                   | 1 (1,4%)                              | 1 (1,4%)                                       | 1 (1,4%)                                       |

Таблица 5. Коэффициенты сортировки  
Table 5. Sorting coefficients

| Параметры<br>Parameters                                               | Диаметр / Diameter          |                         |                    |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|
|                                                                       | ортогональный<br>Orthogonal | максимальный<br>Maximum | средний<br>Average |
| Коэффициент сортировки<br>Sorting coefficients                        | 2,46                        | 2,35                    | 2,33               |
| Коэффициент сортировки по Траску<br>Trask's sorting coefficient       | 1,57                        | 1,53                    | 1,53               |
| Коэффициент асимметрии по Траску<br>Trask's asymmetry coefficient     | 1,10                        | 1,24                    | 1,20               |
| Коэффициент асимметрии по Крумбейну<br>Krumbein asymmetry coefficient | 1,05                        | 1,11                    | 1,09               |
| Процентили<br>Percentiles                                             | 0,25                        | 0,5                     | 0,75               |
| Средний диаметр, мкм<br>Average diameter, µm                          | 90                          | 125                     | 209                |
| Максимальный диаметр, мкм<br>Maximum diameter, µm                     | 107                         | 147                     | 252                |
| Ортогональный диаметр, мкм<br>Orthogonal diameter, µm                 | 69                          | 103                     | 170                |

0,100–0,126 мм (16,9%). Для средних диаметров наиболее представлен диапазон 0,079–0,100 мм (15,5%). Для ортогональных диаметров преобладают частицы размером 0,063–0,079 мм (16,9%). Крупные частицы (>1 мм) встречаются редко (4,2% для максимальных диаметров, 1,4% для средних и ортогональных). Мелкие частицы (<0,050 мм) составляют небольшую долю (≤8,5%).

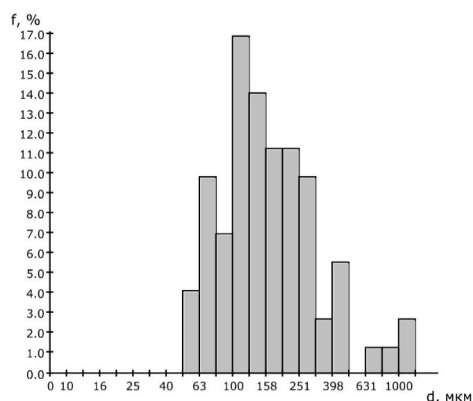
Полученные данные по детальному гранулометрическому составу позволили рассчитать коэффициент сортировки зёрен, представленный в табл. 5. Коэффициенты сортировки дополнительно были проанализированы по общеизвест-

ным классификациям Траска и Крумбейна<sup>1</sup>. Преобладают тонко- и мелкозернистые фракции (80% частиц диаметром 0,05–0,25 мм). Коэффициент сортировки по Траску – 1,53–1,57, что указывает на умеренную отсортированность (табл. 5).

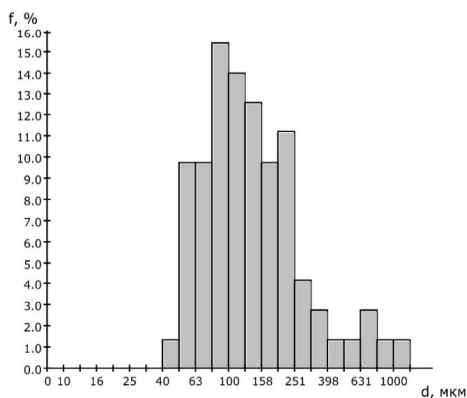
Статистические зависимости

Для обобщения результатов проведённого исследования и формирования общих статистических данных было принято решение объединить данные по каждому стратиграфическому горизонту с целью анализа взаимосвязей

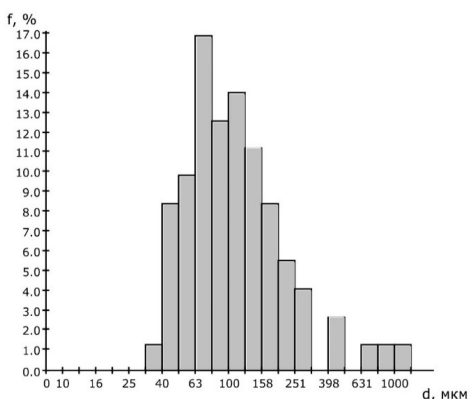
<sup>1</sup> Классификация Траска и Крумбейна – это система гранулометрического анализа осадочных пород, основанная на логарифмической шкале (шкала Крумбейна) и статистических параметрах (коэффициент сортировки Траска), позволяющая количественно описывать распределение частиц по размерам.



а)



б)



в)

**Рисунок 3. Распределение средних, максимальных и ортогональных диаметров**  
**Figure 3. Distribution of average, maximum and orthogonal diameters**

а) средние / average; б) максимальные / maximum;  
 в) ортогональные / orthogonal

между пористостью и гранулометрическим составом пород.

Согласно предварительной информации детальной пластовой корреляции с привлечением данных опробования и интерпретации промыслово-геофизических исследований, на исследу-

емом месторождении установлено 11 нефтегазовых продуктивных горизонтов, относящихся к трём стратиграфическим системам – триасовой (Т – Triassic), юрской (J – Jurassic) и меловой (K – Cretaceous):

- K1v – валанжинский нефтяной горизонт;
- Ю-I-V – юрский нефтегазовый горизонт;
- Т-I-IV – триасовый нефтяной горизонт;
- Т-V – нефтегазовый горизонт.

К выявленным продуктивным горизонтам приурочены пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные типы залежи. Границами нефтеносности для всех горизонтов являются контурные воды и тектонические нарушения. Литологически продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов. Коллекторами являются тонко- и мелкозернистые глинистые песчаники.

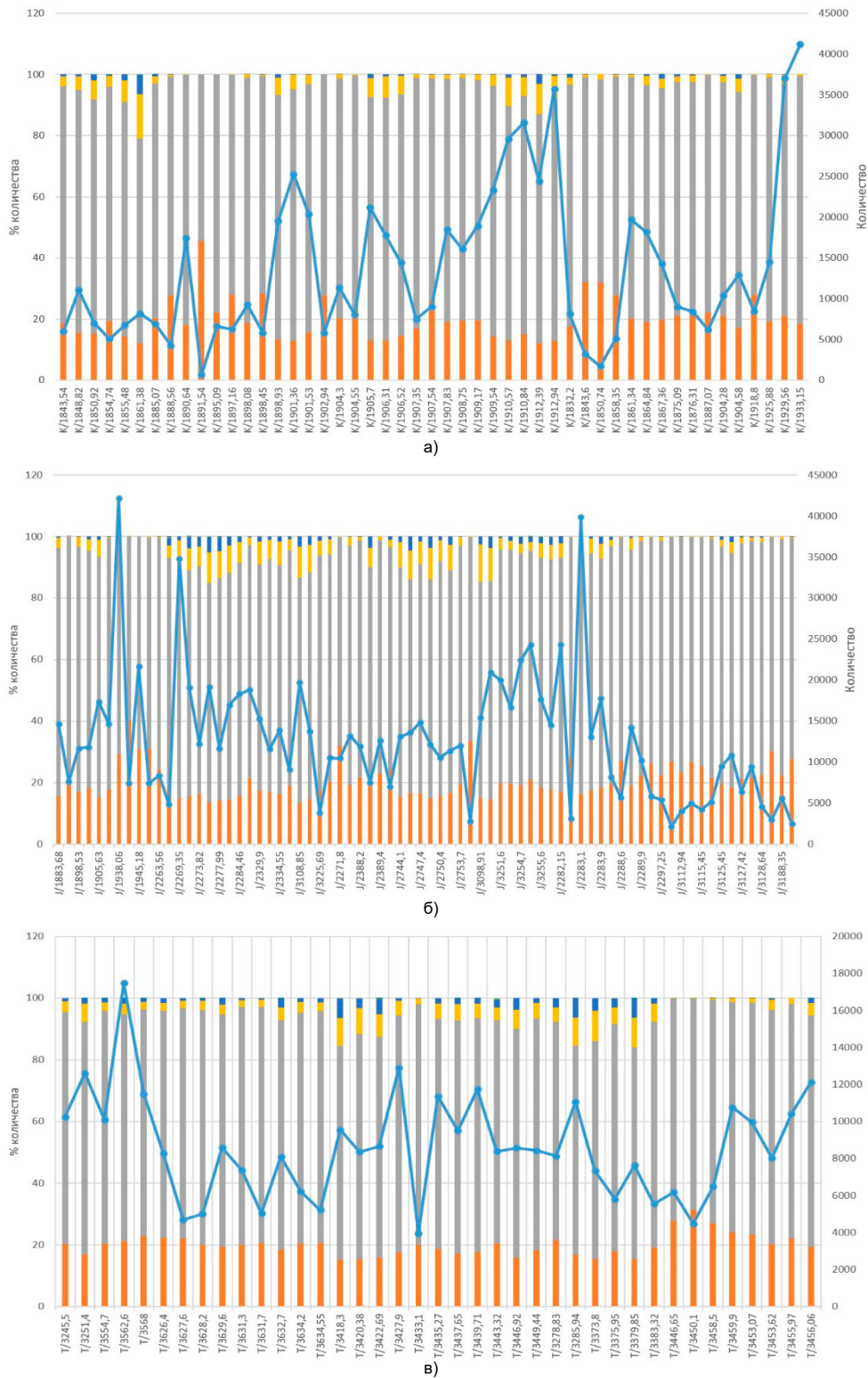
На рис. 4 представлены данные по возрасту и глубине породы, количественному содержанию фракций зёрен и их процентному соотношению по площади шлифа. По полученным гистограммам можно определить связь между стратиграфией, глубиной залегания и свойствами пород. Во всех образцах преобладают мелкозернистые фракции (0,01–0,05 мм), которые указывают на условия измельчения или природные особенности формирования отложений. Наличие частиц <0,01 мм свидетельствует о тонкодисперсной составляющей, что важно для оценки адсорбционных или вязкостных свойств материала. Наличие грубозернистых фракций (>1 мм) может свидетельствовать о низкой скорости кристаллизации или тектонических процессах.

По полученным данным была построена зависимость максимального и минимального диаметров зёрен и пористости породы от глубины отбора (рис. 5). График позволяет проследить, как изменяется размер частиц горных пород с увеличением глубины, что важно для понимания условий осадконакопления и диагенеза. На глубине 2500–3000 м встречаются как песчаники (крупные зёрна), так и глины (мелкие). На глубине 3500–4000 м вероятно уплотнение и уменьшение размера зёрен.

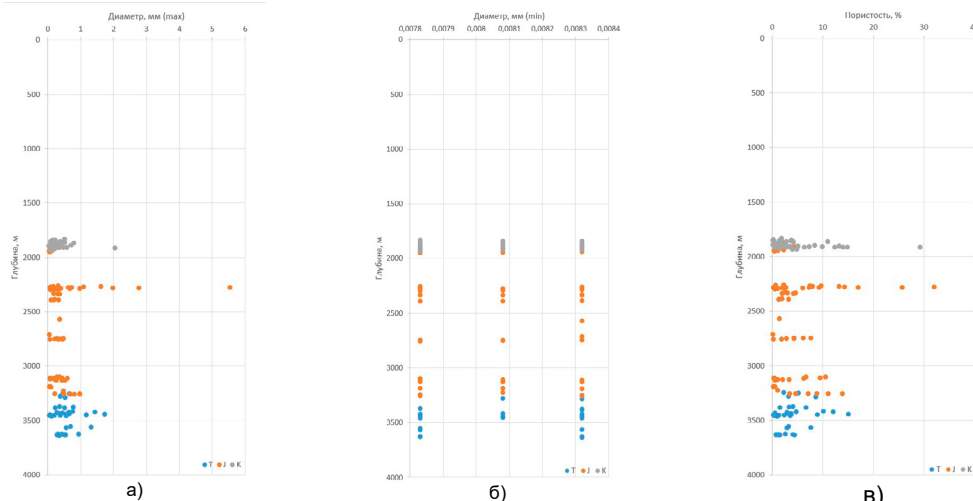
Гистограмма (рис. 5, в) позволяет проследить, как уменьшается или увеличивается пористость с глубиной, что критически важно для оценки коллекторских свойств пород. Пористость варьируется в триасовых отложениях в пределах 15%, в юрских отложениях – в интервале 15–30% на глубинах 1000–2500 м, в меловых отложениях преобладают мелкозернистые породы с низкой пористостью (5–15%).

### Заключение

Материалом для исследования послужили 147 шлифов, отобранных из восьми скважин одного месторождения, что позволило получить расширенную статистическую информацию о продуктивных горизонтах изучаемого объекта.



**Рисунок 4. Распределение зерен по размерным и количественным классам**  
**Figure 4. Distribution by dimensional and quantitative classes**  
а) Мен / Cretaceous; б) Юра / Jurassic; в) Триас / Triassic



**Рисунок 5. Соотношение диаметров зёрен и пористости с глубиной отбора**

**Figure 5. The ratio of grain diameters and porosity to sampling depth**

а) максимальные диаметры / maximum diameters; б) минимальные диаметры / minimum diameters; в) пористость / porosity

Проект по цифровизации позволил провести детальный анализ пористости и гранулометрического состава горных пород. Разработанные методики автоматизированного анализа и обработки данных доказали свою эффективность в условиях лабораторных исследований, что подтверждается статистическими результатами, представленными в данной работе.

Данные по распределению пористости и характеристикам зёрен способствовали созданию точных петрофизических моделей, необхо-

димых для геологического и гидродинамического моделирования. Цифровизация ядерных исследований доказала свою эффективность для повышения точности построения петрофизических моделей. Внедрение технологий цифровизации позволило упростить доступ к данным о керне, улучшить их хранение и организацию. Эти решения формируют основу для создания унифицированных баз данных, которые могут быть использованы в дальнейшем для исследования месторождений и сравнительного анализа.

## 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: Доева З.М. – анализ и интерпретация данных, составление статьи; Джарасова Т.С. – интерпретация данных, составление и итоговая переработка статьи, окончательное утверждение версии для публикации; Саудабаев Р.К. – получение, обработка и интерпретация данных; Мербаев Р.Б. – разработка методов и подходов к исследованию, планирование экспериментов; Пронин Н.А. – формулирование идей, постановка целей и задач 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: Zarema M. Doyeva – data analysis and interpretation, paper draft; Tolganay S. Jarassova – data interpretation, article compilation and final revision; approval of the version for publication; Renat K. Saudabayev – data collection, processing and interpretation; Rinat B. Merbayev – development of research methods and approaches, and experimental planning; Nikita A. Pronin – formulation of ideas, setting research goals and objectives.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пономарева Е.А. Цифровизация лабораторных комплексов по исследованию керна // Вести газовой науки. 2021. Т. 1, №46. С. 125–128.
2. Bukharev A.Y., Budenny S.A., Pachezhertsev A.A., et al. Automatic analysis of petrographic thin section images of sandstone // ECMOR XVI – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery; Sept 3–6, 2018; Barcelona, Spain. Available from: [earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802177](https://earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802177).
3. Liu H., Ren Y.-L., Li X., et al. Rock thin-section analysis and identification based on artificial intelligent technique // Petroleum Science. 2022. Vol. 19, N 4. P. 1605–1621. doi: [10.1016/j.petsci.2022.03.011](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.011).
4. Rubo R.A., de Carvalho Carneiro C., Michelin M.F., Gloria R.D.S. Digital petrography: Mineralogy and porosity identification using machine learning algorithms in petrographic thin section images // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 183. doi: [10.1016/j.petrol.2019.106382](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106382).
5. Зинков А.В., Макишин В.Н. Цифровизация керна: учебное пособие для вузов. Владивосток : Издательство ДФВУ, 2023. 73 с.
6. Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В. Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами исследований керна // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018. №2. С. 36–41.
7. Лазеев А.Н., Тимашев Э.О., Вахрушева И.А., и др. Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2018. doi: [10.24887/0028-2448-2018-11-18-22](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22).
8. Жуковская Е.А., Лоханова О.Д. К вопросу о потенциале цифровизации петрографии осадочных терригенных пород // Экзолит – 2020. Литологические школы России: годичное собрание (научные чтения), посвященное 215-летию основания Московского общества испытателей природы; Май 25–26, 2020; Москва, Россия. Режим доступа: [geokniga.org/bookfiles/geokniga-2021-02-11-lythology.pdf](https://geokniga.org/bookfiles/geokniga-2021-02-11-lythology.pdf). Дата обращения: 12.10.2024.

## REFERENCES

1. Ponomareva YA. Digitizing core testing laboratory equipment. *Vesti gazovoy nauki*. 2021;1(46):125–128. (In Russ).
2. Bukharev AY, Budenny SA, Pachezhertsev AA, et al. Automatic analysis of petrographic thin section images of sandstone. ECMOR XVI – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery; 2018 Sept 3–6; Barcelona, Spain. Available from: [earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802177](https://earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201802177).
3. Liu H, Ren Y-L, Li X, et al. Rock thin-section analysis and identification based on artificial intelligent technique. *Petroleum Science*. 2022;19(4):1605–1621. doi: [10.1016/j.petsci.2022.03.011](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.011).
4. Rubo RA, de Carvalho Carneiro C, Michelin MF, Gloria RDS. Digital petrography: Mineralogy and porosity identification using machine learning algorithms in petrographic thin section images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;183:106382. doi: [10.1016/j.petrol.2019.106382](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106382).
5. Zinkov AV, Makishin VN. Tsifrovizatsiya kerna: uchebnoye posobiye dlya vuzov. Vladivostok: FEFU; 2023. 73 p. (In Russ).
6. Idrisova SA, Tugarova MA, Stremichev EV, Belozеров BV. Digital core. Integration of carbonate rocks thin section studies with results of routine core tests. *PROneft. Professionally about Oil*. 2018;(2):36–41. (In Russ).
7. Lazeev AN, Timashev EO, Vakhrusheva IA, et al. Digital Core technology development in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*. 2018;11. doi: [10.24887/0028-2448-2018-11-18-22](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22). (In Russ).
8. Zhukovskaya YA, Lokhanova OD. K voprosu o potentsiale tsifrovizatsii petrografii osadochnykh terrigennykh porod. Exolith – 2020. Lithological schools of Russia. Annual meeting (scientific readings) dedicated to the 215-th anniversary of the Moscow Society of Naturalists; 25–26 May, 2020; Moscow, Russia. Available from: [geokniga.org/bookfiles/geokniga-2021-02-11-lythology.pdf](https://geokniga.org/bookfiles/geokniga-2021-02-11-lythology.pdf). (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Доева Зарема Муратовна**

ORCID [0009-0004-4145-6933](https://orcid.org/0009-0004-4145-6933)

e-mail: [z.doyeva@kmge.kz](mailto:z.doyeva@kmge.kz).

**\*Джарасова Толганай Советкановна**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)

e-mail: [t.jarassova@kmge.kz](mailto:t.jarassova@kmge.kz).

**Саудабаев Ренат Курманалиевич**

ORCID [0009-0001-7610-1305](https://orcid.org/0009-0001-7610-1305)

e-mail: [r.saudabayev@kmge.kz](mailto:r.saudabayev@kmge.kz).

**Мербаев Ринат Бердибекович**

ORCID [0009-0003-3483-330X](https://orcid.org/0009-0003-3483-330X)

e-mail: [r.merbaev@kmge.kz](mailto:r.merbaev@kmge.kz).

**Пронин Никита Алексеевич**

PhD

ORCID [0009-0008-8686-3523](https://orcid.org/0009-0008-8686-3523)

e-mail: [n.pronin@kmge.kz](mailto:n.pronin@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**Zarema M. Doyeva**

ORCID [0009-0004-4145-6933](https://orcid.org/0009-0004-4145-6933)

e-mail: [z.doyeva@kmge.kz](mailto:z.doyeva@kmge.kz).

**\*Tolganay S. Jarassova**

PhD

ORCID [0000-0002-2900-9872](https://orcid.org/0000-0002-2900-9872)

e-mail: [t.jarassova@kmge.kz](mailto:t.jarassova@kmge.kz).

**Renat K. Saudabayev**

ORCID [0009-0001-7610-1305](https://orcid.org/0009-0001-7610-1305)

e-mail: [r.saudabayev@kmge.kz](mailto:r.saudabayev@kmge.kz).

**Rinat B. Merbayev**

ORCID [0009-0003-3483-330X](https://orcid.org/0009-0003-3483-330X)

e-mail: [r.merbaev@kmge.kz](mailto:r.merbaev@kmge.kz).

**Nikita A. Pronin**

PhD

ORCID [0009-0008-8686-3523](https://orcid.org/0009-0008-8686-3523)

e-mail: [n.pronin@kmge.kz](mailto:n.pronin@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 504.062

МРНТИ 87.21.09

DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894)

Получена: 21.07.2025.

Одобрена: 26.08.2025.

Опубликована: 30.09.2025.

## Краткое сообщение

# Эффективные технологии восстановления исторических нефтяных отходов

Э.К. Идрисова, М.Ж. Салимгереев, Е.К. Огай, Г.Т. Атемова

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

В настоящей статье рассмотрены технологии и методы восстановления нефтяных отходов, очистки нефтезагрязнённых территорий. Приведены результаты работ по восстановлению исторических нефтезагрязнённых грунтов и очистки нефтезагрязнённых земель нефтедобывающих компаний с применением технологии кавитационной промывки грунта EGX, метода биоремедиации BioBox, традиционного метода биоремедиации, а также технологии с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматсодержащих композиционных материалов. Приведены результаты анализа содержания нефти в загрязнённых грунтах нефтедобывающих компаний (степень загрязнения), остаточного содержания нефтепродуктов в восстановленных грунтах, а также объёмы восстановленных исторических нефтезагрязнённых грунтов, очищенных участков и ликвидированных объектов.

**Ключевые слова:** нефтезагрязнённый грунт, историческое загрязнение, технологии восстановления нефтяных отходов, биоремедиация, очистка нефтезагрязнённых земель.

## Как цитировать:

Идрисова Э.К., Салимгереев М.Ж., Огай Е.К., Атемова Г.Т. Эффективные технологии восстановления исторических нефтяных отходов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 127–134. DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894).

UDC 504.062

CSCSTI 87.21.09

DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894)

Received: 21.07.2025.

Accepted: 26.08.2025.

Published: 30.09.2025.

---

## Short report

# Remediation Technologies for Historical Oil Waste

Elmira K. Idrissova, Malik Zh. Salimgereyev, Yevgeniy K. Ogay, Gulshira T. Atemova

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

## ABSTRACT

This paper reviews current technologies for oil waste treatment and the remediation of oil-contaminated sites. Case studies include the cleanup of historically polluted soils at petroleum companies using EGX cavitation soil washing, BioBox bioremediation, conventional bioremediation, and humate-based composite additives with energy-accumulating properties. Results cover oil content in contaminated soils, residual hydrocarbons in remediated soils, and the volumes of restored soils, reclaimed areas, and decommissioned sludge pits.

**Keywords:** oil-contaminated soil; historical pollution; oil waste remediation; bioremediation; land cleanup.

## To cite this article:

Idrissova EK, Salimgereyev MZ, Ogay YK, Atemova GT. Remediation Technologies for Historical Oil Waste. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3):127–134. DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894).

ӨОЖ 504.062

ҒТАХР 87.21.09

DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894)

Қабылданды: 21.07.2025.

Мақұлданды: 26.08.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

## Қысқаша хабарлама

## Тарихи мұнай қалдықтарын қалпына келтірудің тиімді технологиялары

Э.К. Идрисова, М.Ж. Сәлімгереев, Е.К. Огай, Г.Т. Атемова

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

### АННОТАЦИЯ

Осы мақалада мұнай қалдықтарын қалпына келтіру, мұнаймен ластанған аумақтарды тазалау технологиялары мен әдістері қарастырылады. EGX топырақты кавитациялық жуу технологиясын, BioBox биоремедиация әдісін, дәстүрлі биоремедиация әдісін, сондай-ақ құрамында гуматы бар композициялық материалдардың негізінде энергия жинақтаушы қоспаны пайдаланатын технологияны қолдана отырып, мұнаймен ластанған тарихи топырақты қалпына келтіру және мұнай өндіруші компаниялардың мұнаймен ластанған жерлерін тазарту жөніндегі жұмыстардың нәтижелері келтірілген. Мақалада мұнай өндіруші компаниялардың ластанған топырақтарындағы мұнай құрамын (ластану дәрежесі), қалпына келтірілген топырақтардағы мұнай өнімдерінің қалдық құрамын, сондай-ақ қалпына келтірілген тарихи мұнаймен ластанған топырақтардың, тазартылған учаскелер мен жойылған объектілердің көлемін талдау нәтижелері берілген.

**Негізгі сөздер:** мұнаймен ластанған топырақ, тарихи ластану, мұнай қалдықтарын қалпына келтіру технологиялары, биоремедиация, мұнаймен ластанған жерлерді тазалау.

### Дәйексөз келтіру үшін:

Идрисова Э.К., Сәлімгереев М.Ж., Огай Е.К., Атемова Г.Т. Тарихи мұнай қалдықтарын қалпына келтірудің тиімді технологиялары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3, 127–134 б. DOI: [10.54859/kjogi108894](https://doi.org/10.54859/kjogi108894).

## Введение

Загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами на всех этапах добычи, транспортировки и переработки углеводородов, а также аварийные ситуации, обусловленные как несовершенством техники, технологии, так и человеческим фактором, приводят к снижению качества окружающей среды. В этой связи вопросы восстановления и удаления отходов – нефтяных и буровых шламов, загрязненных нефтью грунтов, очистки загрязненных территорий являются актуальными для компаний в нефтегазовой отрасли.

В настоящее время существуют механические, физико-химические, биологические методы ликвидации нефтяных загрязнений почвы, которые в реальных условиях не дают должного эффекта, применение которых связано как с техническими, так и с экономическими сложностями.

Наиболее сложным является восстановление грунтов с историческими нефтяными загрязнениями, характеризующимися изменением водно-физических свойств почв вследствие «запечатывания» пор почвенного покрова смолисто-асфальтовыми компонентами нефти, что приводит к нарушению влагообмена, дыхания и в конечном счете к полной деградации биоценоза.

Для восстановления исторических нефтезагрязненных грунтов и очистки нефтезагрязненных земель были рассмотрены следующие технологии и возможность их применения:

1. Термический метод (термодесорбционная установка) путём сжигания. Данная технология может обеспечить степень очистки загрязненных грунтов до 0,5%. Этот метод является наиболее часто используемым, но неэкологичным, т.к. сжигание отходов приводит к выделению в атмосферу большого количества вредных веществ, и в качестве конечного продукта образуется «мёртвый» грунт.

2. Очистка почв и грунтов методом пиролиза или экстракции паром. Экономически неэффективна для восстановления больших объёмов загрязнённого грунта. Выемка загрязнённого грунта приводит к нарушению ландшафта местности.

3. Технология Трикантер (Tricanter®) предусматривает применение флокулянтов и деэмульгаторов и разделение разогретого до 90°C шлама на техническую воду, твёрдые вещества и нефтяную фазу. Данная технология может обеспечить степень очистки загрязнённых грунтов до 7–10%. Однако данная технология более эффективна для переработки жидких нефтешламов с высоким содержанием нефти и воды. Твёрдый осадок, образуемый после разделения фракций, требует дальнейшего восстановления и (или) удаления [1].

4. Метод биоремедиации. Направлен на очистку загрязнённого грунта и (или) участка территории на специально оборудованной площадке или непосредственно на месте разлива

нефти. Метод биоремедиации предусматривает обработку загрязнённого грунта биопрепаратом на основе углеводородокисляющих микроорганизмов. Эффект биоремедиации усиливается при применении агротехнических мероприятий, которые улучшают водно-воздушную среду, стимулируют аборигенную микрофлору и улучшают процесс самоокисления поллютантов. Для биоремедиации требуются значительные площади и ограниченный период, возможность переработки – 9 месяцев в году. Тем не менее биоремедиация позволяет восстановить продуктивность и хозяйственную ценность земель, утерянную в результате загрязнения.

5. Технология биореакторной ремедиации. Основана на обработке загрязнённого грунта горячей водой с температурой 80–100°C, внесения биопрепарата с питательными элементами для активации углеводородокисляющих микроорганизмов после остужения среды до 37–40°C. Конечным продуктом восстановления отхода методом биореакторной ремедиации является очищенный грунт с содержанием нефти менее 1000 мг/кг (до 99,9%).

6. Технология восстановления почвы EGX. Основана на промывке почвы с использованием силы кавитации. Сила кавитации приводит к разрыву химических связей между атомами больших молекул углеводородных соединений, таких как парафины и надмолекулярные структуры нефти, присутствующие в нефтезагрязнённом грунте. Данная технология применяется для восстановления грунтов, загрязнённых тяжёлыми нефтями с высоким содержанием парафинистых фракций.

7. Технология автоматической биоремедиации нефтезагрязнённой почвы BioBox. Предусматривает фрезерование и смешивание почвы с питательными веществами (азот, фосфор, калий) и формирование блока «миля» определённой высоты, длины и ширины. С помощью сети трубопроводов в «мили» подаётся вода, смешанная с биопрепаратом и уровнем кислорода 90–200 мг/л, нагнетается сжатый воздух, что создаёт оптимальные условия для функциональной активности микроорганизмов, входящих в состав биопрепаратов. Данная технология применяется в тёплый период года.

8. Технология утилизации замазученного грунта с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматсодержащих композиционных материалов основана на свойствах оксидов щелочноземельных металлов, которые при взаимодействии с водой образуют гидроксид. Нефтепродукты адсорбируются гидроксидом с получением сухого порошкообразного вещества, состоящего из гранул (размерами 2–15 мм). Технология работает преимущественно в теплое время года [2–4].

## Результаты и обсуждение

Поскольку большинство технологий эффективны только при определённом уровне

загрязнения, для подбора соответствующей технологии проведен анализ содержания нефти в загрязнённых грунтах АО «Мангистаунайгаз» (далее – ММГ), АО «Каражанбасмунай» (далее – КБМ), АО «Эмбаунайгаз» (далее – ЭМГ). В результате проведённых изысканий площади замазученных участков по степени загрязнения выявлено, что по ММГ более 85% загрязнённого грунта, подлежащего переработке, имеет среднюю (от 5 до 10%) и высокую (от 10 до 20% и более) концентрацию нефтепродуктов. На КБМ более 90% площади всей нефтезагрязнённой территории месторождения Каражанбас имеет степень загрязнения до 35%. На территории АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) свыше 49% нефтезагрязнённой площади имеет степень загрязнения

до 20%, 50% площади имеет степень загрязнения более 20%.

Учитывая степень загрязнения грунтов для очистки исторических загрязнений, экономическую и экологическую эффективность, на ММГ применены технология BioBox для нефтегрунта со степенью загрязнения до 5% и комбинирование технологий промывки грунта EGX с методом биоремедиации BioBox для нефтегрунта со степенью загрязнения от 5% и выше.

Технология промывки грунта EGX позволит первоначально довести очистку грунта от нефти и нефтепродуктов до концентрации 6–8% и далее методом биоремедиации BioBox концентрация нефти и нефтепродуктов доводится до 1000 мг/кг (0,1%). Поскольку метод биореме-



а)



б)

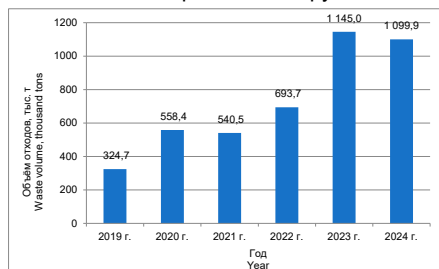
**Рисунок 1. Биоремедиация исторических нефтезагрязнённых земель**

**Figure1. Bioremediation of historically oil-contaminated lands**

*а) до очистки / before cleanup; б) после очистки / after cleanup*

диации BioBox применяется в теплый период года, в зимний период путём кавитационной промывки подготавливается запас грунта для дальнейшей биоремедиации в весенне-осенний период в течение 9 мес.

На КБМ, ОМГ, ЭМГ и ТОО «Казактуркмунай» (далее – КТМ) в связи со средней глубиной проникновения нефтепродуктов в грунт 8–30 см, а также наличием значительных территорий применена традиционная технология биоремедиации на месте без вывоза на специальную площадку с применением биопрепаратов «Мико-Ойл», «Бакойл-KZ» и др. На ОМГ также применён метод переработки нефтесодержащих отходов с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматсодержащих композиционных материалов. Данным методом восстановлено 316 тыс. т загрязнённого грунта.



**Рисунок 2. Объём восстановленных грунтов, тыс. т**

**Figure2. Volume of remediated soils, thousand tons**

На основе подобранных технологий с 2019 г. на контрактных территориях ЭМГ и с 2020 г. на ММГ, ОМГ, КБМ и КТМ проведены работы по восстановлению исторических нефтезагрязнённых грунтов и очистке нефтезагрязнённых земель (рис. 1).

Анализ показал, что остаточное содержание нефтепродуктов в восстановленных

грунтах соответствует установленным требованиям (не более 1000 мг/кг<sup>1</sup>) и составляет от 204,9 до 981,2 мг/кг. Общий объём восстановленных грунтов за период 2019–2024 гг. составил 4 362,2 тыс. т (рис. 2) [5–9].

ЭМГ и КТМ в 2022 г. завершили работы по очистке исторических нефтезагрязнённых земель. На ЭМГ восстановлено более 900 тыс. т исторически загрязнённого грунта и очищено более 130 га в пределах контрактных территорий, продолжается работа по ликвидации загрязнений за пределами контрактных территорий [9]. КТО полностью рекультивировал исторически загрязнённые земли на участках 984–985 км магистрального нефтепровода Узень – Атырау – Самара.

В 2024 г. на контрактной территории КБМ также полностью ликвидировал исторические загрязнения. На КБМ за период 2021–2024 гг. утилизировано свыше 518 тыс. т нефтеотходов, ликвидирован амбар с нефтеотходами в прибрежной зоне Каспийского моря, 3 ед. наземных амбара и очищены 246 нефтезагрязнённых участков на контрактной территории КБМ. На ОМГ и ММГ работы продолжаются.

## Закключение

Технология кавитационной промывки грунта EGX в синергии с методом биоремедиации BioBox, традиционный метод биоремедиации, а также технология с использованием энергоаккумулирующей добавки на основе гуматсодержащих композиционных материалов являются эффективными при восстановлении исторических нефтезагрязнённых грунтов и очистки нефтезагрязнённых земель.

Остаточное содержание нефтепродуктов в очищенных грунтах соответствует установленным требованиям и составляет не более 1000 мг/кг.

## 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: Идрисова Э.К. – определение научной проблемы, формулировка и написание ключевых целей, задач, выводов исследования; Салимгереев М.Ж. – формирование идеи, предоставление

## 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: Elmira K. Idrissova defined the research problem, formulated the key objectives and tasks, and drafted the main conclusions of the study; Malik Zh. Salimgereyev developed the initial concept and provided consultations; Yevgeniy K. Ogay supported the writing process and contributed to the formulation of conclusions; Gulshira T. Atemova

<sup>1</sup> Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов (в т.ч. земель сельскохозяйственного назначения). г. Астана, 2005 г. [online.zakon.kz](https://online.zakon.kz).

консультаций; Огай Е.К. – оказание поддержки в ходе написания статьи, формирование выводов; Атемова Г.Т. – сбор и анализ материалов, обработка и оформлении данных, написание текста статьи, отработка комментариев и замечаний.

collected and analyzed materials, processed and formatted the data, drafted the manuscript, and addressed reviewers' comments.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петровский Э.А., Соловьев Е.А., Коленчуков О.А. Современные технологии переработки нефтешламов // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. 2018. Том 3, №4. С. 124–132. doi: [10.12737/article\\_5ac24a32b29f22.54931659](https://doi.org/10.12737/article_5ac24a32b29f22.54931659).
2. Абитова А., Дорожкин М. Проект и смета рекультивации замасоченных земель АО «Озенмунайгаз». Отчёт. Актау: филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2012 г., 347 с. Договор №1299-30 (рег. №160/11-н).
3. Ережепов Б.К., Сабиров А.У. Проект рекультивации «исторически» замасоченных территорий на месторождениях Жетыбайской группы. Том 1. Пояснительная записка. Актау: филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2020. 184 с. Договор №447-35/26/2019АК.
4. Ережепов Б.К., Сабиров А.У. Проект по инвентаризации и составлению сметы рекультивации территории с «историческими» нефтяными загрязнениями на месторождении Каражанбас. Том 1. Пояснительная записка. Актау: филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», 2020 г. 168 с. Договор №340999/2019/1/67/2019АК.
5. Отчёт об устойчивом развитии АО НК «КазМунайГаз» за 2020 год. Курс на низкоуглеродное будущее. Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2021. Доступ по ссылке: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2020/download/KMG\\_2021\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/interactive/report_2020/download/KMG_2021_RU.pdf).
6. Отчёт об устойчивом развитии АО НК «КазМунайГаз» за 2021 год. ESG-повестка: В тренде глобальных вызовов Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2022. Доступ по ссылке: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2021/download/KMG\\_OUR\\_2021\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/interactive/report_2021/download/KMG_OUR_2021_RU.pdf).
7. Отчёт об устойчивом развитии АО НК «КазМунайГаз» за 2022 год. Вдохновляясь энергией людей. Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2023. Доступ по ссылке: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2022/](http://www.kmg.kz/interactive/report_2022/).
8. Отчёт об устойчивом развитии АО НК «КазМунайГаз» за 2023 год. ESG-код. Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2024. Доступ по ссылке: [www.kmg.kz/upload/iblock/94a/kpif005wrrq5m9pzuvq6djiwyz392wwvm/KMG\\_2023\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/upload/iblock/94a/kpif005wrrq5m9pzuvq6djiwyz392wwvm/KMG_2023_RU.pdf).
9. emba.kz [интернет]. АО «Эмбамунайгаз». Предотвращение загрязнения почвы [дата обращения: 12.07.2025]. Режим доступа: [emba.kz/ru/news/ohrana-okruzhayushchey-sredy/3214](http://emba.kz/ru/news/ohrana-okruzhayushchey-sredy/3214).

## REFERENCES

1. Petrovskiy EA, Solov'ev EA, Kolenchukov OA. Modern technologies of oil sludge processing. *Bulletin of Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov*. 2018;3(4):124–132. doi: [10.12737/article\\_5ac24a32b29f22.54931659](https://doi.org/10.12737/article_5ac24a32b29f22.54931659).
2. Abitova A, Dorozhkin M. Proekt i smena rekul'tivatsii zamazuchennykh zemel' AO "Ozenmunaygaz". Report. Aktau: Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigas, Aktau; 2012. 347 p. Contract No. 1299-30 (reg. No. 160/11-n). (In Russ).
3. Yerezhepov BK, Sabirov AU. Proekt rekul'tivatsii istoricheski zamazuchennykh territoriy na mestorozhdeniyakh Zhetyskoy gruppy. Volume 1. Explanatory note. Aktau: Branch of KMG Engineering LLP "KazNIPImunaigas"; 2020. 184 p. Contract No. 447-35/26/2019AK. (In Russ).
4. Yerezhepov BK, Sabirov AU. Proekt po inventarizatsii i sostavleniyu smety rekul'tivatsii territoriy s istoricheskimi neftyanymi zagryazneniyami na mestorozhdenii Karazhanbas. Volume 1. Explanatory note. Aktau: Branch of KMG Engineering LLP "KazNIPImunaigas"; 2020, 168 p. Contract No. 340999/2019/1/67/2019AK. (In Russ).
5. Sustainability Report of JSC NC KazMunayGas for 2020. Course towards a low-carbon future. Astana: KMG; 2021. Available from: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2020/download/KMG\\_2021\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/interactive/report_2020/download/KMG_2021_RU.pdf).
6. Sustainability Report of JSC NC KazMunayGas for 2021. ESG agenda: In line with global challenges. Astana: KMG; 2022. Available from: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2021/download/KMG\\_OUR\\_2021\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/interactive/report_2021/download/KMG_OUR_2021_RU.pdf).
7. Sustainable Development Report of JSC NC KazMunayGas for 2022. Inspired by the Energy of People. Astana: KMG; 2023. Available from: [www.kmg.kz/interactive/report\\_2022/](http://www.kmg.kz/interactive/report_2022/).
8. Sustainable Development Report of JSC NC KazMunayGas for 2023. ESG code. Astana: KMG; 2024. Available from: [www.kmg.kz/upload/iblock/94a/kpif005wrrq5m9pzuvq6djiwyz392wwvm/KMG\\_2023\\_RU.pdf](http://www.kmg.kz/upload/iblock/94a/kpif005wrrq5m9pzuvq6djiwyz392wwvm/KMG_2023_RU.pdf).
9. emba.kz [Internet]. Embamunaigas. Predotvrashcheniye zagryazneniya pochvy [cited 2025 Jul 12]. Available from: [emba.kz/ru/news/ohrana-okruzhayushchey-sredy/3214](http://emba.kz/ru/news/ohrana-okruzhayushchey-sredy/3214). (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Идрисова Эльмира Каировна**

канд. биол. наук

ORCID [0009-0000-2420-2350](https://orcid.org/0009-0000-2420-2350)

e-mail: [e.idrissova@kmge.kz](mailto:e.idrissova@kmge.kz).

**Салимгереев Малик Жанабаевич**

канд. геол.-мин. наук

ORCID [0009-0003-0238-9574](https://orcid.org/0009-0003-0238-9574)

e-mail: [m.salimgereyev@kmge.kz](mailto:m.salimgereyev@kmge.kz).

**Огай Евгений Кипониевич**

докт. техн. наук

ORCID [0000-0002-5109-5623](https://orcid.org/0000-0002-5109-5623)

e-mail: [y.ogay@kmge.kz](mailto:y.ogay@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**Elmira K. Idrisova**

Cand. Sc. (Biology)

ORCID [0009-0000-2420-2350](https://orcid.org/0009-0000-2420-2350)

e-mail: [e.idrissova@kmge.kz](mailto:e.idrissova@kmge.kz).

**Malik Zh. Salimgereyev**

Cand. Sc. (Geology&Mineralogy)

ORCID [0009-0003-0238-9574](https://orcid.org/0009-0003-0238-9574)

e-mail: [m.salimgereyev@kmge.kz](mailto:m.salimgereyev@kmge.kz).

**Yevgeniy K. Ogay**

Doct. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-5109-5623](https://orcid.org/0000-0002-5109-5623)

e-mail: [y.ogay@kmge.kz](mailto:y.ogay@kmge.kz).

**\*Атемова Гулшира Турсыновна**  
канд. биол. наук  
ORCID [0009-0003-2317-4687](#)  
e-mail: [g.atemova@kmge.kz](mailto:g.atemova@kmge.kz).

**\*Gulshira T. Atemova**  
Cand. Sc. (Biology)  
ORCID [0009-0003-2317-4687](#)  
e-mail: [g.atemova@kmge.kz](mailto:g.atemova@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



### Памяти Ибрашева Кенжебека Ниязовича

С глубоким прискорбием сообщаем о безвременной кончине учёного, опытного производственника, кандидата технических наук, сертифицированного директора Британского института директоров в сфере менеджмента геологоразведки и нефтедобычи, члена редакционной коллегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» **Ибрашева Кенжебека Ниязовича**.

Кенжебек Ниязович посвятил всю свою профессиональную жизнь развитию топливно-энергетического комплекса Казахстана. Являясь признанным специалистом в области нефтегазовой политики и устойчивого развития энергетики, он внёс значительный вклад в формирование стратегических направлений развития отрасли, укрепление международного сотрудничества и подготовку нового поколения специалистов.

Начав трудовую деятельность дизелист-мотористом Прикаспийской нефтеразведочной экспедиции, в последующем он занимал высокие производственные и государственные должности: главного инженера и начальника Балыкшинского Управления буровых работ «Эмбанефть», президента «Казахстан Каспий Шельф», регионального директора по новым проектам компании Agir KCO, генерального директора АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», главы квазигосударственного ТОО «Production Sharing Agreement (PSA)», президента Казахстанско-Британского технического университета. В последние годы жизни он возглавлял Ассоциацию юридических лиц «KAZENERGY», где проявил себя как дальновидный руководитель и авторитетный общественный деятель.

На всех этапах деятельности зарекомендовал себя принципиальным и бескомпромиссным защитником экономических и экологических интересов Казахстана, последовательным и убежденным сторонником реформирования казахстанской системы подготовки специалистов в области геологоразведки и освоения нефтегазовых месторождений.

Светлая память о Кенжебеке Ниязовиче Ибрашеве навсегда останется в сердцах родных, друзей, учеников и коллег.

*Редакция «Вестника нефтегазовой отрасли Казахстана»*

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

## 1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz), ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

## 2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение \*.doc, \*.docx, \*.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК<sup>1</sup>, МРНТИ<sup>2</sup>, тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык<sup>3</sup>. 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 (адебиеттер 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.

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://gnti.ru/>

<sup>3</sup> Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

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, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задаётся заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника.

**Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные 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** задаётся шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в нередактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: [journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](http://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](http://vestnik-ngo.kz), previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

### 2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have \*.doc, \*.docx, \*.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC<sup>1</sup>, CSCSTI<sup>2</sup>, 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

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://qmti.ru/>

with the translation into English. Each Figure should be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format<sup>3</sup>.

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

<sup>3</sup> Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](http://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](http://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. Плагиятқа 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, плагият пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін тандалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

### **2. Мақалаға қойылатын талаптар**

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда \*.doc, \*.docx, \*.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. **ӨОЖ<sup>1</sup>, ФТАХР<sup>2</sup>**, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация,

<sup>1</sup> [classinform.ru/udk.html](http://classinform.ru/udk.html)

<sup>2</sup> [gmti.ru/](http://gmti.ru/)

негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне<sup>3</sup> аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «\*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі ӨОЖ, FТАХР** кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар

мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. **Қолжазбаның мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. **Қолжазба мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в)...), 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,

<sup>3</sup> Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

**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 мәтінінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде 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: [journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](http://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

**15. Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus

SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтпен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтпен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтпен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («\*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «\*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

**Бет жиектері** келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Республика Казахстан,  
105004, г. Астана,  
БЦ Изумрудный квартал,  
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»  
тел.: 8(7172) 60-90-26  
e-mail: [vestnik@kmge.kz](mailto:vestnik@kmge.kz)  
site: [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz)

Подписано в печать 30.09.2025 г.  
Формат 72х104. Гарнитура Arial.  
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Пчела-PV»  
140000, г. Аксу, ул. Пушкина д.4. Тел.: +7 708 001 84 06. p4ela\_pvl@mail.ru