

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

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR

OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ

САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 8(1), 2026

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 8, № 1 (2026)

Астана 2026

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

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

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

Члены редколлегии

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

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой
отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

**Жемчужников В.Г., Фустич М., Ахметжанов А.Ж., Досан А.Д.,
Курбаниязов С.К.**

Аградирующие палеозойские карбонатные массивы. Главные
конседиментационные мегаструктуры в сверхглубоких
интервалах Центрально-Азиатского осадочного бассейна 8

БУРЕНИЕ

**Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Куатов Р.Ж., Примбетов С.А.,
Отебай Б.М., Сарбопеев О.К.**

О причинах и механизме ухудшения свойств бурового
раствора при бурении скважин в интервалах водонасыщенных
пластов юрских отложений на месторождениях Узень
и Карамандыбас..... 19

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дуйсалиев А.М., Исмаилов А.А.

Кислотный гидравлический разрыв пласта
в сложнопостроенных переслоенных пластах 31

**Сагынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., Джаксылыков Т.С.,
Марданов А.С., Мукатов Ж.А.**

Методические подходы к анализу эффективности
гидроразрыва пласта на примере месторождения М..... 43

ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

Уалиев Д.А., Мирзоев А.

Оценка целостности дниц резервуаров на основе продвинутого
сканирования MFL/ET: пример применения в Казахстане 55

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

**Сейтенова Г.Ж., Сыздык А.Г., Дюсова Р.М., Байгазинов Ж.А.,
Нуркасимов А.К., Касымжанов М.Т.**

Исследование радиационной сшивки полиэтиленов
в различных средах для применения в строительной
и нефтегазовой отрасли 66

Бисенова М.А., Биджиева С.Х.

Исследование активности сульфидогенных бактерий пластовой
микрофлоры нефтяного месторождения (Казахстан)
и их потенциального вклада в коррозионные процессы 79

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

**Карабасова Н.А., Кайрлиева Ф.Б., Шамбилова Г.К.,
Шириязданов Р.Р.**

Результаты оптимизации установки ЭЛОУ-АВТ Атырауского
нефтеперерабатывающего завода 89

ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА

Альжанов Н.К., Тлешев М.Т.

Расчёты ледостойкой сателлитной платформы
для казахстанского сектора Каспийского моря 98

Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ахметов Р.Н., Кадырова С.Д.

Создание автоматизированного модуля по оценке
управленческого резерва на непредвиденные расходы
при планировании строительства нефтегазовых объектов 113

Требования к статьям научно-практического журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 123

Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 18609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

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

Members of the editorial board

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

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

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

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Contents

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

GEOLOGY

Zhemchuzhnikov V.G., Fustic M., Akhmetzhanov A.Zh., Dossan A.D., Kurbaniyazov S.K.
Aggrading Palaeozoic Carbonate Massifs. The Main Consedimentary Megastructures in The Ultra-Deep Intervals of The Central Asian Sedimentary Basin..... 8

DRILLING

Bulda Y.A., Dzhalishev R.V., Kuoatov R.Zh., Primbetov S.A., Otebay B.M., Sarbopeyev O.K.
On the Causes and Mechanism of Deterioration of the Properties of Drilling Mud when Drilling Wells in the Intervals of Water-Saturated Layers of Jurassic Sediments of The Uzen and Karamandybas Fields 19

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Duisaliyev A.M., Ismailov A.A.
Acid Hydraulic Fracturing in Complex Interbedded Reservoirs 31
Sagyngali N.N., Baspayev Ye.T., Bashev A.A., Jaxylykov T.S., Mardanov A.S., Mukatov Zh.A.
Methodological Approaches to Analyzing the Effectiveness of Hydraulic Fracturing: A Case Study of the M Field 43

OIL&GAS TRANSPORTATION

Ualiyev D.A., Mirzoev A.
Evaluating Integrity of Storage Tank Bottoms based on Advanced Mfl/Et Scanning: Use Case in Kazakhstan 55

PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

Seitenova G.Zh., Syzdyk A.G., Dyussova R.M., Baygazinov Zh.A., Nurkassimov A.K., Kassymzhanov M.T.
Radiation-Induced Crosslinking of Polyethylenes under Different Media for Construction and Oil & Gas Applications 66
Bissenova M.A., Bidzhiyeva S.Kh.
Study of the sulfidogenic bacteria activity in the formation microflora of an oil field (Kazakhstan) and their potential contribution to corrosion processes..... 79

PETROCHEMISTRY & OIL REFINING

Karabassova N.A., Kayrliyeva F.B., Shambilova G.K., Shiryazdanov R.R.
Optimization Results of the ELOU-AVT Unit at the Atyrau Oil Refinery 89

ECOLOGY&ECONOMY

Alzhanov N.K., Tleshev M.T.
Structural Calculations of an Ice-Resistant Satellite Platform for the Kazakh Sector of the Caspian Sea 98
Chizhikov S.V., Dubovitskaya Ye.A., Akhmetov R.N., Kadyrova S.Dzh.
Development of an Automated Module for Assessing the Management Reserve for Contingencies in Oil and Gas Construction Planning 113

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice 123

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

8 том, № 1 (2026)

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

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

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

Редакциялық алқа мүшелері
Әбілхасымов Қ.Б., геол.-мин.
ғыл. докт. (Қазақстан) Ағзамов
Ф.А., техн. ғылым. докт.
(Ресей)

Ғабдуллин М.Т., физ.-мат.
ғылым. канд., плазма физикасы
жөніндегі PhD (Қазақстан)
Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.
докт., бас редактордың орынб.
(Қазақстан)

Құлекеев Ж.Ә., экон. ғылым.
канд. (Қазақстан)
Мұнара А., геология жөніндегі
PhD (Қазақстан)
Нұртаева Г.Қ., пед. ғыл. докт.
хим. ғылым. канд. (Қазақстан)
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.,
бас редактордың орынб.
(Қазақстан)

Пурафшари Пейман, PhD
(Қазақстан)
Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)
Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт. (Қазақстан)
Сұлтанов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Ресей)
Умедов Ш.Х., техн. ғылым.
докт. (Өзбекстан)
Өміралиев Б.Т., техн. ғылым.
докт. (Қазақстан)

Атқарушы хатшы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

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

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

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

ГЕОЛОГИЯ

**Жемчужников В.Г., Фустич М., Ахметжанов Ә.Ж., Досан А.Д.,
Құрбаниязов С.Қ.**
Палеозой дәуіріндегі аградациялық карбонатты массивтер.
Орталық Азия шөгінді бассейнінің аса терең қабаттарындағы
негізгі конседиментациялық мегақұрылымдар8

БҰРҒЫЛАУ

**Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Қуатов Р.Ж., Примбетов С.А.,
Өтебай Б.М., Сарбопеев О.Қ.**
Өзен және Қарамандыбас кен орындарында Юра шөгінділерінің
суға қаныққан қабаттары аралықтарында ұңғымаларды бұрғылау
кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлау себептері
мен механизмі туралы19

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Дүйсалиев А.М., Исмаилов А.А.
Күрделі құрылымды қабаттасқан қабаттарда қышқылды
гидравликалық жару31

**Сағынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев Ә.А., Жақсылықов Т.С.,
Марданов А.С., Мұқатов Ж.А.**
М кен орны мысалында қабатты гидравликалық жарудың
тиімділігін талдаудың әдістемелік тәсілдері43

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ТАСЫМАЛУ

Уәлиев Д.А., Мирзоев А.
MFL/ET жетілдірілген сканерлеу технологияларының негізінде
резервуар түбінің тұтастығын бағалау: Қазақстанда қолдану
мысалы55

ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

**Сейтенова Г.Ж., Сыздық А.Ф., Дюсова Р.М., Байгазинов Ж.А.,
Нуркасимов А.Қ., Қасымжанов М.Т.**
Құрылыс және мұнай-газ саласында қолдану үшін әр түрлі
ортадағы полиэтилендердің радиациялық өзара байланысын
зерттеу66

Бисенова М.А., Биджиева С.Х.
Қазақстан мұнай кен орнының қабат микрофлорасының
сульфидогендік бактерияларының белсенділігін және олардың
коррозиялық процестерге әлеуетті үлесін зерттеу79

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

**Қарабасова Н.А., Қайырлиева Ф.Б., Шамбилова Г.Қ.,
Шириязданов Р.Р.**
Атырау қаласындағы мұнайды қайта өңдеу зауытының
ЭЛОУ-АВТ қондырғысын оңтайландыру нәтижелері89

ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ЭКОНОМИКА

Әлжанов Н.Қ., Тлешев М.Т.
Қазақстанның Каспий теңізі секторы үшін мұзға төзімді
сателлиттік платформаның есептеулері98

Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ахметов Р.Н., Кадырова С.Д.
Мұнай-газ объектілерінің құрылысын жоспарлау барысында
күтпеген шығындарға арналған басқарушылық резервті бағалау
бойынша автоматтандырылған модульді құру113

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар123

UDC 551.1/.4
CSCSTI 38.21.17

DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940)

Received: 12.01.2026.

Accepted: 20.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Review article

Aggrading Palaeozoic Carbonate Massifs. The Main Consedimentary Megastructures in The Ultra-Deep Intervals of The Central Asian Sedimentary Basin

Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov¹, Milovan Fustic², Aitbek Zh. Akhmetzhanov¹,
Aizada D. Dossan¹, Saken K. Kurbaniyazov³

¹Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

²Nazarbayev University, Astana, Kazakhstan

³Khoja Akhmet Yasawi Kazakh-Turkish International University, Turkestan, Kazakhstan

ABSTRACT

Palaeozoic carbonates exposed in the Karatau Ridge of southern Kazakhstan represent isolated offshore carbonate massifs that developed as shallow- marine carbonate mounts within the ancient Proto-Tethys Ocean. These massifs aggraded in response to tectonic subsidence, forming prominent positive relief features on the ocean floor. Repeated sea level oscillations led to periodic subaerial exposures and associated karstification, while meteoric-marine mixing in their margins led to dolomitization. Together, these processes generated extensive karst voids and secondary porosity that later served as hydrocarbon reservoirs. Subsequent fold-and-thrust deformations and orogenesis, uplifted and exposed giant fragments of carbonate massifs, enabling detailed stratigraphic and sedimentological investigations, which provide valuable insights for geological exploration across the sedimentary basins of Central Asia.

Keywords: *sedimentary basin; carbonate; aggrading-up sequences; hydrocarbon.*

To cite this article:

Zhemchuzhnikov VG, Fustic M, Akhmetzhanov AZ, et al. Aggrading Palaeozoic Carbonate Massifs. The Main Consedimentary Megastructures in The Ultra-Deep Intervals of The Central Asian Sedimentary Basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):8–18. DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940).

УДК 551.1/.4
МРНТИ 38.21.17

DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940)

Получена: 12.01.2026.

Одобрена: 20.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Научный обзор

Аградирующие палеозойские карбонатные массивы. Главные конседиментационные мегаструктуры в сверхглубоких интервалах Центрально-Азиатского осадочного бассейна

В.Г. Жемчужников¹, М. Фустич², А.Ж. Ахметжанов¹, А.Д. Досан¹, С.К. Курбаниязов³

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

²Назарбаев Университет, г. Астана, Казахстан

³Международный казахско-турецкий университет им. Ходжи Ахмеда Ясави, г. Туркестан, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Палеозойские карбонаты, обнажённые в хребте Каратау на юге Казахстана, образуют карбонатные массивы, которые сформировались как изолированные внутриморские мелководные карбонатные горы древнего океана Прототетис. Они нарастали вверх, образуя положительный рельеф дна океана. В результате колебаний уровня моря окраины массивов подверглись минералогическим кальцит-доломитовым трансформациям. Как следствие образовались карстовые пустоты и вторичная пористость, которые стали типовыми коллекторами для углеводородов. После складчато-надвиговых деформаций и орогенеза сохранились гигантские фрагменты этих карбонатных массивов, которые могут быть целевыми объектами для геологоразведки в осадочных бассейнах Центральной Азии.

Ключевые слова: осадочный бассейн, карбонаты, аградирующие кверху сиквенсы, углеводороды.

Как цитировать:

Жемчужников В.Г., Фустич М., Ахметжанов А.Ж., и др. Аградирующие палеозойские карбонатные массивы. Главные конседиментационные мегаструктуры в сверхглубоких интервалах Центрально-Азиатского осадочного бассейна // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 8–18. DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940).

ӨОЖ 551.1/4
ҒТАХР 38.21.17

DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940)

Қабылданды: 12.01.2026.

Мақұлданды: 20.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Ғылыми шолу

Палеозой дәуіріндегі аградациялық карбонатты массивтер. Орталық Азия шөгінді бассейнінің аса терең қабаттарындағы негізгі конседиментациялық мегақұрылымдар

В.Г. Жемчужников¹, М. Фустич², Ә.Ж. Ахметжанов¹, А.Д. Досан¹, С.Қ. Құрбаниязов³

¹Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²Назарбаев Университеті, Астана қаласы, Қазақстан

³Қожа Ахмет Ясауи атындағы Қазақ-түрік халықаралық университеті, Түркістан қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Қазақстанның оңтүстігіндегі Қаратау жотасында ашылған палеозой карбонаттары ежелгі прототис мұхитының оқшауланған теңіз ішіндегі таяз карбонатты таулары ретінде қалыптасқан карбонатты массивтерді құрайды. Олар жоғары қарай өсіп, мұхит түбінің оң рельефін қалыптастырды. Теңіз деңгейінің ауытқуы нәтижесінде массивтердің шеткі бөліктері минералогиялық кальцит-доломиттік өзгерістерге ұшырады. Соның нәтижесінде карст қуыстары мен қайталама кеуектілік пайда болып, олар көмірсутектердің жиналуына қолайлы типтік коллекторлар қызметін атқарды. Қатпарлы-ығыспалы деформациялар мен орогенезден кейін осы карбонатты массивтердің алып фрагменттері сақталып, олар Орталық Азияның шөгінді бассейндерінде геологиялық барлау жұмыстары үшін нысаналы объектілер бола алады.

Негізгі сөздер: шөгінді бассейн, карбонаттар, жоғары қарай аградациялық түрде дамыған сиквенстер, көмірсутектер.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жемчужников В.Г., Фустич М., Ахметжанов Ә.Ж., және б. Палеозой дәуіріндегі аградациялық карбонатты массивтер. Орталық Азия шөгінді бассейнінің аса терең қабаттарындағы негізгі конседиментациялық мегақұрылымдар // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 8–18 б. DOI: [10.54859/kjogi108940](https://doi.org/10.54859/kjogi108940).

Introduction

The Karatau mountains (Fig. 1) in the south of Kazakhstan are presented by multikilometer thickness of siliciclastic-carbonate strata [1]. The Palaeozoic and Mesozoic-Cenozoic successions are biostratigraphically constrained, while Late Proterozoic strata are substantiated by absolute geochronology. The complete Palaeozoic stratigraphy is well exposed in Karatau ridge [2, 3], which elevation rarely exceed 1000 m, although in the axial part of the ridge reaches 2173 m (Bessaz Peak). However, the relative elevations of uplifts above the modern valleys is not exceeding 100–300 m. Modern river valleys intersect the mountainous part perpendicular to the strike of the main geological structures, creating favorable outcrop exposures for examining structures and stratigraphy and correlating them between valleys over long distances (tens of kilometres). The base of Karatau section is presented by Bessazian Group, composed of crystalline schists, amphibolites, and serpentinites, which are intersected by younger plagiogranites. The isotope age dates vary from 934 Ma to 825 Ma and 775 Ma [2], which coincide to the tops of Tonian Period.

Two carbonate units were successively formed during Baikalian and Caledonian tectonic epoch: Neoproterozoic and Cambrian-Lower Ordovician, each up to 2–3 km thick, as long as two siliciclastic units: Neoproterozoic-Ediacaran and Middle-Upper Ordovician flyshoids, each up to 2.5–4 km thick.

The base of this section is presented by bimodal basaltic-rhyolite volcanites characterized by thicknesses up to 1.5 km and more. Their absolute age of 725 Ma correlates with the volcano-sedimentary deposits of the Neoproterozoic of the Maly Karatau from the Kurgan tuffites, the absolute age was obtained from zircons of 820 million years and 779 million years [2]. An age of 570 Ma (corresponding to Ediacaran of the upper Neoproterozoic) was confirmed using K/Ar method in glauconitic sandstones of siliciclastic-carbonate deposits of the Kyrshabakty formation of Maly Karatau [4].

The contact with the overlying Precambrian and Lower Palaeozoic successions is marked by an angular unconformity presented by Baikonur Cryogenian tilloids, which is widely recognized as a marker horizon. These tilloids are overlain by Terraneuvian Epoch of the Lower Cambrian organic- and silica-rich Kurumsak formation shale and the phosphate-bearing Chulaktau formations [1–3].

The Early Palaeozoic succession includes Cambrian-Lower Ordovician carbonates [5] characterized by a very diverse shallow- and deep-water facies (Fig. 2) and Ordovician siliciclastic deep-water turbidites which are dated by the fauna of trilobites, graptolites, and conodonts [1, 2]. The end of this early Palaeozoic stage is marked by Caledonian orogeny and associated intrusions

of the Upper Ordovician granitoids in Maly Karatau [2]. The orogeny caused significant deformation of the Late Proterozoic and early Palaeozoic siliciclastic-carbonate succession including the overthrusting and assemblage of tectonic packages in the form of monoclin-flexural blocks and overthrusting [6, 7] (Fig. 1, geological cross-section C–D [7]). However, the original basin stratigraphy including basin-wide palaeogeographical zoning has been well preserved.

The Late Palaeozoic is comprised of multikilometer terrigenous-carbonate deposits, predominantly accumulated during the Hercynian stage [1–3, 8].

Red-colored terrigenous sequences of the Middle-Late Devonian, as well as Late Carboniferous and Permian are 2–3 km thickness each [2]. These are separated by 4 km of Famennian-Carboniferous multifacial shallow and deep-water carbonates, rich in diverse fossil fauna, foraminifera and conodont microfauna [9] (Fig. 3).

The end of the deposition at the latest Permian is caused by transpressive tectonics along the Main Karatau Fault [10] and associated intrusion of small granitoids. As a result, the Famennian-Early Carboniferous carbonate basin was broken apart into large tectonic blocks (Fig. 1, geological cross-section A–B in lower insert).

The Mesozoic succession includes, Jurassic lacustrine-alluvial deposits accumulated in the Leontinov graben [2] (Fig. 1) which was formed by the dextral strike-slip movements along the Main Karatau Fault, and Cretaceous continental clastics of debatable origin.

The Karatau region is crossed cut by a giant lineament (Fig. 1) – the long-lasting Main Karatau fault, which was active at least since Proterozoic when continental rift structures were formed [6]. Together with its feathering faults, it was reactivated multiple times and particularly during the Caledonian and Hercynian orogenies, contributing to exerting deformations of the accumulated sedimentary strata and their divisions into tectonic blocks, including: North-West Karatau, Central Karatau, Axial Karatau, South-Eastern Karatau, Leontinov graben, Baizhansai, Kokzhot horst and Maly Karatau (Fig. 1, lower insert; [1]).

Carbonate massif geological model

Palaeozoic carbonates exposed in Karatau mountains are interpreted as off-shore isolated platform accumulations formed in two stages: i) in the Cambrian-Early Ordovician in the Maly Karatau and, ii) at the end of the Devonian – beginning of the Carboniferous within the Bolshoi Karatau [1, 5, 8]. In international geological practice, offshore carbonate platforms have received a cumbersome name as “isolated submarine carbonate mount”, but the closest in meaning to geology is the term “carbonate massif” (Fig. 4). The carbonate massifs are characterized by significantly higher thicknesses of reef-building

sediments compared to their coeval deep-water basin fine grained sediments, and a narrow transition zone between the two, where sediments shed of from the platform form steeply dipping wedge-shaped deposits commonly referred to as carbonate slopes [5, 8] (Fig. 4). The carbonate massifs themselves are almost entirely composed of limestones comprised of different facies and, to a lesser extent, dolomites and other commonly light-colored carbonates.

In contrast, the coeval deep-water carbonates thin-layered clay-rich shale are commonly dark colored due to the preservation of ocean derived organics in deep-water sub- and/or anoxic conditions. Slope deposits are commonly characterized by alternating light and dark colors, which are reflecting shifts between storms when platform sourced bioclastics are derived and quite periods when deep water sediments accumulated from water-column.

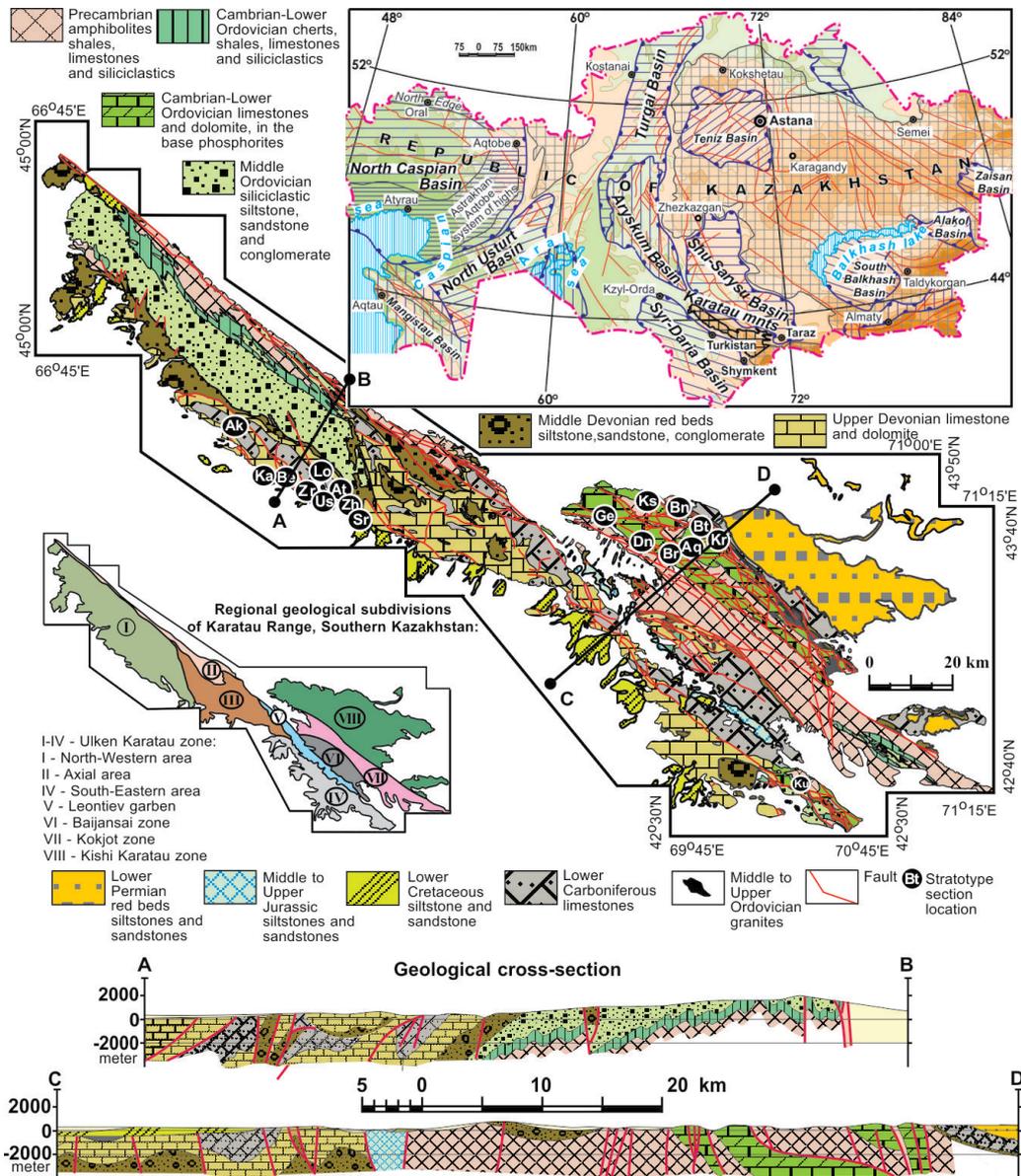


Figure 1. Geological map and representative cross-sections of the Karatau Range (Southern Kazakhstan)

Modified after [1]. For full names of stratotype sections (black circles) see captions in Fig. 2 and 3

The carbonate massif developed from a flat carbonate shelf attached to main-land to an isolated offshore massif characterized by marginal oolitic sandbanks comprised of stacked grainstone accumulations and deep-water reef mounds developed on slopes (Fig. 5). In response to basement subsidence and associated relative sea-level rise, the carbonate massif was growing upward, continuously providing sediment source for slope and deep-water basin. These sediments were derived by debris flows and both low- and high-density turbidites [5, 8].

Reservoir Facies Associations

The shallow-water facies of the carbonate massifs are documented: i) in the northeast – the most ancient Cambrian-Ordovician in the Maly Karatau, in the Ushbas-Tamdy interfluvium, and ii) in the extreme south – in the Ters-Arys interfluvium [1]. They are composed of interbedded thick-layered limestones and dolomites reaching a thickness of 2000–4000 m, and characterized by layers of oolitic limestones along the edges of Palaeo-massifs [5].

The carbonate massif facies are widespread in Bolsoi Karatau, while in Maly Karatau they are

replaced by coeval Upper Devonian quartz- and feldspar rich red beds. Specific locations in Bolshoi Karatau include: i) Zhilandy–Shert interfluvium, and ii) in Baizhansai, between the upper reaches of the Shayan River and the upper reaches of the Shert River [8] they form shallow-water strata up to 4000 m thick.

These carbonate massifs underwent mineralogical transformations caused by early marine diagenesis and surface karst, which led to the filling of voids with marine cement and karst filler, as well as early dolomitization of carbonate deposits.

When submerged to depth, thermal sulfate reduction was manifested at some horizons and, as a result of deep diagenesis, the carbonate strata were subjected to dedolomitization (Fig. 5).

They differ well both in mineralogical composition and in the values of stable isotopes $\delta^{18}O$ and $\delta^{13}C$, as well as in the ratio of strontium isotopes $^{87}Sr/^{86}Sr$ [13]. At the end of the Palaeozoic, Karatau experienced Hercynian tectogenesis and, as a result of shear deformations, underwent folding.

Oolite layers of sand shoal facies, sometimes reaching a thickness of up to 500 m, have been

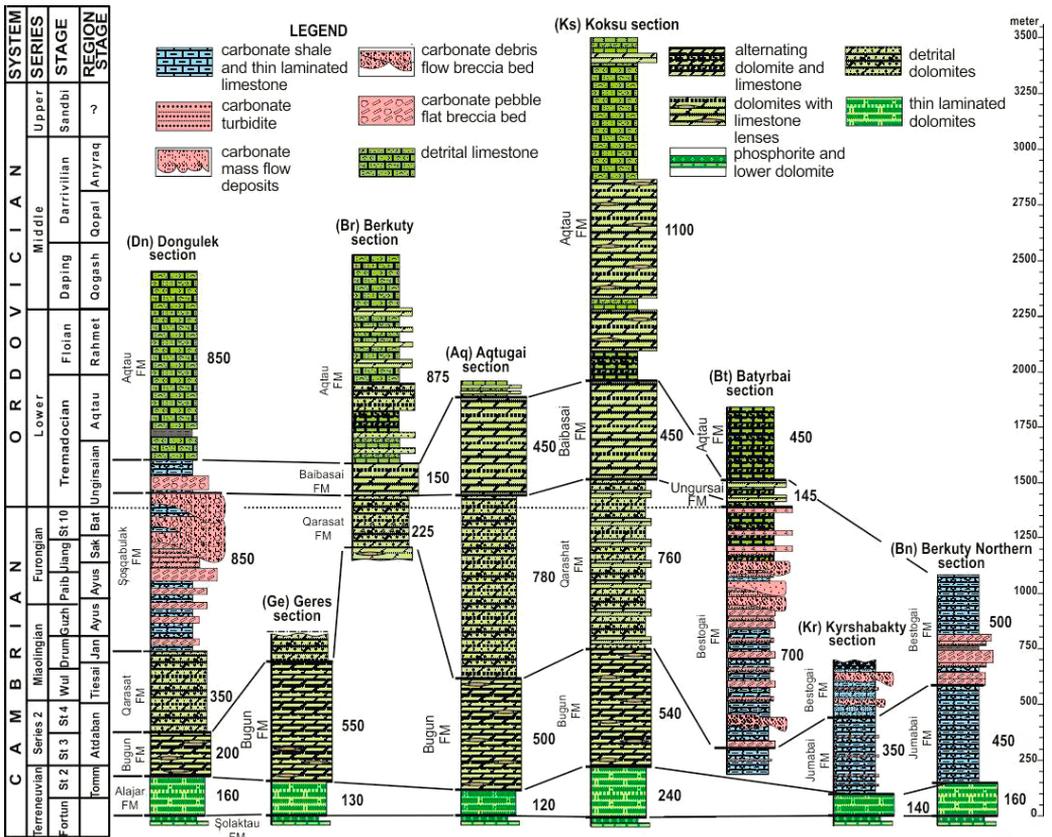


Figure 2. Stratigraphic correlation diagram of Lower Palaeozoic Maly Karatau area

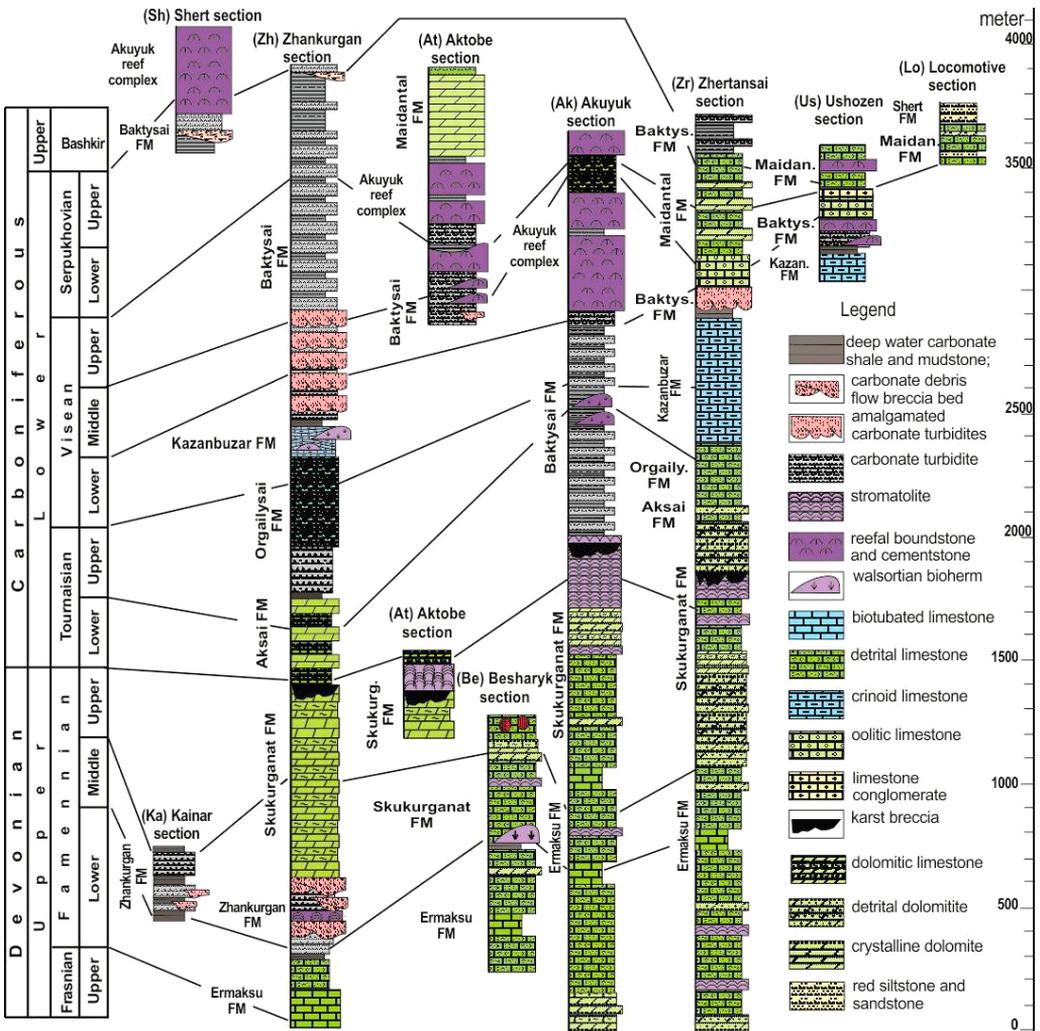


Figure 3. Stratigraphic correlation diagram of Famennian and Lower Carboniferous of North-Western Karatau area (modified after [9])

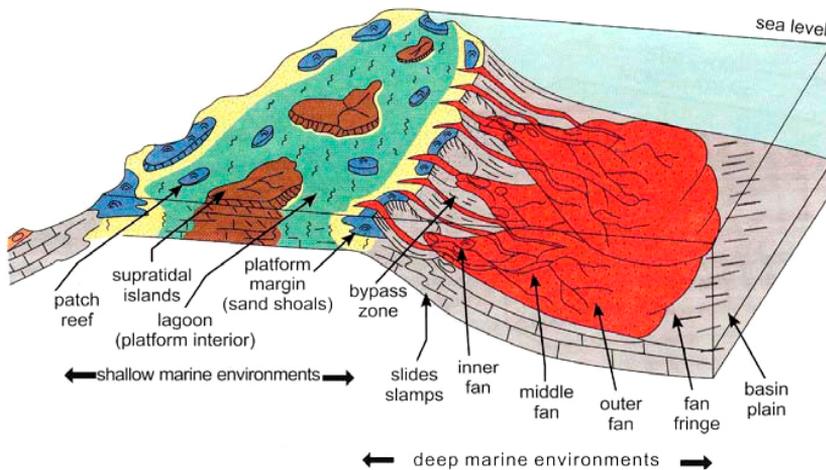


Figure 4. Geological model of the Karatau carbonate massif (modified after [5, 8])

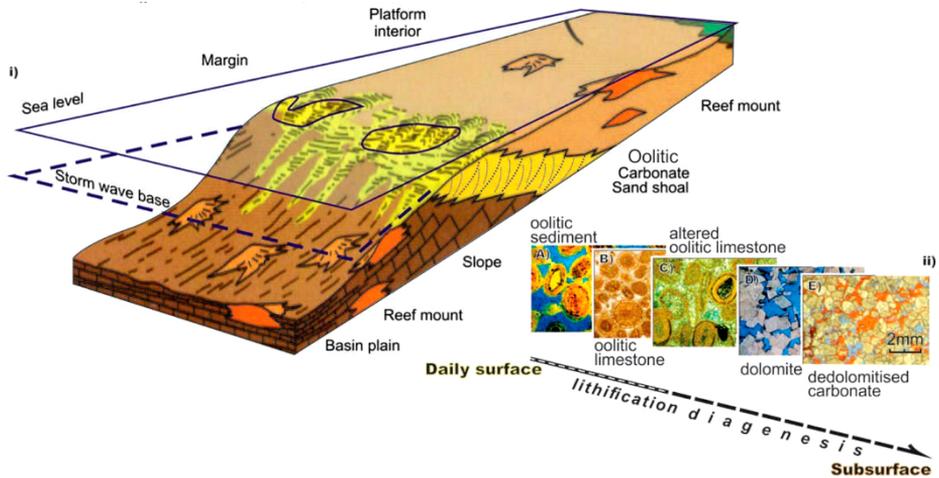


Figure 5. Geological model of Karatau mountains Famennian-Early Carboniferous carbonate platform

i) Schematic depositional model of Karatau mountains Famennian-Early Carboniferous carbonate platform including; ii) typical sedimentary and diagenetic micro-facies (modified after [11, 12])

Note that maximum diagenesis in the Karatau carbonates is confined to the marine oolitic sand shoal facies on the platform margin and is characterized by dolomitization of the primary limestone sediment

studied in Maidantal Formation the Zhertansai and Ushozen sections (Fig. 3), and paleogeographic reconstructions suggest that they extended for tens of kilometers [14].

Tectonic fragmentation

The Famennian-Lower Carboniferous carbonate deposits are tectonically separated along the Main Karatau Wrench Fault (Fig. 6) over a distance of up to 200 km as a result of right-lateral strike-slip deformations during of the Permian-Mesozoic and Cenozoic periods [9]. In addition, the carbonate deposits are divided into numerous isolated giant tectonic blocks with varying sinistral antithetic and extral synthetic offsets (Fig. 1). Since the faults are curvilinear, various blocks along the fault route experienced both uplift and subsiding of the basement, depending on the distribution of compression or tension forces. Deep fault tectonics is widely interpreted throughout Central Asia tectonic basement (Fig. 1, upper inset). However, these blocks retain vertical facies continuity, which allows for the analysis of sedimentary and diagenetic facies, including various porosity types and different karsts [12–14].

Conclusion

In the sedimentary basins of Kazakhstan, and throughout the Central Asia, in the interval of the Cambrian and Lower Ordovician, as well as the Famennian and Lower Carboniferous deep geological sections the thick carbonate deposits of various facies are distributed over a large area [13, 15]. In the North Caspian Depression, within the Astrakhan-Aktobe facies zone, the Northern, Eastern and Southern facies zones (Fig. 1, upper inset), the giant oil and gas-bearing

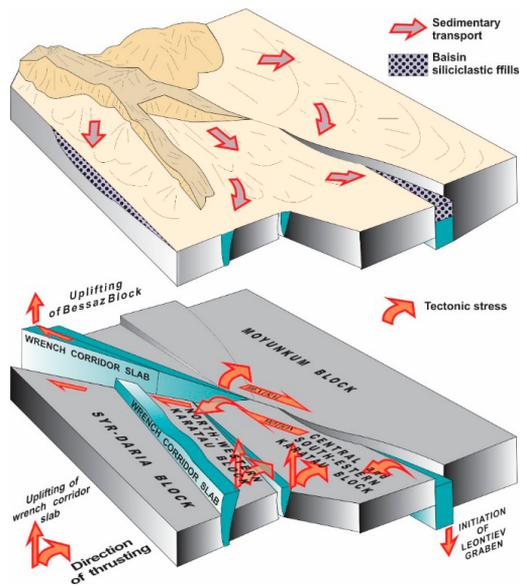


Figure 6. Palaeogeography and main tectonic blocks and movements of Karatau Range for Late Permian to Late Mesozoic time along dextral Main Karatau Wrench Fault

Tengiz-Kashagan, Zhanazhol and Karachaganak carbonate platforms have been explored and studied in detail, forming groups of carbonate massifs of large area and great thickness to subsurface depth of 5 km [16–18]. Their structure and carbonate facies zonation are reliably recognized by seismic lines and borehole geophysics methods, especially by formation-velocity characteristics, as well as by density, radioactivity

and magnetic susceptibility of the rocks [16]. There is in the northern edge of Astrakhan-Aqtobe facial area, in the super-deep well Tasym Yugo-Vostochnaya 1, at TD 7 km, reservoirs with a porosity of up to 13% were interpreted and discovered, and these data are confirmed by both borehole geophysics and petrophysical study of the core samples [19].

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: Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov – preparation, writing and editing of the manuscript, collection of materials; Milovan Fustic – writing of the article, analysis and verification of the results; Aitbek Zh. Akhmetzhanov – preparation of materials and graphics; Aizada D. Dossan – preparation and editing of the manuscript; Saken K. Kurbaniyazov – editing of the manuscript.

Although variably displaced and deformed by compressive tectonics Karatau's carbonate successions of such massifs serve as an unparalleled portal for the prediction, assessment and exploration of hydrocarbon plays at deep and ultra-deep horizons in the subsurface of sedimentary basins of the Central Asia, which are of particular interest to carbonate field operators.

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: Жемчужников В.Г. – подготовка и написание рукописи, сбор материалов; Фустич М. – проверка результатов; Ахметжанов А.Ж. – подготовка материалов и графики; Досан А.Д. – подготовка и редактирование текста рукописи; Курбаниязов С.К. – анализ рукописи.

REFERENCES

1. Zhemchuzhnikov VG, Ergaliev GK. The geology of sedimentary basins of Karatau-ridge (Southern Kazakhstan). *Proceedings of The National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan. Geological Series.* 2010;1(423):4–23. (In Russ).
2. Academy of Sciences of KazSSR, Ministry of Geology of KazSSR. *Geology and Metallogeny of Karatau. Vol. 1. Geology.* Alma-Ata: Nauka; 1986. 240 p. (In Russ).
3. Academy of Sciences of KazSSR, Ministry of Geology of KazSSR. *Geology and Metallogeny of Karatau. Vol. 2. Metallogeny.* Alma-Ata: Nauka; 1987. 248 p. (In Russ).
4. Korolev VG, Maksumova RA. Kyr-Shabaktyyskaya svita i vzaimosvyaz' karoyskoy i tamdinskoy seriy hrebta Malyy Karatau. *Herald of Academy of Sciences of USSR. Geological Series.* 1976;7:84–88. (In Russ).
5. Cook HE, Taylor ME, Zhemchuzhnikov VG, et al. *Comparison of Two Early Palaeozoic Carbonate Submarine Fans. Western United States and Southern Kazakhstan, Soviet Union.* In: Cooper JD, Stevens CH, editors. *Palaeozoic Palaeogeography of the Western United States – II: Pacific Section SEPM.* 1991; 67:847–872.
6. Patalakha EI, Giorgobiani TV. *Strukturnyy analiz lineynoy skladchatosti na primere khrebta Karatau.* Alma-Ata: Nauka; 1975. 196 p. (In Russ).
7. Alexeyev DV. Skladchatyye nadvigi v Malom Karatau (Yuzhnyy Kazakhstan). *Doklady Akademii Nauk.* 1997;353(2):220–222. (In Russ).
8. Cook HE, Zhemchuzhnikov VG, Buvtyshkin VP, et al. *Devonian and Carboniferous passive-margin carbonate platform of Southern Kazakhstan: Summary of depositional and stratigraphic models to assist in the exploration and production of coeval giant carbonate platform oil and gas fields in the North Caspian basin, Western Kazakhstan.* In: Beauchamp B, Embry A, editors. *Pangea: Global Environments and Resources. Canadian Society of Petroleum Geologists.* 1994;17:363–381.
9. Zhemchuzhnikov VG, Sirazhev AN. Geology and depth structures of the main Karatau strike-slip fault, Southern Kazakhstan. VIII International Symposium "Problems of Geodynamics and Geocology of Intracontinental Orogens"; 2021 28 June – 2 July; Bishkek, Kyrgyz Republic. Available from: iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/929/1/012011.
10. Zhemchuzhnikov VG, Zhajmina VY, Kuk GE, et al. Stratigrafiya verhnedeuvonsko-karbonovykh karbonatnykh otlozheniy severo-zapadnoy chasti Bol'shogo Karatau, Yuzhnyy Kazakhstan. *Sostoyaniye, perspektivy i zadachi stratigrafii Kazakhstana: Materialy Mezhdunarodnoy konferentsii.* 2022;60–62. (In Russ).
11. James NP. *Reef environment.* In: Scholle P.A., Bebout D.G., Moore C.H., editors. *Memoir.* 1983;33:345–440.
12. Zhemchuzhnikov V.G. Post-sedimentary alteration of the Famennian-Mississippian carbonates of Bolshoi Karatau mountains, Southern Kazakhstan. *Asian Current Research on Fluid Inclusions X (ACROFI-X); 2024 Apr 22–27; Almaty, Kazakhstan.* Available from: www.researchgate.net/publication/388465706_Proceedings_of_the_conference_Acrofi-X_Amaty_Kazakhstan_22-27042024.

13. Zempolich WG, Cook HE, Zhemchuzhnikov VG, et al. *Biotic and abiotic influence of the stratigraphic architecture and diagenesis of middle and upper Palaeozoic carbonates of the Bolshoi Karatau Mountains, Kazakhstan and Southern Urals, Russia: implication for the distribution of early marine cement and reservoir quality in subsurface reservoirs*. In: Zempolich WG, Cook HE, editors. *Palaeozoic Carbonates of the Commonwealth of Independent States (CIS): Subsurface Reservoirs and Outcrop Analogs SEPM Special Publication*. 2002;74:123–180. doi: [10.2110/pec.02.74.0123](https://doi.org/10.2110/pec.02.74.0123).
14. Zhemchuzhnikov VG, Buvtyshkin VM, Golub LY, Zorin AY. Palaeogeograficheskaya rekonstruktsiya otlozheniy pozdnego devona i rannego karbona na severo-zapade Bol'shogo Karatau v Yuzhnom Kazahstane. *Geology, mineralogy and prospects of development of mineral resources of the Republic of Kazakhstan*. 2015;98–106. (In Russ).
15. Votsalevski ES, Daukeyev SZ, Kolomiets VP, et al. *Glubinnoye stroeniye i mineral'nyy resursy Kazakhstana*. Vol. 3. Neft i gaz. Almaty: National Academy of Sciences of Kazakhstan; 2002. 246 p. (In Russ).
16. Pilifosov VM. *Seysmostratigraficheskiye modeli podsolevykh otlozheniy Pricaspiyskoy vpadiny*. Alma-Ata: Nauka; 1986. 182 p. (In Russ).
17. Votsalevski ES, Pilifosov VM, Zhemchuzhnikov VG. Carbonate Platforms And Formation of Late Pleozoic Sedimentary Basin of Western Kazakhstan in Relation of Oil-And-Gas Prospectivity. *Geologia Kazakhstan*. Almaty; 2004. P: 341–329. (In Russ).
18. Weber LJ, Francis BP, Harris MP, Clark M. *Stratigraphy, lithofacies, and reservoir distribution – Tengiz field, Kazakhstan*. In: Wayne MA, Harris PM, Morgan W, Somerville I, editors. *Permo-carboniferous carbonate platform and reefs. SEPM Special Publication*. 2003;78:351–394.
19. Geta SP, Zhemchuzhnikov VG, Nugmanov YD, Uvakov KA. *Geologorazvedka severnogo sklona Astrakhansko-Aktyubinskoy sistemy podniatiy na Atyrauskom bloke*. In: Kuandykov BM, Taskinbayev MS, Trokhimenko MS, editors. *Precaspian basin: topical problems of geology and oil and gas occurrence: Proceedings of the APGK*. Issue 1. Atyrau; 2012. P: 96–106. (In Russ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жемчужников В.Г., Ергалиев Г.Х. Геология осадочных бассейнов хребта Каратау (Южный Казахстан) // Известия НАН РК. Геологическая серия. 2010. №1(423). С. 4–23.
2. Академия наук КазССР, Министерство геологии КазССР. Геология и металлогения Каратау. Том 1. Геология. Алма-Ата : Наука, 1986. 240 с.
3. Академия наук КазССР, Министерство геологии КазССР. Геология и металлогения Каратау. Том 2. Металлогения. Алма-Ата : Наука, 1984. 248 с.
4. Королев В.Г., Максумова Р.А. Кыр-Шабактыская свита и взаимосвязь каройской и тамдинской серий хребта Малый Каратау // Вестник Академии наук СССР. Серия геологическая. 1976. № 7. С. 84–88.
5. Cook H.E., Taylor M.E., Zhemchuzhnikov V.G., et al. Comparison of Two Early Palaeozoic Carbonate Submarine Fans. Western United States and Southern Kazakhstan, Soviet Union. In: Cooper J.D., Stevens C.H., editors. *Palaeozoic Palaeogeography of the Western United States – II: Pacific Section SEPM*. 1991. Vol. 67. P. 847–872.
6. Паталаха Е.И., Гиораобиани Т.В. Структурный анализ линейной складчатости на примере хребта Каратау. Алма-Ата : Наука, 1975. 196 с.
7. Алексеев Д.В. Складчатые надвиги в Малом Каратау (Южный Казахстан) // Доклады Академии Наук. 1997. Т. 353, №2. С. 220–222.
8. Cook H.E., Zhemchuzhnikov V.G., Buvtyshkin V.P., et al. Devonian and Carboniferous passive-margin carbonate platform of southern Kazakhstan: Summary of depositional and stratigraphic models to assist in the exploration and production of coeval giant carbonate platform oil and gas fields in the North Caspian basin, Western Kazakhstan. In: Beauchamp B., Embry A., editors. *Pangea: Global Environments and Resources: Canadian Society of Petroleum Geologists*. 1994. Vol. 17. P. 363–381.
9. Zhemchuzhnikov V.G., Sirazhev A.N. Geology and depth structures of the main Karatau strike-slip fault, Southern Kazakhstan // VIII International Symposium “Problems of Geodynamics and Geocology of Intracontinental Orogens”; 28 June – 2 July, 2021; Bishkek, Kyrgyz Republic. Available from: iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/929/1/012011.
10. Жемчужников В.Г., Жаймина В.Я., Кук Г.Е., и др. Стратиграфия верхнедевонско-карбонных карбонатных отложений северо-западной части Большого Каратау, Южный Казахстан // Состояние, перспективы и задачи стратиграфии Казахстана: Материалы Международной конференции. 2022. С. 60–62.
11. James N.P. Reef environment. In: Scholle P.A., Bebout D.G., Moore C.H., editors. *Memoir*. 1983. Vol. 33. P. 345–440.
12. Zhemchuzhnikov V.G. Post-sedimentary alteration of the Famennian-Mississippian carbonates of Bolshoi Karatau mountains, Southern Kazakhstan // Asian Current Research on Fluid Inclusions X (ACROFI-X); April 22–27, 2024; Almaty, Kazakhstan. Available from: www.researchgate.net/publication/388465706_Proceedings_of_the_conference_ACROFI-X_Almaly_Kazakhstan_22-27042024.
13. Zempolich W.G., Cook H.E., Zhemchuzhnikov V.G., et al. Biotic and abiotic influence of the stratigraphic architecture and diagenesis of middle and upper Palaeozoic carbonates of the Bolshoi Karatau Mountains, Kazakhstan and Southern Urals, Russia: implication for the distribution of early marine cement and reservoir quality in subsurface reservoirs. In: Zempolich W.G., Cook H.E., editors. *Palaeozoic Carbonates of the Commonwealth of Independent States (CIS): Subsurface Reservoirs and Outcrop Analogs SEPM Special Publication*. 2002. No. 74. P. 123–180. doi: [10.2110/pec.02.74.0123](https://doi.org/10.2110/pec.02.74.0123).
14. Жемчужников В.Г., Бувтышкин В.М., Голуб Л.Я., Зорин А.Е. Палеогеографическая реконструкция отложений позднего девона и раннего карбона на северо-западе Большого Каратау в Южном Казахстане // Геология, минералогия и перспективы развития минеральных ресурсов Республики Казахстан. 2015. С. 98–106.
15. Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 3. Нефть и газ. Алматы : Национальная Академия Наук Республики Казахстан, 2002. 246 с.
16. Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Алматы : Наука, 1986. 182 с.
17. Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Жемчужников В.Г. Карбонатные платформы и развитие позднепалеозойских карбонатных бассейнов Западного Казахстана в связи с их нефтегазоносностью. Геология Казахстана. Алматы, 2004. С. 341–329.

18. *Weber L.J., Francis B.P., Harris M.P., Clark M.* Stratigraphy, lithofacies, and reservoir distribution – Tengiz field, Kazakhstan. In: Wayne M.A., Harris P.M., Morgan W., Somerville I., editors. Permo-carboniferous carbonate platform and reefs. SEPM Special Publication. 2003. No. 78. P. 351–394.

19. *Гета С.П., Жемчужников В.Г., Нугманов Я.Д., Уваков К.А.* Геологоразведка северного склона Астраханско-Актюбинской системы поднятий на Атырауском блоке. В: Куандыков Б.М., Таскинбаев К.М., Трохименко М.С., редакторы. Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. Труды ОНГК. Вып. 1. Атырау, 2012. С. 96–106.

AUTHORS' INFO

***Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov**
Cand. Sc. (Geology & Mineralogy),
Associate Professor

ORCID [0000-0002-1729-0038](https://orcid.org/0000-0002-1729-0038)

e-mail: v.zhemchuzhnikov@kbtu.kz.

Milovan Fustich

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0001-9815-9279](https://orcid.org/0000-0001-9815-9279)

e-mail: milovan.fustic@nu.edu.kz.

Aitbek Zh. Akhmetzhanov

Cand. Sc. (Geology & Mineralogy),
Associate Professor

ORCID [0009-0008-7508-4882](https://orcid.org/0009-0008-7508-4882)

e-mail: a.akhmetzhanov@kbtu.kz.

Aizada D. Dossan

ORCID [0000-0001-5605-9288](https://orcid.org/0000-0001-5605-9288)

e-mail: a.dossan@kbtu.kz.

Saken K. Kurbaniyazov

Cand. Sc. (Geology & Mineralogy),
Associate Professor

ORCID [0000-0002-0875-2771](https://orcid.org/0000-0002-0875-2771)

e-mail: saken.kurnaniyazov@ayu.edu.kz.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Жемчужников Вячеслав Георгиевич**
канд. геол.-мин. наук, ассоциированный
профессор

ORCID [0000-0002-1729-0038](https://orcid.org/0000-0002-1729-0038)

e-mail: v.zhemchuzhnikov@kbtu.kz.

Фустич Милован

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0001-9815-9279](https://orcid.org/0000-0001-9815-9279)

e-mail: milovan.fustic@nu.edu.kz.

Ахметжанов Айтбек Жамсатович

канд. геол.-мин. наук, ассоциированный
профессор

ORCID [0009-0008-7508-4882](https://orcid.org/0009-0008-7508-4882)

e-mail: a.akhmetzhanov@kbtu.kz.

Досан Айзада Досанқызы

ORCID [0000-0001-5605-9288](https://orcid.org/0000-0001-5605-9288)

e-mail: a.dossan@kbtu.kz.

Курбаниязов Сакен Коптлеуович

канд. геол.-мин. наук, ассоциированный
профессор

ORCID [0000-0002-0875-2771](https://orcid.org/0000-0002-0875-2771)

e-mail: saken.kurnaniyazov@ayu.edu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.24.063.2

МРНТИ 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Получена: 14.06.2024.

Одобрена: 09.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

О причинах и механизме ухудшения свойств бурового раствора при бурении скважин в интервалах водонасыщенных пластов юрских отложений на месторождениях Узень и Карамандыбас

Ю.А. Булда, Р.В. Джалишев, Р.Ж. Куатов, С.А. Примбетов, Б.М. Отебай, О.К. Сарбопеев
Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Для месторождений Узень и Карамандыбас типична проблема образования в стволе бурящихся скважин забойных пачек бурового раствора с ухудшенными вязкостными, реологическими и фильтрационными характеристиками в интервалах залегания водонасыщенных пластов юрских отложений после нахождения рабочего бурового раствора в этих интервалах в статическом состоянии от нескольких часов до суток и более. Это происходит даже без фиксируемых признаков водопроявления. Причиной этого является воздействие на буровой раствор пластовых вод с более высокими минерализацией и жёсткостью, чем водная фаза раствора. Однако в случаях отсутствия водопроявлений в статическом состоянии это воздействие происходит не в результате непосредственного физического смещения этих жидкостей, а в результате диффузионного и осмотического массопереноса между пластовыми водами и дисперсионной средой бурового раствора.

Цель. Целью исследования является раскрытие механизма ухудшения технологических свойств бурового раствора, вызванного существенным ростом минерализации и общей жёсткости водной фазы раствора в результате протекания процессов массопереноса.

Материалы и методы. В качестве образцов испытуемого бурового раствора применялись его натурные образцы, отобранные в циркуляционных системах бурящихся скважин на месторождении Узень, а также модель пластовой юрской воды, приготовленная в лабораторных условиях с использованием хлористых солей натрия, кальция и магния. Основными методами исследований являлись экспертно-аналитический метод и лабораторно-экспериментальное моделирование взаимодействия натуральных образцов бурового раствора с моделью пластовой воды без их прямого контакта в статическом состоянии, с визуальным и инструментальным определением свойств раствора до и после указанного взаимодействия в течение суток.

Результаты. Исследование показало, что ухудшение свойств бурового раствора при его взаимодействии с высокоминерализованной пластовой водой юрских отложений без их прямого контакта обусловлено протеканием диффузионно-осмотического массообмена между этими двумя жидкостями, взаимодействующими в системе «скважина – фильтрационная корка бурового раствора – пласт». Результаты лабораторно-экспериментальных исследований, проведённых с моделированием всех указанных элементов взаимодействия указанных жидкостей, подтвердили данное объяснение.

Заключение. В результате проведённого комплекса экспертно-аналитических и лабораторно-экспериментальных исследований получен ответ о причинах ухудшения технологических свойств буровых растворов, находящихся в стволе скважины в статическом состоянии в интервалах залегания пластов, насыщенных высокоминерализованными пластовыми водами с высокой жёсткостью. Объяснён механизм этого явления, происходящего в стволе бурящейся скважины даже без прямого физического контакта этих двух жидкостей. Практическое применение полученных результатов может и должно найти себя при разработке, исследовании и применении в практике бурения скважин буровых растворов, устойчивых к полиминеральной агрессии пластовых вод, аналогичных или близких по своему ионно-солевому составу тем, что описаны в данной статье.

Ключевые слова: *пластовая вода, бурение, буровой раствор, технологические свойства, агрессия, диффузия, осмос, массоперенос.*

Как цитировать:

Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Куатов Р.Ж., и др. О причинах и механизме ухудшения свойств бурового раствора при бурении скважин в интервалах водонасыщенных пластов юрских отложений на месторождениях Узень и Карамандыбас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 19–30. DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

UDC 622.24.063.2

CSCSTI 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Received: 14.06.2024.

Accepted: 09.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

On the Causes and Mechanism of Deterioration of the Properties of Drilling Mud when Drilling Wells in the Intervals of Water-Saturated Layers of Jurassic Sediments at The Uzen and Karamandybas Fields

Yury A. Bulda, Ruslan V. Dzhalishev, Rustem Zh. Kuatov, Serik A. Primbetov, Berikbay M. Otebay, Orak K. Sarbopeyev

Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigaz”, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This work is devoted to the problem typical for the Uzen and Karamandybas deposits of the formation of downhole packs of drilling mud in the trunk of drilling wells with degraded viscosity, rheological and filtration characteristics in the intervals of occurrence of water-saturated layers of Jurassic sediments after the working drilling mud has been in these intervals in a static state for several hours to 1 day or more. Moreover, this happens even without fixed signs of water ingress. It is explained that the reason for this is the effect on the drilling mud of formation waters with higher mineralization and hardness than the aqueous phase of the mud. However, in the absence of water manifestations in a static state, this effect does not occur as a result of direct physical mixing of these liquids, but as a result of diffusion and osmotic mass transfer between formation waters and the dispersion medium of the drilling mud.

Aim: The article reveals the mechanism of deterioration of the technological properties of the drilling mud caused by a significant increase in mineralization and the overall hardness of the aqueous phase of the solution as a result of the above-mentioned mass transfer processes.

Materials and methods: The test drilling mud samples used were actual samples taken from the circulation systems of drilling wells at the Uzen field, as well as a model of Jurassic formation water prepared in the laboratory using sodium, calcium, and magnesium chloride salts. The main research methods were expert analysis and laboratory-experimental modeling of the interaction of field samples of drilling mud with a model of formation water without direct contact in a static state, with visual and instrumental determination of the properties of the mud before and after the specified interaction within 24 hours.

Results: The study showed that the deterioration of drilling mud properties when it interacts with highly mineralized formation water of Jurassic deposits without direct mutual contact is due to diffusion-osmotic mass transfer between these two fluids, interacting in the “wellbore – drilling mud filter cake – formation” system. The results of laboratory and experimental studies conducted with modeling of all the specified elements of interaction between these fluids confirmed this explanation.

Conclusion: As a result of a series of expert analytical and laboratory experimental studies, an answer was obtained regarding the causes of the deterioration of the technological properties of drilling muds located in the wellbore in a static state in intervals of formations saturated with highly mineralized formation waters with high hardness. The mechanism of this phenomenon, which occurs in the wellbore even without direct physical contact between these two fluids, has been explained. The practical application of the results obtained can and should find its place in the development, research, and practical application of drilling muds that are resistant to the polyminerals aggression of formation waters similar or close in their ion-salt composition to those described in this article.

Keywords: formation water; drilling; drilling mud; technological properties; aggression; diffusion; osmosis; mass transfer.

To cite this article:

Bulda YA, Dzhalishev RV, Kuatov RZ, et al. On the Causes and Mechanism of Deterioration of the Properties of Drilling Mud when Drilling Wells in the Intervals of Water-Saturated Layers of Jurassic Sediments at The Uzen and Karamandybas Fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):19–30.

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

ӨОЖ 622.24.063.2

ГТАХР 52.47.15

DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764)

Қабылданды: 14.06.2024.

Мақұлданды: 09.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Өзен және Қарамандыбас кен орындарында Юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттары аралықтарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлау себептері мен механизмі туралы

Ю.А. Булда, Р.В. Джалишев, Р.Ж. Қуатов, С.А. Примбетов, Б.М. Өтебай, О.Қ. Сарбопеев

ҚМГ Инжиниринг «ҚазФЗЖИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Өзен және Қарамандыбас кен орындары үшін бұрғылау ұңғымаларының оқпанында жұмыс істейтін бұрғылау ерітіндісі бірнеше сағаттан бір тәулікке дейін немесе одан да көп статикалық күйде болғаннан кейін юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттарының пайда болу аралықтарында тұтқырлығы, реологиялық және сүзу сипаттамалары нашарлаған бұрғылау ерітіндісінің кенжар бумаларының пайда болу проблемасы тән. Бұл құбылыс су көріністерінің тіркелген белгілері болмаған жағдайда да орын алады. Аталған жағдай бұрғылау ерітіндісінің су фазасына қарағанда минералдануы және қаттылығы жоғары қабат суларының әсерінен туындайды. Алайда, статикалық күйде су көріністері болмаған жағдайда, бұл әсер осы сұйықтықтардың тікелей физикалық араласуынан емес, қабат сулары мен бұрғылау ерітіндісінің дисперсиялық ортасы арасындағы диффузиялық және осмостық масса алмасуынан болады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты-масса алмасу процестерінің жүруі нәтижесінде минералданудың және ерітіндінің сулы фазасының жалпы қаттылығының айтарлықтай өсуінен туындаған бұрғылау ерітіндісінің технологиялық қасиеттерінің нашарлау механизмін ашу.

Материалдар мен әдістер. Сыналатын бұрғылау ерітіндісінің үлгілері ретінде Өзен кен орнындағы бұрғылау ұңғымаларының айналым жүйелерінен алынған оның табиғи үлгілері, сондай-ақ натрий, кальций және магний хлорид тұздарын пайдалана отырып, зертханалық жағдайда дайындалған қабат юра суының моделі пайдаланылды. Зерттеудің негізгі әдістері бір тәулік ішінде көрсетілген өзара әрекеттесуге дейін және одан кейін ерітіндінің қасиеттерін визуалды және аспаптық анықтай отырып, бұрғылау ерітіндісінің табиғи үлгілерінің статикалық күйде тікелей жанасуынсыз қабат суының моделімен өзара әрекеттесуін сараптамалық-аналитикалық әдіс және зертханалық-эксперименттік модельдеу болды.

Нәтижелері. Зерттеу көрсеткендей, юра шөгінділерінің жоғары минералданған қабат суымен тікелей өзара байланыссыз өзара әрекеттесуі кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлауы осы екі сұйықтық арасындағы диффузиялық – осмостық масса алмасуының «ұңғыма – бұрғылау ерітіндісінің сүзгі қыртысы-қабат» жүйесінде өзара әрекеттесуіне байланысты. Көрсетілген сұйықтықтардың өзара әрекеттесуінің барлық көрсетілген элементтерін модельдеуарқылы жүргізілген зертханалық-эксперименттік зерттеулердің нәтижелері осы түсініктемелі растады.

Қорытынды. Жүргізілген сараптамалық-талдамалық және зертханалық-эксперименттік зерттеулер көшенің нәтижесінде Статикалық жағдайда ұңғыма оқпанында орналасқан, жоғары минералданған және қаттылығы жоғары қабат суларымен қаныққан қабаттар интервалдарында тұрған бұрғылау ерітіндісінің технологиялық қасиеттерінің төмендеуінің себептері анықталды. Бұрғылау ұңғымасының оқпанында, тіпті осы екі сұйықтықтың тікелей физикалық жанасуынсыз болатын бұл құбылыстың механизмі түсіндірілді. Алынған нәтижелерді практикалық қолдану ұңғымаларды бұрғылау тәжірибесінде осы мақалада сипатталғандарға ұқсас немесе олардың иондық-тұзды құрамына ұқсас полиминералды қабат суларының агрессиясына төзімді бұрғылау ерітінділерін әзірлеу, зерттеу және қолдану кезінде өзін таба алады және табуы керек.

Негізгі сөздер: қабат суы, бұрғылау, бұрғылау ерітіндісі, технологиялық қасиеттері, агрессия, диффузия, осмос, жаппай тасымалдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Булда Ю.А., Джалишев Р.В., Қуатов Р.Ж., және б. Өзен және Қарамандыбас кен орындарында Юра шөгінділерінің суға қаныққан қабаттары аралықтарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің нашарлау себептері мен механизмі туралы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 19–30 б. DOI: [10.54859/kjogi108764](https://doi.org/10.54859/kjogi108764).

Введение

Зачастую на месторождениях Узень и Карамандыбас при восстановлении циркуляции бурового раствора (после её длительных остановок для проведения геофизических исследований скважин, спуско-подъёмных операций или ремонта бурового оборудования) наблюдается вымыв вязких забойных пачек раствора на поверхность из интервалов залегания водоносных пластов продуктивных юрских отложений. Эти пачки, как правило, обладают высокими вязкостными, реологическими и фильтрационными параметрами, значительно отличающимися от остального объёма бурового раствора, находящегося в циркуляции, что требует либо их сброса (вывода из циркуляции), либо дополнительной химобработки для выравнивания свойств указанных пачек с остальным циркулирующим раствором.

По мнению экспертного большинства, эти пачки образуются в результате водопроявлений, сопровождающихся отрицательным влиянием пластовых вод юры на технологические свойства буровых растворов. Однако в большин-

стве случаев при длительных остановках циркуляции в интервалах юрских отложений с последующим возобновлением циркуляции и вымывом из этих интервалов вязких пачек бурового раствора не наблюдается прироста его объёма в циркуляционной системе, т.е. не отмечается основного первичного признака водопроявлений.

Что же на самом деле является причиной образования забойных пачек бурового раствора с ухудшенными параметрами в юрских отложениях при отсутствии фиксации водопроявлений и каков механизм этого явления, рассмотрим ниже.

Материалы и методы

Для ответа на вышезаданный вопрос необходимо сравнить представленные в табл. 1 физико-химические характеристики юрских пластовых вод месторождений Узень и Карамандыбас с характеристикой дисперсионной среды (водной фазы) типовых буровых растворов, применяемых на данных месторождениях и контактирующих с указанными пластовыми водами при бурении скважин.

Таблица 1. Основные физико-химические свойства пластовой юрской воды месторождений Узень и Карамандыбас и водной фазы применяемых буровых растворов
Table 1. Main physical and chemical properties of Jurassic formation water from the Uzen and Karamandybas fields and the water phase of drilling muds used

Вид водной среды Type of water environment	Плотность при 20°C, г/см ³ Density at 20°C, g/cm ³	pH	Содержание ионов (основных), мг/л Ion content (main), mg/L				Общая минерализация, мг/л Total mineralization, mg/L	Тип воды по Сулину Water type according to Sullin	Активность Activity
			Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺			
Пластовая юрская (усреднённо) Jurassic Formation (average)	1,11*	6,7	90 000*	10 000*	2 000*	48 000*	150 000*	хлоридно-кальциевая calcium chloride	≈ 0,890
Водная фаза бурового раствора (усреднённо) Water phase of drilling mud (average)	1,02	8,5	≤ 4 000	≤ 300	≤ 100	≤ 2 500	≤ 7 000	хлоридно-натриево-кальциевая chloride-sodium-calcium	≈ 0,995

*Для промытых, заводнённых участков изначально нефтенасыщенных пластов в продуктивных юрских отложениях характерны меньшие значения содержания ионов в пластовой воде и её плотности, зависящие от вида нагнетаемой воды, степени их смешения между собой и промытости пластов.

*for washed, flooded areas of initially oil-saturated formations in productive Jurassic deposits, lower values of ion content in formation water and its density are characteristic, depending on the type of injected water, the degree of their mixing with each other, and the degree of formation washing.

Из сравнения видно, что общая минерализация и ионный состав этих двух жидкостей значительно различаются между собой. В то же время из теории физической и коллоидной химии [1–6] известно, что при контакте таких жидкостей как непосредственно между собой, так и через полупроницаемую перегородку, имеют место процессы диффузии и осмоса, в результате которых между жидкостями происходит массоперенос.

Диффузия – это проникновение (перемещение) молекул вещества из вмещающей его среды в среду, содержащую то же вещество, но с меньшей концентрацией, на границе разде-

ла этих сред. Коэффициент диффузии зависит от свойств и состава диффундирующего вещества, свойств бурового раствора и его фильтрационной корки, температуры, концентрации диффундирующего вещества, давления и т. п.

Осмос – это диффузия растворителя через полупроницаемую перегородку (мембрану), разделяющую два раствора одного и того вещества с разной концентрацией и пропускающую только молекулы растворителя. Сущность осмоса заключается в самопроизвольном переходе растворителя в раствор с большей концентрацией растворённого вещества.

При этом данные процессы, применительно к нашему рассматриваемому случаю, могут иметь следующее описание:

1) В процессе диффузионного массопереноса диссоциированные в дисперсионной среде бурового раствора и в пластовых водах ионы солей, указанные в табл. 1, диффундируют (перемещаются) из среды с их большей концентрацией (из пластовых вод) в среду с меньшей концентрацией (в водную фазу бурового раствора). Это перемещение ионов продолжается во времени вплоть до выравнивания (эквализации) концентраций ионов пластовой воды в пристольной зоне пласта и ионов водной фазы бурового раствора в стволе скважины;

2) Осмотический массоперенос имеет место вследствие разницы в активности дисперсионной среды бурового раствора и пластовых вод, величина которой обратна суммарной концентрации растворённых в них солей, а также благодаря наличию на внешней и внутренней поверхностях

пласта фильтрационной корки, играющей роль полупроницаемой перегородки; между буровым раствором и пластовыми водами возникает осмотический перепад давления дополнительно к тому, который существует в виде статического и динамического противодействия бурового раствора на пласт. Под действием осмотического перепада давления растворитель дисперсионной фазы бурового раствора (пресная вода) перемещается из раствора в пласт, насыщенный минерализованной водой.

Вышеописанные процессы, протекающие в противоположных направлениях, будут продолжаться до выравнивания концентраций ионов растворённых в них солей по обе стороны стенки скважины.

На рис. 1 схематически показаны оба описанных процесса массопереноса, происходящих в интервалах залегания водоносных пластов юры с соответствующей минерализацией пластовых вод.

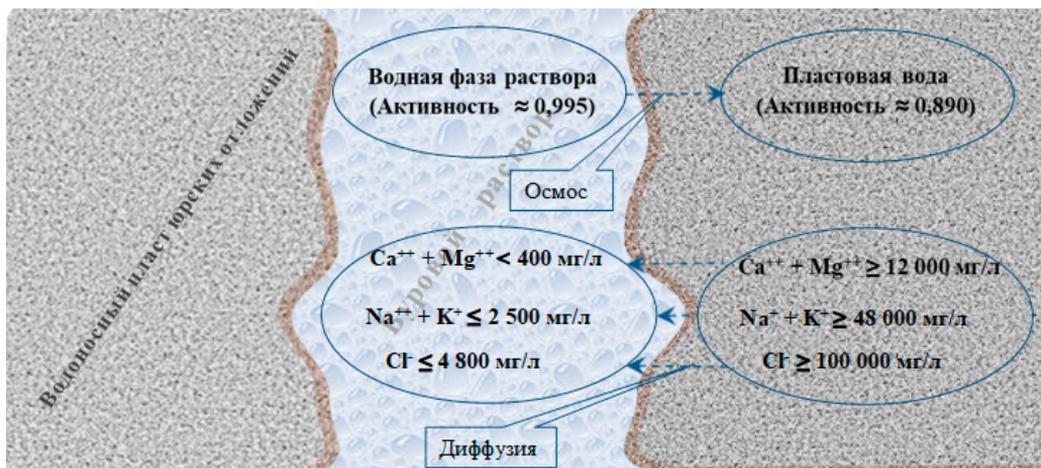


Рисунок 1. Схема диффузионного и осмотического массопереносов между дисперсионной средой типового бурового раствора, применяемого на месторождениях Узень и Карамандыбас, и пластовыми водами юрских отложений этих месторождений

Figure 1. Schematic diagram of diffusion and osmotic mass transfer between the dispersion medium of a typical drilling mud used at the Uzen and Karamandybas fields and the formation waters of the Jurassic deposits at these fields

Диффузионному и осмотическому массопереносам в стволе бурящихся скважин посвящено довольно много исследований, опубликованных в ряде работ авторов ближнего и дальнего зарубежья [7–15]. Однако все найденные и исследованные источники рассматривают влияние этих процессов применительно к стабильности стенок скважины, в первую очередь, в глинистых породах, физическое состояние которых изменяется в результате их катионо- и водообмена с буровыми растворами, а также уделяют внимание газопроявлениям, возникающим в результате диф-

фузии газа из газонасыщенных пластов в ствол скважины. Данных об исследовании влияния этих процессов на свойства самих буровых растворов в ходе поиска и анализа источников информации не встречено.

Возможно, отчасти это связано с тем, что в процессе углубления или промывки ствола скважины циркулирующим буровым раствором вышеописанные процессы массопереноса протекают с объемной скоростью гораздо меньшей, чем объемная скорость движения раствора по затрубному пространству, а локально обра-

зующиеся порции раствора с изменённым ионным составом быстро смешиваются в циркулирующем потоке со всем остальным раствором. К тому же на практике буровой раствор, находящийся в циркуляции, по мере углубления скважины как периодически, так и постоянно подвергается кондиционированию путём его химобработки, разбавления и пополнения свежими порциями раствора. Вследствие этого влияние процессов диффузионного и осмотического массопереносов на свойства находящегося в динамике (циркулирующего) бурового раствора не всегда фиксируется визуально или результатами лабораторного тестирования в полевых условиях.

Иная картина наблюдается, когда буровой раствор находится в интервалах залегания пластов, насыщенных высокоминерализованной водой высокой жёсткости (в данном случае, в юрских отложениях) в статическом состоянии в течение длительного времени – не менее нескольких часов. В этих условиях и за это время все процессы массообмена между пластовой водой и ограниченным объёмом бурового раствора, статично находящимся против указанных пластов, успевают завершиться эквализацией концентрации ионов во взаимодействующих жидкостях, в результате чего минерализация и общая жёсткость дисперсионной среды бурового раствора резко возрастают, особенно в интервалах присутствия высокоминерализованных жёстких пластовых вод юры. В то же время каждый из ключевых компонентов буровых растворов, применявшихся ранее и применяющихся в настоящее время на месторождениях Узень и Карамандыбас, имеет определённый порог своей физико-химической совместимости по концентрации с катионами кальция Ca^{++} и магния Mg^{++} , формирующими общую жёсткость дисперсионной среды. Выше этого порога с компонентами раствора происходят различные негативные изменения в их свойствах вплоть до деструкции и потери функциональности.

Основываясь на данных табл. 1, можно оценить теоретическую результирующую суммарную концентрацию катионов Ca^{++} и Mg^{++} в дисперсионной среде бурового раствора, находящегося в статическом состоянии против водоносного юрского пласта, которая после полного окончания процесса диффузионного и осмотического массопереноса может составить от 6500 до 12 000 мг/л (рост от 16 до 30 раз), а теоретическая результирующая концентрация соли NaCl в дисперсионной среде бурового раствора после полного диффузионно-осмотического взаимодействия с юрской пластовой водой может составить от 64 223 до 122 000 мг/л (возрасти в 10–19 раз).

В табл. 2 представлен базовый (по ключевым компонентам) состав ингибирующего

бурового раствора, применяемого в настоящее время на месторождениях Узень и Карамандыбас для бурения скважин в интервалах залегания меловых и юрских отложений, с указанием порога общей жёсткости дисперсионной среды раствора, при которой начинаются необратимые негативные изменения свойств его компонентов.

Сопоставление пороговых значений совместимости различных компонентов бурового раствора, показанных в табл. 2, с вышеприведенными расчётными результирующими концентрациями катионов Ca^{++} и Mg^{++} в его дисперсионной среде показывает, что при диффузионно-осмотическом взаимодействии бурового раствора с крайне жёсткой юрской пластовой водой ни один из компонентов раствора и, следовательно, раствор в целом не выдерживают столь жёсткой кальциево-магниевого агрессии. К последней необходимо добавить хоть и менее деструктивную, но всё же агрессию со стороны соли NaCl, которая усугубляет процессы гелеобразования, флокуляции, коагуляции и деструкции компонентов внутри системы.

Необходимо также учесть, что в статическом состоянии под воздействием суммарного гидростатического и осмотического противодавления на водонасыщенные пласты происходит инфильтрация (отток) водой фазы из бурового раствора и перемещение её в приствольную зону этих пластов, обезвоживая тем самым буровой раствор и увеличивая концентрацию содержащейся в нём твёрдой фазы. Всё это в комплексе приводит к увеличению вязкости, реологических и фильтрационных параметров всего объёма тех порций бурового раствора, которые находятся в интервалах залегания пластов, насыщенных «чисто» юрскими пластовыми водами или их смесями с водой, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления.

Таким образом, вышеизложенный анализ позволяет объяснить, что ухудшение параметров бурового раствора, находящегося в статическом состоянии в интервалах вскрытых водонасыщенных пластов юры, даже при отсутствии визуальных признаков водопроявления происходит вследствие диффузионных и осмотических массопереносов между пластовыми водами и буровым раствором, приводящих к существенному росту минерализации и общей жёсткости изначально пресной или слабоминерализованной дисперсионной среды (водной фазы) бурового раствора, что, в свою очередь, приводит к сложным физико-химическим процессам гелеобразования, флокуляции и коагуляции различных компонентов бурового раствора вплоть до их деструкции и потери функциональности и в конечном итоге к образованию в этих интервалах пачек бурового раствора с резко ухудшенными вязкостными, реологическими и фильтрационными параметрами.

Таблица 2. Пороговые значения содержания катионов Ca⁺⁺ и Mg⁺⁺ в водной фазе типового бурового раствора для совместимости с ней базовых компонентов раствора
Table 2. Threshold values for Ca⁺⁺ and Mg⁺⁺ cation content in the aqueous phase of a typical drilling mud for compatibility with the basic components of the mud

Характеристика компонента Component characteristics	Основные компоненты типового бурового раствора Main components of a typical drilling mud					
	полианионная целлюлоза polyanionic cellulose	Оптитрол ¹ Optitrol	Ингидол Б ² Ingidol B	Стабилайт II ³ Stabilite II	компонент акрилового ряда acrylic series component	глинистая составляющая твёрдой фазы clay component of the solid phase
Функциональное назначение Functional purpose	Снижение фильтрации (водоотдачи) раствора Reduction in filtration (water loss) of the solution	Понижение фильтрации бурового раствора и стабилизация стенок скважины Reducing drilling mud filtration and stabilizing wellbore walls	Ингибирование гидратации активных глин Inhibition of active clay hydration	Стабилизация неустойчивых сланцев Stabilization of unstable shales	Инкапсуляция глинистого шлама, частичное снижение фильтрации Encapsulation of clay sludge, partial reduction of filtration	Структурообразование, глинизация стенок скважины, частичный набор удельного веса, снижение фильтрации Structure formation, claying of well walls, partial specific gravity increase, filtration reduction
Пороговая общая жёсткость водной фазы, выше которой происходит потеря функциональности или деструкция компонента, мг/л Threshold total hardness of the aqueous phase, above which loss of functionality or destruction of the component occurs, mg/L	1500–2500 (в зависимости от характеристик полимера) 1500–2500 (depending on the characteristics of the polymer)	400	н/д n/a	400	200	200–400 (в зависимости от вида глинистых минералов) 200–400 (depending on the type of clay minerals)
Изменение состояния, свойств и функциональности компонента и целлюлозного бурового раствора при повышении общей жёсткости среды выше пороговой Change in the state, properties, and functionality of the component and the entire drilling mud when the overall hardness of the medium exceeds the threshold	Снижение стабильности и резкое повышение фильтрации раствора в результате разрушения полимерных цепочек и деструкции полимера Decreased stability and sharp increase in mud filtration as a result of polymer chain breakage and polymer degradation	Гелеобразование, потеря функциональности Gel formation, loss of functionality	н/д n/a	Потеря водорастворимости и функциональности Loss of water solubility and functionality	Коагуляция полимера, образование гелей, потеря функциональности Polymer coagulation, gel formation, loss of functionality	Флокуляция и коагуляция глинистой фазы, повышение вязкости системы, повышение фильтрации раствора Flocculation and coagulation of the clay phase, increased viscosity of the system, increased filtration of the mud

н/д / n/a – нет данных / no data

Результаты и обсуждение

С целью экспериментального подтверждения вышеизложенной экспертно-теоретической оценки были поставлены специальные лабораторно-экспериментальные работы, заключавшиеся в следующем:

1) Из двух разных скважин (№7557 и №5621), бурившихся в продуктивной зоне на месторождении Узень, при текущей глубине 1280 и 1640 м соответственно были отобраны пробы рабочих

буровых растворов, основные параметры которых приведены ниже в табл. 3;

2) В лаборатории была приготовлена модель юрской пластовой воды с использованием химически чистых хлоридов натрия, кальция и магния, которые брались в определённом количестве и соотношении, соответствовавшими ионно-солевому составу моделируемой пластовой воды по основным катионам (Na⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺) и аниону Cl⁻. Свойства приготовленной модели пластовой воды представлены в табл. 4.

¹ Оптитрол – полимерный, на основе талового перка, понизитель фильтрации и стабилизатор буровых растворов.

² Ингидол Б – полиамидный ингибитор гидратации глин.

³ Стабилайт II – стабилизатор сланцев на основе сульфированных асфальтенов.

Таблица 3. Свойства бурового раствора в образцах до и после их суточного контакта с моделью пластовой воды через составную полупроницаемую перегородку
Table 3. Properties of drilling mud in samples before and after their daily contact with formation water model through a composite semi-permeable partition

Характеристика Characteristics	Образец №1 Sample No. 1		Образец №2 Sample No. 2	
	до before	после after	до before	после after
Месторождение, № скважины Field, well number	Узень, скв. №7557 Uzen, Well No. 7557		Узень, скв. №5621 Uzen, Well No. 5621	
Дата отбора пробы Date of sample collection	28.06.2022		20.07.2022	
Текущая глубина скважины, при которой отобрана проба, м Current depth of the well at which the sample was taken, m	1 280		1 640	
Свойства раствора в образце до и после выдержки в среде модели пластовой воды: Properties of the mud in the sample before and after exposure to the formation water model environment:	до before	после after	до before	после after
Дата тестирования образца Sample testing date	01.07.2022	02.07.2022	29.07.2022	30.07.2022
Фактический удельный вес (плотность) раствора, г/см ³ Actual specific gravity (density) of the mud, g/cm ³	1,27	1,28	1,39	1,40
Условная вязкость, с Apparent viscosity, s	55	н/з n/a	55	н/з n/a
pH	9,30	8,13	9,06	8,25
Пластическая вязкость (PV), сП Plastic viscosity (PV), cP	19	16	23	23
Предельное динамическое напряжение сдвига, фунт/100 кв. фут Ultimate dynamic shear stress, pounds per square inch	11	78	13	144
Предельное статическое напряжение сдвига за 10 сек/10 мин, фунт/100 кв. фут Ultimate static shear stress for 10 seconds/10 minutes, pounds per square inch	3 / 8	20 / 46	4 / 20	35 / 52
Фильтрат (водоотдача), мл/30 мин Filtrate (water loss), ml/30 min	6,2	13,2	7,2	11,4
Общая жёсткость фильтрата по Ca ⁺⁺ , мг/л Total hardness of filtrate by Ca ⁺⁺ , mg/L	280	540	180	700
Хлориды, мг/л Chlorides, mg/L	3 200	12 000	4 000	11 000

н/з / n/a – не поддается измерению / cannot be measured

Таблица 4. Свойства модели пластовой юрской воды
Table 4. Properties of the Jurassic formation water model

Содержание ионов, мг/л Ion content, mg/L				Общая жёсткость по Ca ⁺⁺ , мг/л Total hardness by Ca ⁺⁺ , mg/L	pH	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³
Cl ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺			
86 720,3	9 841,2	2 696,1	39 760	14 256	7,6	1,09

Была создана трёхслойная модель участка открытого ствола скважины, пробуренного в проницаемом водонасыщенном пласте. Каркас модели составлял пластиковый стакан диаметром 85 мм и высотой 110 мм, образующая (боковая стенка) которого была густо перфорирована сквозными отверстиями диаметром от 1 до 3 мм. Наружная боковая поверхность по всему периметру стакана обтягивалась плотной фильтровальной бумагой, а поверх неё – мелкой металлической сеткой размером ячеек 200 меш. Затем эта трёхслойная конструкция для её прочности и плотности контакта между слоями была стянута в верхней, средней и нижней частях тремя металлическими кольцевыми хомутами. Торцы нижних границ боковой стенки стакана, фильтровальной бумаги и металлической сетки были герметизированы силиконом с целью недопущения протечек и прямого контакта между образцом бурового раствора и моделью пластовой воды.

Испытуемый образец бурового раствора ёмкостью 500 мл помещался в стакан-модель участка ствола скважины (рис. 2).

Стакан с находящимся в нём образцом бурового раствора выдерживался на дневной

поверхности в течение 30 мин для образования фильтрационной корки на внутренней поверхности фильтровальной бумаги. Таким образом формировалась трёхслойная модель полупроницаемой цилиндрической перегородки.

Затем стакан с образцом бурового раствора помещался в чашу с моделью пластовой воды так, чтобы поверхность воды была примерно на 1–2 мм ниже поверхности испытуемого раствора (рис. 3). В таком виде образец оставлялся в статическом состоянии при комнатной температуре в чаше с моделью пластовой воды на 24 ч. При этом, как было отмечено выше, прямой контакт образца бурового раствора с моделью пластовой воды был исключён.

Иными словами, было осуществлено моделирование нахождения в статическом состоянии пачки бурового раствора в стволе скважины со сформировавшейся фильтрационной коркой против пласта, насыщенного пластовой водой, при условии исключения прямого контакта между этими двумя жидкостями и обеспечения их взаимодействия только через слои фильтра и фильтрационной корки.



Рисунок 2. Стакан-модель участка открытого ствола скважины с помещённым в неё образцом бурового раствора

Figure 2. A glass model of an open well section with a sample of drilling mud placed inside it

а) общий внешний вид / general appearance; б) вид на поверхность образца бурового раствора / view of the surface of the drilling mud sample

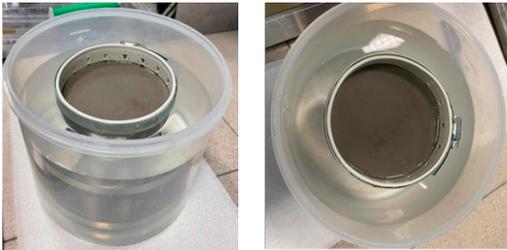


Рисунок 3. Стакан-модель участка ствола скважины с образцом бурового раствора, помещённая в чашу с моделью пластовой воды

а) вид сбоку / side view; б) вид сверху / top view



Рисунок 4. Чаша с моделью пластовой воды и погружённым в неё стаканом с образцом бурового раствора после 24-часовой выдержки образца в среде модели пластовой воды

а) вид сбоку / side view б) вид сверху / top view



Рисунок 5. Образец бурового раствора, выдержанного в среде модели пластовой воды в течение 24 ч

Figure 5. Sample of drilling mud kept in a model formation water environment for 24 hours

После попытки вылить образец из стакана вытекла его сердцевинная часть, толстый периферийный слой оказался не текучим.

After attempting to pour the sample from the glass, its core part flowed out, while the thick peripheral layer proved to be non-fluid.

Спустя 24 ч чаша с моделью пластовой воды и помещённым в неё стаканом обследовались визуально, после чего стакан с образцом бурового раствора извлекался из чаши, а сам раствор для определения его реологических характеристик медленно и осторожно переливался в стакан 6-скоростного вискозиметра.

При этом наблюдалось следующее:

1) Уровни воды в чаше и бурового раствора в стакане не изменились, что свидетельствует об отсутствии непосредственного перетока жидкостей в обоих направлениях. Тем не менее вода в чаше получила слегка коричневатый окрас, свидетельствующий о частичном диффузионном массопереносе тёмноокрашенных компонентов бурового раствора (Оптитрол и Стабилайт II) из раствора в воду (рис. 4);

2) При переливании раствора в стакан вискозиметра серединная часть раствора (сердцевина образца) диаметром примерно 3–3,5 см была с повышенной вязкостью, но имела некоторую подвижность и сливалась почти до достижения дна стакана-модели. Пристенный же слой раствора толщиной примерно 2,5 см имел гелеобразную неподвижную структуру и не выливался из стакана-модели (рис. 5).

Поскольку измерить реологические показатели сердцевинной и периферийной частей образца раствора отдельно не представлялось возможным из-за малого объёма первой из них и гелеобразной структуры второй, обе части были перемешаны между собой с помощью лабораторной мешалки. Тем самым моделировалось смешение разных слоёв загустевшей пачки бурового раствора при восстановлении циркуляции в стволе скважины. Затем проводились измерения результирующих реологических по-

казателей раствора, его водоотдачи, pH, общей жёсткости фильтрата и содержания в нём хлорид-ионов. Данные по этим показателям в сравнении с данными исходных образцов бурового раствора представлены в табл. 3.

Из табл. 4 следует, что в результате процессов диффузионного и осмотического массообменов между моделью пластовой воды и водной фазой буровых растворов в вышеописанных статических условиях эксперимента минерализация (хлоридность) и общая жёсткость (по Ca^{++}) водной фазы растворов возросли до 3 и более раз, что привело к резкому росту условной вязкости, предельных значений динамического и статического напряжений сдвига и фильтрата (водоотдачи). Безусловно, с ростом пластовой температуры, составляющей на данных месторождениях 60–80°C, интенсивность этих процессов, степени массообмена и его воздействия на свойства буровых растворов существенно возрастают вследствие увеличения подвижности и химической активности как растворителя (воды), так и диссоциированных в нём ионов.

Таким образом, результаты проведённых лабораторно-экспериментальных исследований в полной мере подтверждают экспертно-аналитическую оценку. Описанные выше процессы диффузионного и осмотического массопереноса, особенно в статическом состоянии, имеют место и проявляются всегда и везде, где есть разница в минерализациях бурового раствора и пластовых вод; но если минерализация раствора выше пластовой воды (случай, противоположный рассмотренному), то направления этих процессов будут обратны тем, что описаны выше, а воздействие этих процессов на свойства применяемого бурового раствора зависит от того, насколько составляющие компоненты этого раствора совместимы с результирующей общей минерализацией и жёсткостью его водной фазы. Вариантов на практике может быть множество, поэтому необходимо проводить аналогичные исследования в каждом конкретном случае.

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 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

Заключение

Таким образом, выполненный экспертный анализ позволил раскрыть и оценить причины и механизм существенного ухудшения технологических свойств бурового раствора, находящегося в течение определённого времени в статическом состоянии в открытом стволе в интервалах естественно водонасыщенных или искусственно обводнённых пластов юрского возраста на месторождениях Узень и Карамандыбас, содержащих высокоминерализованные пластовые воды с высокой жёсткостью. Результаты проведённых лабораторно-экспериментальных работ подтвердили промысловые наблюдения и экспертную оценку их причин, данную авторами настоящей статьи.

Кардинальным путём, полностью решающим проблему отрицательного воздействия на буровой раствор высокоминерализованных, с высокой жёсткостью пластовых вод юры и, как следствие, образования забойных пачек раствора с ухудшенными технологическими свойствами, является применение буровых растворов, устойчивых против солевой и кальциево-магниевого агрессии в пределах и даже с превышением тех концентраций агрессивных ионов, которые характерны для пластовых вод (табл. 1). Однако многолетняя практика применения различных систем буровых растворов на месторождениях Узень и Карамандыбас показала, что ни одна из них не проявила устойчивости против агрессии пластовых вод, из-за чего образование забойных пачек бурового раствора с ухудшенными параметрами продолжает иметь место. Поэтому одной из наиболее актуальных задач в бурении скважин на названных месторождениях является разработка системы бурового раствора, обладающего не только исходно высокой ингибирующей способностью, низкой фильтрацией, удовлетворительной реологией и другими необходимыми технологическими свойствами, но и в полной мере устойчивого к описанной выше кальциево-магниевого и солевой агрессии, сохраняющего свои свойства при её проявлении.

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: Yury A. Bulda – review of scientific and technical information sources and theoretical foundations

публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Булда Ю.А. – проработка источников научно-технической информации и теоретических основ взаимодействия буровых растворов с пластовыми флюидами, разработка методических основ исследований, общее научно-методическое руководство всеми исследованиями; Джалишев Р.В. – разработка отдельных элементов экспериментальных исследований, техническое руководство процессом экспериментальных работ; Куатов Р.Ж. – наблюдение за процессом бурения скважин в полевых условиях, замер параметров бурового раствора и отбор его проб для исследований; Примбетов С.А. – конструирование и изготовление модели ствола скважины, проведение лабораторно-экспериментальных работ с использованием данной модели; Отебай Б.М. – подбор скважин-кандидатов для отбора натуральных образцов бурового раствора под исследования, организация и руководство полевыми работами по отбору проб бурового раствора; Сарбопеев О.К. – анализ проблематики бурения скважин на месторождениях Узень и Карамандыбас, постановка задач исследований.

of the interaction between drilling muds and formation fluids, development of methodological foundations for research, general scientific and methodological guidance for all research activities; Ruslan V. Dzhalishev – development of individual elements of experimental research, technical supervision of the experimental work process; Rustem Zh. Kuvatov – observation of the well drilling process in field conditions, measurement of drilling mud parameters, and sampling for research purposes; Serik A. Primbetov – design and manufacture of a well model, conducting laboratory experiments using this model; Berikbay M. Otebay – selection of candidate wells for sampling of drilling mud for research, organization and management of field work on sampling of drilling mud; Orak K. Sarbopeyev – analysis of drilling issues at the Uzen and Karamandybas fields, setting research objectives.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гельфман М.И., Ковалевич О.В., Юстратов В.П. Коллоидная химия. 5-е изд. Санкт-Петербург : Издательство «Лань», 2010. 336 с.
2. Белик В.В., Куенская К.И. Физическая и коллоидная химия. 9-е изд. Москва : Издательский центр «Академия», 2015. 288 с.
3. Горшков В.И., Кузнецов И.А. Основы физической химии. 7-е изд. Москва : Издательство «Лаборатория знаний», 2021. 410 с.
4. Шубенкова Е.Г. Физическая и коллоидная химия: практикум. Часть II. Молекулярно-кинетические, электрокинетические и структурно-механические свойства дисперсных систем. Омск : Издательство ОмГТУ, 2016. 68 с.
5. Sack J. Osmosis and Diffusion. The American Biology Teacher : University of California Press, 2005.
6. Manning G.S., Key A.R. The Physical Basis of Osmosis // J Gen Physiol. 2023. Vol. 155, N 10. doi: [10.1085/jgp.202313332](https://doi.org/10.1085/jgp.202313332).
7. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. Москва : Недра, 1979. 239 с.
8. Заливчин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин. Иркутск : Издательство ИрННТУ, 2013. 247 с.
9. Ермолаева Л.В. Механика буровых растворов. Самара : СамГТУ, 2012. 47 с.
10. Аксёнова Н.А., Рожкова О.В. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. Том 1. Тюмень : ТИУ, 2016. 167 с.
11. Schlemmer R., Friedheim J.E., Growcock F.B., et al. Chemical osmosis, shale, and drilling fluids // SPE Drilling & Completion. 2003. Vol. 18, N 04. P. 318–331. doi: [10.2118/86912-PA](https://doi.org/10.2118/86912-PA).
12. Ghassemi A., Diek A., dos Santos H. Effects of ion diffusion and thermal osmosis on shale deterioration and borehole instability // AADE National Drilling Conference "Drilling Technology"; March 27–29, 2001; Houston, Texas, USA. Available from: aade.org/application/files/4815/7304/5764/AADE_40.pdf.
13. Simpson J.P., Dearing H.L. Diffusion osmosis-an unrecognized cause of shale instability // IADC/SPE Drilling Conference; Feb 23–25, 2000; New Orleans, LA. Available from: newpark.com/assets/pdfs/Diffusion_Osmosis_-_An_Unrecognized_Cause_of_Shale_Instability.pdf.
14. Al-Bazali T.M., Al-Mudh'hi S., Chenevert M.E. An experimental investigation of the impact of diffusion osmosis and chemical osmosis on the stability of shales // Petroleum Science and Technology. 2011. Vol. 29, N 3. P. 312–323. doi: [10.1080/10916460903393989](https://doi.org/10.1080/10916460903393989).
15. Lomba R.F.T., Chenevert M.E., Sharma M.M. The role of osmotic effects in fluid flow through shales // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000. Vol. 25, Issues 1–2. P. 25–35. doi: [10.1016/S0920-4105\(99\)00029-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00029-7).

REFERENCES

1. Gelfman MI, Kovalevich OV, Yustratov VP. *Kolloidnaya khimiya*. 5th ed. Saint Petersburg: Lan' Publisher; 2010. 336 p. (In Russ).
2. Belik VV, Kienskaya KI. *Phizicheskaya I kolloidnaya khimiya*. 9th ed. Moscow: Academia Publisher; 2015. 288 p. (In Russ).
3. Gorshkov VI, Kuznetsov IA. *Osnovy phizicheskoy khimii*. 7th ed. Moscow: Laboratory of Knowledge Publisher, 2021. 410 p. (In Russ).
4. Shubenkova YG. *Phizicheskaya I kolloidnaya khimiya: praktikum. Chast' II. Molekulyarno-kineticheskiye, elektrokineticheskiye I struktumno-mekhanicheskiye svoystva dispersnykh sistem*. Omsk: OmSTU; 2016. 68 p. (In Russ).

5. Sack J. *Osmosis and Diffusion*. The American Biology Teacher: University of California Press; 2005.
6. Manning GS, Key AR. The Physical Basis of Osmosis. *J Gen Physiol*. 2023;155(10):e202313332. doi: [10.1085/jgp.202313332](https://doi.org/10.1085/jgp.202313332).
7. Mikheyev VL. *Technologicheskkiye svoystva burovykh rastvorov*. Moscow: Nedra; 1979. 239 p. (In Russ).
8. Zalivin VG. *Oslozhneniya pri burenii nephtegazovykh skvazin*. Irkutsk: IRNTU; 2013. 247 p. (In Russ).
9. Yermolayev LV. *Mechanika burovykh rastvorov*. Samara: SamNTU; 2012. 47 p. (In Russ).
10. Aksyonova NA, Rozhkova OV. *Burovyye promyvochnyye zhidkosti I promyvkha skvazhin. Part 1*. Tyumen': TIU; 2016. 167 p. (In Russ).
11. Schlemmer R, Friedheim JE, Growcock FB, et al. Chemical osmosis, shale, and drilling fluids. *SPE Drilling & Completion*. 2003;18(04):318–331. doi: [10.2118/86912-PA](https://doi.org/10.2118/86912-PA).
12. Ghassemi A, Diek A, dos Santos H. Effects of ion diffusion and thermal osmosis on shale deterioration and borehole instability. AADE National Drilling Conference "Drilling Technology"; 2001 March 27–29; Houston, Texas, USA. Available from: aaade.org/application/files/4815/7304/5764/AADE_40.pdf.
13. Simpson JP, Dearing HL. Diffusion osmosis—an unrecognized cause of shale instability. IADC/SPE Drilling Conference; 2000 Feb 23–25; New Orleans, LA. Available from: newpark.com/assets/pdfs/Diffusion_Osmosis_-_An_Unrecognized_Cause_of_Shale_Instability.pdf.
14. Al-Bazali TM, Al-Mudh'Hi S, Chenevert ME. An experimental investigation of the impact of diffusion osmosis and chemical osmosis on the stability of shales. *Petroleum Science and Technology*. 2011;29(3):312–323. doi: [10.1080/10916460903393989](https://doi.org/10.1080/10916460903393989).
15. Lomba RFT, Chenevert ME, Sharma MM. The role of osmotic effects in fluid flow through shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2000;25(1–2):25–35. doi: [10.1016/S0920-4105\(99\)00029-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00029-7).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Булда Юрий Анатольевич**

ORCID [0009-0006-7753-0861](https://orcid.org/0009-0006-7753-0861)

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

Джалишев Руслан Викторович

ORCID [0009-0005-5489-0074](https://orcid.org/0009-0005-5489-0074)

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

Куатов Рустем Жалгасулы

ORCID [0009-0005-2411-6133](https://orcid.org/0009-0005-2411-6133)

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

Примбетов Серик Абылаевич

ORCID [0009-0000-0042-4370](https://orcid.org/0009-0000-0042-4370)

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

Отебай Берикбай Майлыбайулы

ORCID [0009-0002-6273-4299](https://orcid.org/0009-0002-6273-4299)

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

Сарбопеев Орак Куангалиевич

ORCID [0009-0000-1254-218X](https://orcid.org/0009-0000-1254-218X)

e-mail: o.sarbopeyev@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Yury A. Bulda**

ORCID [0009-0006-7753-0861](https://orcid.org/0009-0006-7753-0861)

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

Ruslan V. Dzhalishev

ORCID [0009-0005-5489-0074](https://orcid.org/0009-0005-5489-0074)

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

Rustem Zh. Kuatov

ORCID [0009-0005-2411-6133](https://orcid.org/0009-0005-2411-6133)

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

Serik A. Primbetov

ORCID [0009-0000-0042-4370](https://orcid.org/0009-0000-0042-4370)

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

Berikbay M. Otebay

ORCID [0009-0002-6273-4299](https://orcid.org/0009-0002-6273-4299)

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

Orak K. Sarbopeyev

ORCID [0009-0000-1254-218X](https://orcid.org/0009-0000-1254-218X)

e-mail: o.sarbopeyev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Получена: 13.10.2025.

Одобрена: 16.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Кислотный гидравлический разрыв пласта в сложнопостроенных переслоенных пластах

А.М. Дуйсалиев, А.А. Исмаилов

Казахско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Предотвращение загрязнения техногенных трещин, образованных разрывом пласта и химическим взаимодействием активных жидкостей с породами, является ключевым условием повышения дебитов пластовых флюидов. Снижение рисков образования и осаждения в трещине и околотрещинном пространстве нерастворимых продуктов реакции достигается за счёт экспериментального исследования и математического моделирования процессов взаимодействия технологических жидкостей с породами пласта и пластовыми флюидами. При этом важнейшей задачей при подготовке к эксперименту, моделированию и, собственно, выполнению работ можно считать определение основных взаимодействующих элементов, вступающих в реакцию, продукты которых могут привести к снижению эффективности стимуляции, особенно в условиях ограниченной доступности кернового материала, специализированного программного обеспечения для полноценного химического молекулярного моделирования. Следовательно, особо важное значение принимает теоретическое исследование основных причин неуспешности химических обработок пластов и гидравлических разрывов пласта (далее – ГРП) с химически активными технологическими жидкостями, оценка рисков наступления негативных событий.

Цель. Повышение эффективности стимуляции методами кислотного ГРП за счёт оптимизации состава технологических жидкостей и предотвращения негативного влияния на пласт продуктов реакции пород пласта или пластовых флюидов с технологическими жидкостями.

Материалы и методы. Для оценки основных причин осаждения нерастворимых осадков и иных причин снижения эффективности стимуляции проведён детальный литературный обзор, определены механизмы, повышающие и понижающие соответствующие риски. Построена механическая и литологическая модель в окрестностях ряда скважин одного из среднеазиатских месторождений, которая показывает, что одна из основных реакций, приводящих к негативным последствиям, может протекать при одновременном выполнении нескольких условий. Оценена возможность выполнения подобных условий на основе расчётов и моделирования.

Результаты. Анализ геолого-механической обстановки на одном из месторождений и подробное изучение основных реакций с породами пласта позволило выявить причины неэффективных кислотных ГРП. Подготовлена программа обработки, направленная на предотвращение в будущем рисков снижения эффективности кислотных ГРП.

Заключение. Применённый подход направлен на обоснованный, «адресный» подбор технологических жидкостей ГРП, позволяющий снизить риски или предотвратить кольматацию трещин продуктами реакции, не допускать миграцию и набухание глин и иное негативное влияние на фильтрационные свойства пласта в окрестностях техногенных трещин. Все эти мероприятия направлены на повышение эффективности стимуляции методом кислотного ГРП.

Ключевые слова: кислотный гидроразрыв пласта, ангидрит, гипс, сульфаты, карбонаты, смектиты, каолиниты, двухвалентное железо, трёхвалентное железо.

Как цитировать:

Дуйсалиев А.М., Исмаилов А.А. Кислотный гидравлический разрыв пласта в сложнопостроенных переслоенных пластах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 31–42.
DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

UDC 622.276.6
CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Received: 13.10.2025.

Accepted: 16.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Acid Hydraulic Fracturing in Complex Interbedded Reservoirs

Askhat M. Duisaliyev, Abdulakhat A. Ismailov

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Preventing contamination of technogenic fractures formed by hydraulic fracturing and by chemical interaction of reactive fluids with the rock is a key condition for increasing reservoir fluid production rates. Reducing the risks of formation and precipitation of insoluble reaction products within the fracture and the near-fracture zone is achieved through experimental research and mathematical modelling of the interaction processes between technological fluids, reservoir rocks, and formation fluids. At the same time, the most important task in preparation for experiments, modelling, and the actual execution of operations can be considered the identification of the principal interacting elements entering into reactions whose products may reduce stimulation efficiency, especially under conditions of limited availability of core material and specialized software for comprehensive chemical molecular modelling. Consequently, theoretical investigation of the main causes of unsuccessful chemical treatments of formations and hydraulic fracturing operations with chemically active technological fluids, as well as assessment of the risks of negative events, becomes particularly important.

Aim: Increasing the efficiency of stimulation by acid hydraulic fracturing methods through optimization of technological fluid composition and prevention of the negative impact on the reservoir of reaction products formed by interaction of reservoir rocks or formation fluids with technological fluids.

Materials and methods: To evaluate the main causes of insoluble precipitate formation and other factors for reduced stimulation efficiency, a detailed literature review was carried out, and mechanisms increasing and decreasing the corresponding risks were identified. A mechanical and lithological model was constructed in the vicinity of several wells of one of the Central Asian fields, which shows that one of the main reactions leading to negative consequences may occur when several conditions are simultaneously met. The feasibility of such conditions was assessed based on calculations and modelling.

Results: Analysis of the geological and mechanical environment at one of the fields and a detailed study of the main reactions with formation rocks made it possible to identify the causes of ineffective acid hydraulic fracturing treatments. A treatment program was prepared aimed at preventing future risks of reduced efficiency of acid hydraulic fracturing.

Conclusion: The applied approach is aimed at the justified, targeted selection of hydraulic fracturing technological fluids, which makes it possible to reduce risks or prevent fracture plugging by reaction products, avoid clay migration and swelling, and other negative impacts on the filtration properties of the formation in the vicinity of technogenic fractures. All these measures are aimed at improving the efficiency of stimulation by acid hydraulic fracturing.

Keywords: *acid hydraulic fracturing; anhydrite; gypsum; sulfates; carbonates; smectites; kaolinites; ferrous iron; ferric iron.*

To cite this article:

Duisaliyev AM, Ismailov AA. Acid Hydraulic Fracturing in Complex Interbedded Reservoirs. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):31–42. DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

ӨЖ 622.276.6

ФТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923)

Қабылданды: 13.10.2025.

Мақұлданды: 16.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Күрделі құрылымды қабаттасқан қабаттарда қышқылды гидравликалық жару

А.М. Дүйсалиев, А.А. Исмаилов

Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қабаттың жарылуынан және белсенді сұйықтықтардың тау жыныстарымен химиялық әрекеттесуінен пайда болған техногендік жарықтардың ластануын болдырмау қабат сұйықтықтарының дебитін арттырудың негізгі шарты болып табылады. Ерімейтін реакция өнімдерінің жарықтары мен жарық маңы кеңістігінде түзілуі мен тұндыру қаупін азайтуға эксперименттік зерттеу және технологиялық сұйықтықтардың қабат жыныстарымен және қабат сұйықтықтарымен өзара әрекеттесу процесстерін математикалық модельдеу арқылы қол жеткізіледі. Сонымен қатар, экспериментке дайындық, модельдеу және жұмыстарды нақты орындау кезіндегі маңызды міндет өнімдер ынталандыру тиімділігінің төмендеуіне әкелуі мүмкін реакцияға түсетін негізгі өзара әрекеттесетін элементтердің анықтамасын қарастыруға болады, әсіресе, керн материалының, толық химиялық молекулалық модельдеу үшін мамандандырылған бағдарламалық жасақтаманың шектеулі қол жетімділігі жағдайында өзекті. Демек, химиялық белсенді технологиялық сұйықтықтармен қабаттарды химиялық өңдеудің және қабатты гидравликалық жарудың (бұдан әрі – ҚГЖ) сәтсіздігінің негізгі себептерін теориялық зерттеу, жағымсыз оқиғалардың туындау қаупін бағалау аса маңызды мәнге ие.

Мақсаты. Технологиялық сұйықтықтардың құрамын оңтайландыру және өнім қабатына теріс әсер етудің алдын алу технологиялық сұйықтықтармен қабат жыныстарының немесе қабат сұйықтықтарының реакциясы арқылы қышқыл ҚГЖ әдістерімен ынталандырудың тиімділігін арттыру.

Материалдар мен әдістер. Ерімейтін тұнбалардың негізгі себептерін және ынталандыру тиімділігінің төмендеуінің басқа себептерін бағалау үшін егжей-тегжейлі әдеби шолу жүргізілді, тиісті тәуекелдерді арттыратын және төмендететін механизмдер анықталды. Орталық Азия кен орындарының бірінің бірқатар ұңғымаларының маңында механикалық және литологиялық модель салынды, бұл теріс салдарға әкелетін негізгі реакциялардың бірі бірнеше шарттарды орындау кезінде жүруі мүмкін екенін көрсетеді. Есептеулер мен модельдеу негізінде осындай шарттарды орындау мүмкіндігі бағаланды.

Нәтижелері. Кен орындарының біріндегі геологиялық-механикалық жағдайды талдау және қабат жыныстарымен жүретін негізгі реакцияларды жан-жақты зерттеу тиімсіз қышқыл ҚГЖ себептерін анықтауға мүмкіндік берді. Болашақта қышқыл ҚГЖ тиімділігінің төмендеу қаупін болдырмауға бағытталған өңдеу бағдарламасы дайындалды.

Қорытынды. Қолданылған тәсіл ҚГЖ технологиялық сұйықтықтарын негізделген, «адресік» таңдауға бағытталған, бұл тәуекелдерді азайтуға немесе реакция өнімдерімен жарықтардың кольматациялануын болдырмауға, саздардың көші-қонына және ісінуіне жол бермеуге және техногендік жарықтар маңындағы қабаттың сүзу қасиеттеріне басқа да теріс әсер етуге мүмкіндік береді. Аталған іс шаралардың барлығы қышқыл ҚГЖ әдісімен ынталандырудың тиімділігін арттыруға бағытталған.

Негізгі сөздер: қышқылды гидравликалық жару, ангидрит, гипс, сульфаттар, карбонаттар, смектиттер, каолиниттер, екі валентті темір, үш валентті темір.

Дәйкесіз келтіру үшін:

Дүйсалиев А.М., Исмаилов А.А. Күрделі құрылымды қабаттасқан қабаттарда қышқылды гидравликалық жару // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1, 31–42 б.

DOI: [10.54859/kjogi108923](https://doi.org/10.54859/kjogi108923).

Введение

В карбонатных пластах с невысокой «поровой» проницаемостью, особенно глубоко залегающих, в качестве эффективного метода повышения нефте- и газоотдачи или вообще ключевого элемента разработки применяется кислотный или кислотно-пропантный гидравлический разрыв пласта (далее – КГРП, КПГРП соответственно). Выбор между двумя разновидностями кислотного ГРП определяется растворимостью пород, долей в карбонатном пласте терригенных пропластков, литостатическими и тектоническими напряжениями. Но в основе «химических» ГРП лежит взаимодействие растворимых горных пород с растворяющими реагентами с образованием сравнительно высокопроводящих для пластовых флюидов каналов-червоточин, значительно увеличивающих площадь контакта с продуктивным пластом. После КГРП (КПГРП) важно решить две несколько противоречащие друг другу задачи: с одной стороны, быстро очистить трещины от продуктов реакции, особенно нерастворимых, до их осаждения в трещинах, для чего требуется довольно агрессивный режим работы скважины в первое время после стимуляции; с другой стороны, необходимо предотвратить смыкание узких каналов, созданных растворением пород кислотами, для чего требуется бережный ввод скважины в работу. Устранить противоречие проще всего, если снизить степень влияния одного из механизмов ранней деградации системы трещин до незначительной. Поскольку поля напряжений в карбонатных пластах часто очень сложны, расчёт и моделирование процессов смыкания трещин из-за приложения к ним избыточных внешних нагрузок при активной отработке продуктов реакции очень сложен и обладает очень невысокой предсказательной способностью и практической повторяемостью, что делает такую оценку почти бесполезной. Следовательно, целесообразнее не допускать образования нерастворимых осадков и иных твёрдых продуктов реакции, которые потенциально способны привести к полной или значительной потере проводимости системы трещин. Одними из ключевых осадков, которые могут образовываться, являются продукты реакции с трёхвалентным железом, которое часто восстанавливают до двухвалентного железа специальными реагентами. Двухвалентное железо в присутствии сульфатов, например, ангидритов, ускоряет потенциальную кристаллизацию гипса, что может стать причиной ещё большей деградации трещин, если в системе недостаточно хелаторов или они отсутствуют, а также присутствуют частицы коррозии [1]. Другой важной проблемой для эффективности ГРП справедливо считаются миграция и набухание глин. Развитие технологий ГРП в основном хорошо преодолевает этот риск, но набухание некоторых глин, таких как смектиты, полностью предотвратить в настоящее время не представляется возможным. Настоящая ста-

тья посвящена оценке способов предотвращения ранней деградации трещин КГРП из-за выпадения и кристаллизации нерастворимых осадков в трещинах и пространстве пласта около трещин.

Материалы и методы

Объектами исследования являются карбонатные нефтегазовые и нефтегазоконденсатные пласты, разработка которых предполагает применение методов интенсификации добычи. Выполнен анализ работ по стимуляции методом КГРП, которые проводились в Казахстане, Узбекистане и иных странах региона. Оценена эффективность кислотных ГРП, на основе этих оценок сделаны предположения об основных технологических, физико-химических и геологических причинах, приведших к высокой или пониженной эффективности КГРП. К главным влияющим факторам отнесены:

- проблема осаждения нерастворимых осадков в техногенных и естественных трещинах ранее, чем осадки могут быть отработаны на поверхность во время вывода скважин на режим и их освоения;

- набухание горных пород и миграция мелких частиц из-за взаимодействия пород с технологическими жидкостями, что приводит к ухудшению фильтрационных свойств пласта;

- несовместимость технологических жидкостей с пластовыми флюидами, которое может приводить к образованию стойких прямых или обратных эмульсий, выпадению продуктов реакции в трещинах и околотрещинном пространстве;

- смыкание незакрепленных техногенных трещин и каналов-червоточин при сравнительно агрессивном выводе скважин на режим;

- снижения относительных фазовых проницаемостей для пластового флюида, например газа, из-за нагнетания в пласт существенных, десятки и сотни кубических метров, объемов технологических жидкостей.

Оценка эффективности выполнялась по степени увеличения отборов пластового флюида непосредственно после вывода скважин на режим, в ряде случаев отмечалось снижение продуктивности скважин, что означает отрицательное влияние геолого-технологических мероприятий, планирующихся как стимулирующие.

Основные причины образования кольматирующих осадков

В работе рассмотрены следующие основные проблемы снижения эффективности стимуляции:

1. Переход ангидрита в гипс при взаимодействии ангидрита с технологическими жидкостями. Проанализированы условия, при которых такой переход становится возможным, и усиливаются негативные последствия от подобной реакции.

2. Отдельно рассмотрена роль трещины ГРП при протекании реакций перехода ангидрита и осаждении гипса. Показано, что из-за неоднородной геометрической конфигурации трещин и температуры в трещинах возможно интенсивное переосаждение гипса.

3. Отдельно рассмотрены проблемы кислотного ГРП газовых объектов как наиболее чувствительных к кратковременному снижению проницаемости, в т.ч. естественных и искусственных трещин из-за возникновения водных блокад.

Переход ангидрита в гипс в водной среде усиливается при увеличении концентрации двухвалентного железа. Как известно, трёхвалентное железо образует нерастворимые осадки при кислотном воздействии на пласт, и по этой причине в технологические жидкости добавляют агенты, восстанавливающие трёхвалентное железо до двухвалентного. Кроме того, на предварительном этапе через насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ) прокачивают кислоту с повышенной концентрацией преобразователей железа с целью очистить их от частиц коррозии и восстановить железо до растворимых форм. При этом продукты взаимодействия веществ, находящихся на внутренней поверхности НКТ, с кислотой продавливаются в пласт, т.е. пласт может оказаться изначально (по отношению ко времени начала, собственно, стимуляции) загрязнён частицами коррозии, и концентрация двухвалентного железа может оказаться повышенной. Если элементов, связывающих двухвалентное железо (хелаторов) и особенно частицы коррозии, окажется недостаточно, то свободное железо может значительно сократить индукционный период и ускорить кристаллизацию гипса [1]. В присутствии электролитов, например, NaCl, активный переход ангидрита в гипс происходит при температуре ~40°C, при повышении температуры переход замедляется [2–3], но во время кислотного ГРП при концентрации соляной кислоты ~15–20% растворение карбонатов кальция повышает взаимодействие технологических жидкостей с сульфат-ионами SO_4^{2-} . После охлаждения системы и нейтрализации кислоты возможна перенасыщенность по CaSO_4 и осаждение гипса, особенно в сульфатной воде, которая использовалась для разбавления кислоты [4–6]. В табл. 1 приведены результаты лабораторного анализа воды, типичной для западной части Казахстана.

Как видно из данных табл. 1, содержание сульфатов в базовой воде довольно значительное, что может усилить негативные последствия от взаимодействия технологических жидкостей с ангидритами. Стимулируемые пласты довольно часто имеют температуру значительно выше 40°C. Само по себе образование гипса и его осаждение не должно быть слишком значительным, особенно при условии, что хелаторов двухвалентного железа достаточно. Но следует учитывать, что в процессе стимуляции в пласт нагнетается сравнительно большой объём тех-

нологической жидкости, температура которой примерно равна 15–35°C, температура в трещинах и пространстве непосредственно у внешних границ трещин может понизиться (в процессе закачки) и оставаться относительно низкой непродолжительное время после остановки закачки. На рис. 1 показан профиль температуры в трещине.

Таблица 1. Состав базовой воды
Table 1. Base Water Composition

Параметр Parameter	Значение Value	Допустимые пределы Acceptable Limits
Удельная плотность, г/см ³ Specific gravity, g/cm ³		0,9–1,004
pH	7,65	5–8,5
Железо общее (Fe), мг/л Total iron (Fe), mg/L	0,2	<8
Сульфаты, мг/л Sulfates, mg/L	300	<200
Хлориды, мг/л Chlorides, mg/L	760	<1000
Общая жёсткость, мг/л Total hardness, mg/L	1180	<500
Бикарбонаты Bicarbonates, mg/L	144	<500

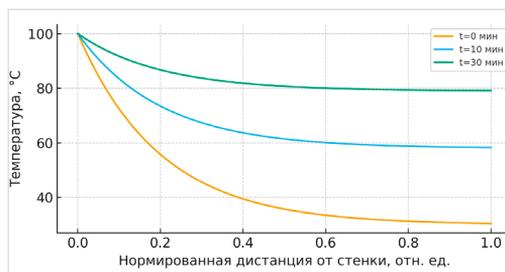


Рисунок 1. Профиль температуры в трещине
Figure 1. Temperature Profile in the Fracture

Из данных, приведенных на рис. 1, следует, что в трещине могут возникнуть термобарические условия, способствующие образованию гипса, особенно, если в системе имеется достаточное количество несвязанного двухвалентного железа или в базовой воде повышена концентрация сульфатов. В ядре потока при температурах около 50–70°C время нахождения ионов ограничено, скорее, преобладает перенос ионов $\text{Ca}^{2+}/\text{SO}_4^{2-}$ без немедленного осаждения, но на поверхностях трещин в поровом пространстве, охлаждённых до температур менее 50°C, возможно осаждение гипса или бессанита как метастабильной предшествующей формы, особенно в присутствии железа [1, 7–9]. На рис. 2 показана карта риска осаждения гипса в зависимости от температуры и ионной силы раствора. Важной особенностью обработки высокотемпературных пластов относительно холодными технологическими жидкостями является возникновение довольно значительных тепловых напряжений. При быстром изменении температуры

на 70–80°C тепловые напряжения становятся сопоставимыми с прочностью пород на разрыв (десятки МПа по порядку величины). В таких условиях могут образовываться микротрещины, увеличивающие удельную поверхность взаимодействия с пониженной температурой. Как следствие, повышается вероятность появления гетерогенных центров кристаллизации CaSO_4 , и, согласно концептуальной карте, риск осаждения гипса возрастает [10–12].

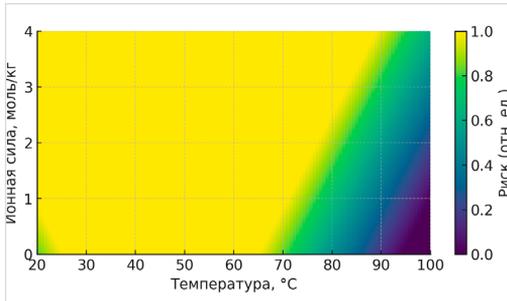


Рисунок 2. Карта риска осаждения гипса
Figure 2. Gypsum Precipitation Risk Map

Карбонатные пласты из-за очень высоких значений модулей упругости даже при высокой температуре являются довольно хрупкими породами. При их нагружении тектоническими и литостатическими напряжениями в течение длительного времени могли образоваться трещины естественного происхождения. Естественные трещины в плотных карбонатных пластах формируют основные каналы фильтрации пластового флюида, а поры являются основным объёмом для его накопления. В процессе КГРП кислота распространяется по каналам, имеющим наименьшее гидравлическое сопротивление. Поскольку апертуры естественных трещин в любой точке вдоль оси, совпадающей с направлением их распространения, могут быть непостоянными, то вполне возможны локальные сужения естественных трещин, значит скорость потока также должна быть переменной. Как отмечалось выше, при высокой скорости потока и повышенной температуре переосаждения сульфатов вероятно не происходит, но, поскольку в естественных трещинах формируются «застойные» зоны, в них происходит осаждение и накопление мелко дисперсионных частиц, что приводит к выключению некоторых естественных трещин из фильтрационной системы, следствием чего является снижение общей проницаемости пластовой системы. Таким образом, КГРП не просто становится неэффективным с точки зрения увеличения отборов, а ухудшает фильтрационно-ёмкостные свойства (далее – ФЕС) пласта из-за очень низкой растворимости гипса в соляной кислоте [4–6, 9, 13–15]. На рис. 3 схематично

показаны потоки в трещинной среде и образование зон осаждения гипса.



Рисунок 3. Схема потоков в трещинной сети
Figure 3. Flow Scheme in the Fracture Network

Помимо сульфатов и карбонатов, в пластах могут присутствовать глины различного происхождения, взаимодействие которых с технологическими жидкостями может привести к негативным последствиям из-за их набухания и миграции. С точки зрения набухания, наиболее опасными являются монтмориллониты и смешанно-слоистые глины, набухание которых в присутствии стабилизаторов снижается, но полностью не устраняется. В кислой среде набухание глин снижается из-за агрегации частиц, миграция также снижается из-за частичной нейтрализации поверхности частиц и их тенденции к взаимному прилипанию [14–18]. Но после нейтрализации кислот из-за растворения кислотой горных пород, набухание глин, особенно смектитов, может возобновиться, миграция частиц, особенно каолинитов, восстановиться, поскольку избыточную кислоту, как правило, в пласт не закачивают. В этом случае практически вся кислота должна вступить в реакцию и образовать проводящие каналы. Указанные проблемы хорошо решаются добавлением в технологические жидкости стабилизаторов на основе четвертичных аммониевых солей [9, 13–15].

Более важной проблемой, возникающей из-за взаимодействия глин с кислотами, является образование коллоидов железа и алюминия. В основном источником алюминия являются иллиты и смектиты, а железа – продукты растворения глинистых материалов. После поступления в раствор трёхвалентного железа или алюминия и повышения pH технологической жидкости образуется гидроксид железа и/или гидроксид алюминия. Гидроксиды способны образовать коллоидный гель, который после коагуляции превращается в плотный осадок, блокирующий фильтрационные каналы как естественного, так и техногенного происхождения. В результате эффективность стимуляции значительно снижается или приводит к ухудшению

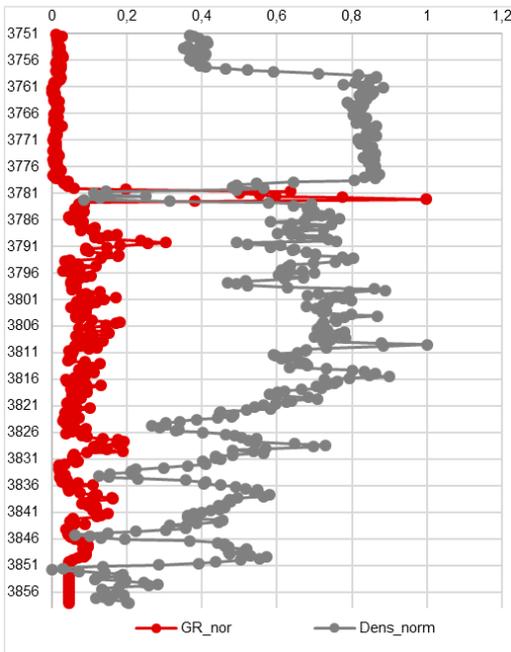


Рисунок 4. Данные гамма-каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа
Figure 4. Gamma-ray and Gamma-Gamma Density Log Data

ФЕС пласта. Как правило, чтобы избежать образования коллоидных гелей, в систему добавляют ингибиторы окисления двухвалентного железа до трёхвалентного или стабилизаторы

двухвалентного железа, поскольку оно хорошо растворимо. Но, как известно, двухвалентное железо сильно сокращает индукционный период и время осаждения гипса особенно в охлажденных зонах, что усиливает проблему блокировки фильтрационных каналов гипсом. Решение одной проблемы провоцирует вторую, если хелаторов железа недостаточно. Следовательно, для сложных пластов, в которых возможно взаимодействие технологических жидкостей с карбонатами, сульфатами и глинами, крайне важен детальный подбор рецептур в лабораторных условиях с использованием ядерного материала или шлама. Обязательными для сложных объектов должны быть исследования на вращающихся дисках, фильтрационные исследования и тесты на растворение керна или шлама, а также коррозионные тесты, необходимые для защиты подземного оборудования и уменьшения загрязнения пласта частицами коррозии, формирующими центры кристаллизации гипсов.

В табл. 2 приведены основные параметры, которые могут привести к увеличению или уменьшению рисков осаждения гипсов.

Термодинамика образования и осаждения гипса в газовых пластах сохраняет общие закономерности, но газы обладают намного меньшей теплоёмкостью и низкой степенью конвекционного теплообмена, следовательно, охлаждённый слой после контакта с относительно холодной технологической жидкостью формируется значительно быстрее, низкие температуры сохраняются дольше, что усугубляет восстановление и осаждение гипса.

Таблица 2. Чувствительность риска осадкообразования CaSO₄ к параметрам (качественная оценка)

Table 2. Sensitivity of CaSO₄ Precipitation Risk to Parameters (Qualitative Assessment)

Параметр Parameter	Изменение (→) Change (→)	Эффект на риск Effect on Risk	Комментарии Comments
Температура у стенки Wall Temperature	↓ до 30–45°C ↓ to 30–45°C	↑	Вход в область стабильности гипса Entry into the gypsum stability region
Ионная сила Ionic Strength	↑ (NaCl/KCl)	двойко mixed effect	↓ активность воды (смещает T стабильности), но влияет на смешение потоков ↓ water activity (shifts stability temperature) but affects flow mixing
[Fe ²⁺] в системе [Fe ²⁺] in the System	↑	↑	Сокращает индукционное время нуклеации гипса Reduces gypsum nucleation induction time
Сульфат в воде Sulfate in Water	↑ (морская вода) ↑ (seawater)	↑↑	Пересыщение при нейтрализации кислоты Supersaturation upon acid neutralization
Скорость течения Flow Rate	↓ локально ↓ locally	↑	Застойные зоны – рост без сноса Stagnant zones – growth without removal
Шероховатость стенки Wall Roughness	↑	↑	Гетерогенные центры кристаллизации Heterogeneous crystallization centers

Результаты и обсуждение

После выполнения работ по кислотной стимуляции на одном из газовых месторождений, расположенных в Средней Азии, оказалось, что после стимуляции дебиты газа снизи-

лись по сравнению с таковыми до воздействия. На рис. 4 приведена основная геофизическая информация о пласте. Плотность пород, значение естественной радиоактивности варьируются в весьма высоких пределах, что может указывать

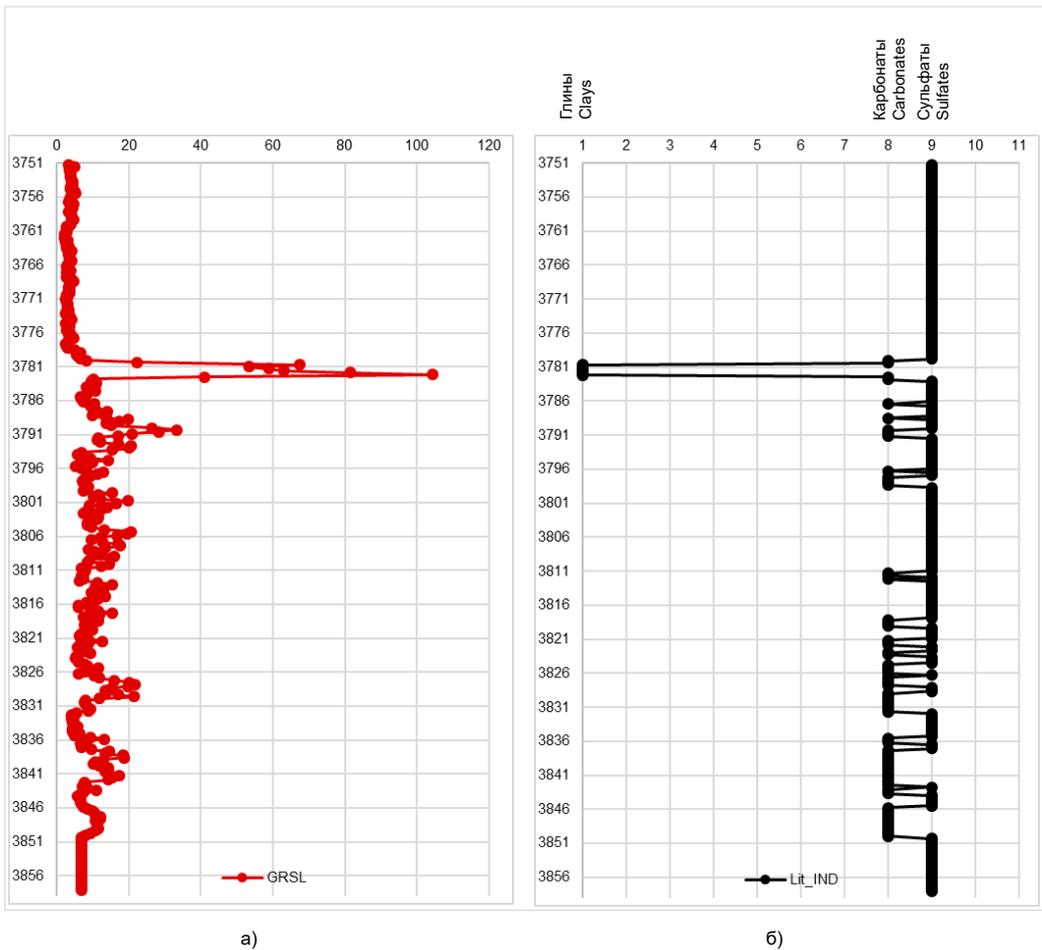


Рисунок 5. Строение пласта
Figure 5. Reservoir Structure

а) данные гамма-каротажа / gamma-ray log data; б) литологическое строение пласта / lithological structure of the reservoir

на довольно сложное строение пласта. На рис. 5 представлено расчётное строение пласта. Из расчёта видно, что пласт представляет собой довольно сложное чередование карбонатов и сульфатов, что осложняет выполнение успешной стимуляции из-за осаждения осадков в естественных и техногенных трещинах. Поскольку пласт насыщен газом, то, кроме проблем с осаждением сульфатов, могут возникнуть осложнения из-за водной блокады, приводящие к снижению фазовой проницаемости газа, если не применяются технологические флюиды с повышенной энергией (за счёт добавления газов) или эмульгированных систем. Не исключено, что в пласте развита естественная трещиноватость. На рис. 6 приведены расчётные значения напряжений, свойственные рассматриваемому пласту, на рис. 7 и 8 – расчётные значения коэффициентов Пуассона и модулей Юнга. Из расчёта следует, что в пласте выделяются мощные барьеры

для техногенных трещин в вертикальном направлении, т.е. трещины ГРП, скорее всего, формируются в целевой зоне пласта. Следовательно, проблема прорыва трещин в нецелевые зоны не может объяснить существенное снижение дебитов после КГРП.

Основной причиной негативного отклика на обработку можно считать уменьшение фазовой проницаемости пласта для газа, выпадение нерастворимых осадков, снижающих проводимость техногенных трещин. На рис. 9 показаны расчётные значения запускных дебитов скважин после успешной и неуспешных стимуляций. Из расчёта видно, что потенциально, при корректно спроектированном КГРП, дебиты газа должны многократно увеличиться, но если происходит осаждение осадков в техногенных и естественных трещинах, то дебиты газа снижаются в ~1,5 раза. Если же происходит, кроме того, водная блокада, то дебиты газа могут снизиться бо-

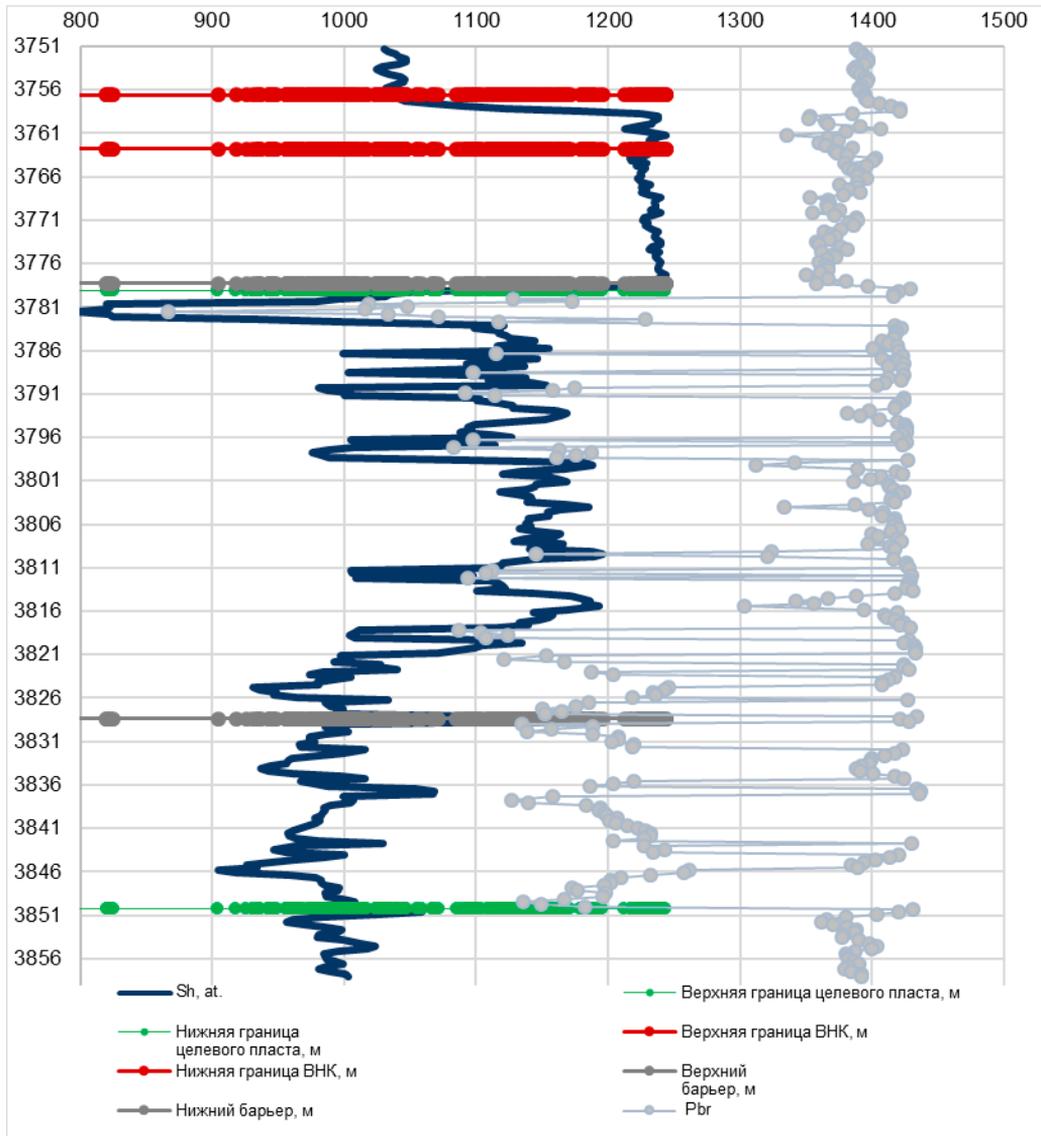


Рисунок 6. Минимальные горизонтальные напряжения и давления разрыва
Figure 6. Minimum Horizontal Stresses and Fracture Pressures

лее чем в два раза. Если осадки не обработать очень быстро, то повреждения трещин окажутся неустраняемыми, но при агрессивном освоении может произойти деградация трещин, что чревато потерей эффектов от стимуляции.

Заключение

Кислотный ГРП, несмотря на кажущуюся операционную лёгкость, является крайне сложной инженерной задачей. Это обусловлено механизмами химических реакций и термодинамической обстановкой: изменение температуры пласта в окрестностях зон нагнетания техноло-

гических жидкостей приводит к тому, что температуры и давления становятся благоприятными для протекания реакций с негативным для стимуляции исходом, таких как осаждение сульфатов, набухание и миграция глин. Как было указано выше, после стимуляции должны одновременно решаться две трудно согласуемые задачи: быстрая обработка осадков с наибольшей скоростью и предотвращение в процессе добычи и освоения смыкания техногенных трещин-червоточин, что предполагает крайне щадящие условия вывода скважины на режим. Следовательно, проблему осаждения следует купировать

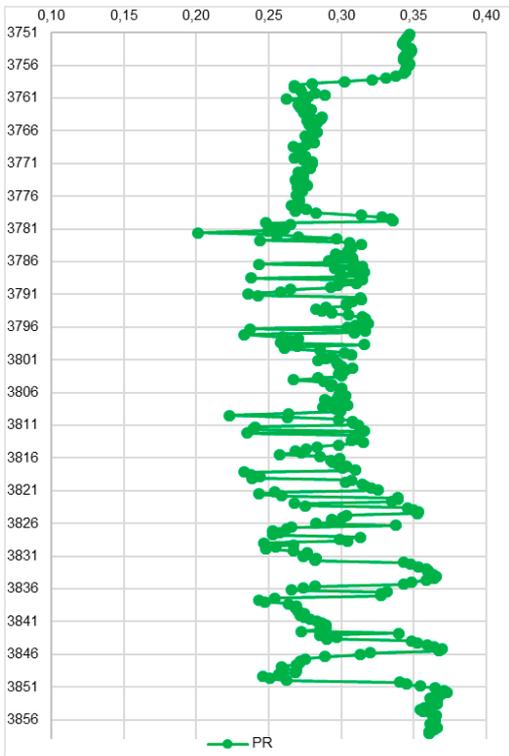


Рисунок 7. Профиль коэффициентов Пуассона
Figure 7. Poisson's Ratio Profile

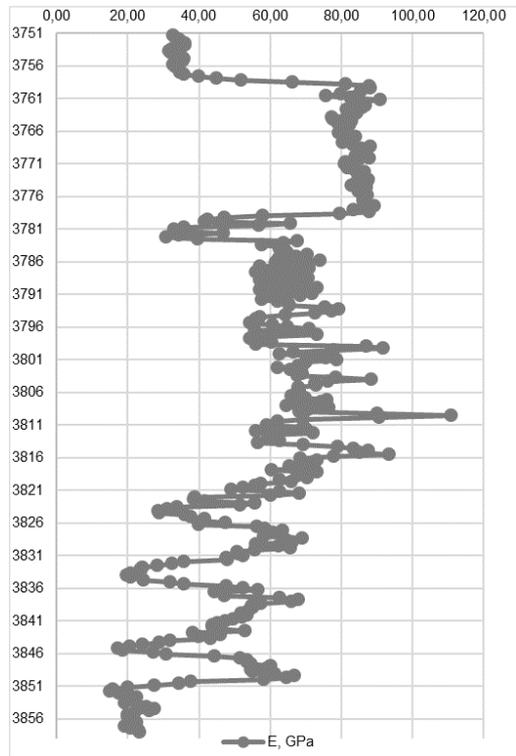


Рисунок 8. Профиль модулей Юнга
Figure 8. Young's Modulus Profile

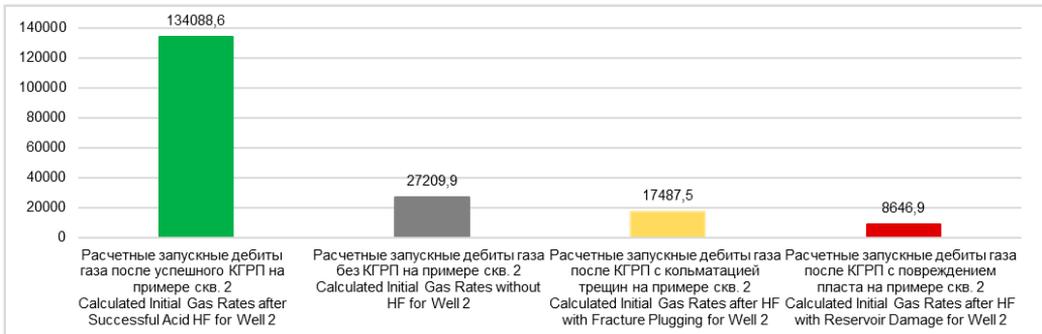


Рисунок 9. Расчётные показатели добычи при различных эффективностях стимуляции
Figure 9. Calculated Production Rates at Different Stimulation Efficiencies

за счёт подбора рецептур технологических жидкостей и уменьшения доли воды в них.

Для газовых пластов отдельно стоят проблемы образования водных блокад и критически сильного снижения фазовой проницаемости для газа, которые преодолеваются использованием высокоэнергетических или эмульгированных технологических жидкостей, причём на основе кислоты и нефти.

Стоит отметить, что крайне важно для устранения рисков снижения эффективности обработки как можно быстрее приступить к освоению скважины. Процесс освоения после кислот-

ной стимуляции сам по себе довольно сложен, поскольку конкурируют по меньшей мере два процесса. Необходима агрессивная программа освоения (с высокими депрессиями) для того, чтобы осадки и остатки технологических жидкостей как можно быстрее вывести из пласта, однако при этом депрессии должны быть умеренными, чтобы не допустить закрытия узких трещин, образованных за счёт реакции пород с активными технологическими жидкостями. Эффективные способы освоения являются отдельной темой для исследований, выходящей за рамки представленной статьи.

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: Дусалиев А.М. – построение геомеханической модели, расчёты и оценка, литературный обзор, написание рукописи; Исмаилов А.А. – проверка расчётов, редактирование статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Askhat M. Duisaliyev – constructed the geomechanical model, performed calculations and assessment, conducted the literature review, prepared the manuscript; Ismailov A.A. – verified the calculations and edited the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhang Ya., Yang K., Dong Ya., et al. Chemical characterization of non-volatile dissolved organic matter from oilfield-produced brines in the Nanyishan area of the western Qaidam Basin, China // *Chemosphere*. 2021. Vol. 268. doi: [10.1016/j.chemosphere.2020.128804](https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.128804).
2. Voigt W., Freyer D. Solubility of anhydrite and gypsum below 100 °C; gypsum-anhydrite transition in aqueous solutions: a re-assessment // *Frontiers in Nuclear Engineering*. 2023. Vol. 2. doi: [10.3389/fnue.2023.1208582](https://doi.org/10.3389/fnue.2023.1208582).
3. blogs.ed.ac.uk [Internet]. Christopher Hall. Hall's Notes and Queries. NQ9. The solubility of gypsum in water [cited 2025 Oct 08]. Available from: blogs.ed.ac.uk/christopherhall/wp-content/uploads/sites/6693/2025/12/NQ9v6.pdf.
4. Quintero H., Maley D.M., Zafar F. Prevention of dissolution and re-precipitation of calcium sulfate while acidizing // *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*; December 10–12, 2014; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/14IPTC/14IPTC/IPTC-17827-MS/153391.
5. He J. Calcium sulfate formation and mitigation when seawater is used to prepare hydrochloric acid for well stimulation: dissertation. Texas : Texas A&M University, 2011.
6. He J., Mohamed I.M., Nasr-El-Din H.A. Mixing Hydrochloric Acid and Seawater for Matrix Acidizing: Is It a Good Practice? // *SPE European Formation Damage Conference*; June 7–10, 2011; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/11EFDC/11EFDC/SPE-143855-MS/149863.
7. Ossorio M., Van Driessche A.E.S., Pérez P., García-Ruiz J.M. The gypsum–anhydrite paradox revisited // *Chemical Geology*. 2014. Vol. 386, P. 16–21. doi: [10.1016/j.chemgeo.2014.07.026](https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2014.07.026).
8. Van Driessche A.E.S., Stawski T.M., Benning L.G., Kellermeier M. Calcium Sulfate Precipitation Throughout Its Phase Diagram. In: Van Driessche A., Kellermeier M., Benning L., Gebauer D., editors. *New Perspectives on Mineral Nucleation and Growth*. Cham : Springer, 2017. P. 227–256.
9. Murtaza M., Alarifi S.A., Rasm M.Y., et al. Single step calcium sulfate scale removal at high temperature using tetrapotassium ethylenediaminetetraacetate with potassium carbonate // *Scientific Reports*. 2022. Vol. 12. doi: [10.1038/s41598-022-14385-6](https://doi.org/10.1038/s41598-022-14385-6).
10. Chen B., Zhou Q. Scaling Behavior of Thermally Driven Fractures in Deep Low-Permeability Formations: A Plane Strain Model With 1-D Heat Conduction // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2022. Vol. 127, Issue 3. doi: [10.1029/2021JB022964](https://doi.org/10.1029/2021JB022964).
11. Vik H.S., Salimzadeh S., Nick H.M. Heat recovery from multiple-fracture EGS; thermoelastic interactions // *Renewable Energy*. 2018. Vol. 121. P. 606–622. doi: [10.1016/j.renene.2018.01.039](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.039).
12. Lu G., Kelley M., Raziperchikolaei S., Bunger A. Modeling the impact of thermal stresses induced by wellbore cooldown on hydraulic fractures // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2024. Vol. 57. P. 5935– 5952. doi: [10.1007/s00603-024-03829-2](https://doi.org/10.1007/s00603-024-03829-2).
13. Mohammed I., Svenningsen S.W., Kamounah F.S., et al. Calcium sulfate scale: a review of state-of-the-art // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 242. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213228](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213228).
14. Tangparitkul S., Saul A., Leelasukseree Ch., et al. Fines migration and permeability decline during low-salinity injection // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 194. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107448](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107448).
15. Cihan A., Petrusak R., Bhuvankar P., et al. Permeability decline by clay fines migration around a low-salinity injection well // *Ground Water*. 2022. Vol. 60, Issue 1. P. 87–98. doi: [10.1111/gwat.13127](https://doi.org/10.1111/gwat.13127).
16. Sadeghein A., Abbaslu A., Riahi S., Hajipour M. Comprehensive analysis of fine particle migration and permeability impairment // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 240. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213044](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213044).
17. Stuedel A., Batenburg L.F., Fischer H.R., et al. Alteration of swelling clay minerals by acid activation // *Applied Clay Science*. 2009. Vol. 44, Issue 1–2. P. 105–115. doi: [10.1016/j.clay.2009.02.002](https://doi.org/10.1016/j.clay.2009.02.002).
18. Hu B., Zhang Ch., Zhang X. The Effects of Hydrochloric Acid Pretreatment on Different Types of Clay Minerals // *Minerals*. 2022. Vol. 12, No. 9. doi: [10.3390/min12091167](https://doi.org/10.3390/min12091167).

REFERENCES

1. Zhang Y, Yang K, Dong Y, et al. Chemical characterization of non-volatile dissolved organic matter from oilfield-produced brines in the Nanyishan area of the western Qaidam Basin, China. *Chemosphere*. 2021;268:128804. doi: [10.1016/j.chemosphere.2020.128804](https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.128804).
2. Voigt W, Freyer D. Solubility of anhydrite and gypsum below 100 °C; gypsum-anhydrite transition in aqueous solutions: a re-assessment. *Frontiers in Nuclear Engineering*. 2023;2:1208582. doi: [10.3389/fnuen.2023.1208582](https://doi.org/10.3389/fnuen.2023.1208582).
3. blogs.ed.ac.uk [Internet]. Christopher Hall. Hall's Notes and Queries. NQ9. The solubility of gypsum in water [cited 2025 Oct 08]. Available from: blogs.ed.ac.uk/christopherhall/wp-content/uploads/sites/6693/2025/12/NQ9v6.pdf.
4. Quintero H, Maley DM, Zafar F. Prevention of dissolution and re-precipitation of calcium sulfate while acidizing. Proceedings of the International Petroleum Technology Conference; 2014 Dec 10–12; Kuala Lumpur, Malaysia. Available from: onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/14IPTC/14IPTC/IPTC-17827-MS/153391.
5. He J. Calcium sulfate formation and mitigation when seawater is used to prepare hydrochloric acid for well stimulation [dissertation]. Texas: Texas A&M University; 2011.
6. He J, Mohamed IM, Nasr-El-Din HA. Mixing Hydrochloric Acid and Seawater for Matrix Acidizing: Is It a Good Practice? SPE European Formation Damage Conference; 2011 June 7–10; Noordwijk, The Netherlands. Available from: onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-abstract/11EFDC/11EFDC/SPE-143855-MS/149863.
7. Ossorio M, Van Driessche AES, Pérez P, García-Ruiz JM. The gypsum–anhydrite paradox revisited. *Chemical Geology*. 2014;386:16–21. doi: [10.1016/j.chemgeo.2014.07.026](https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2014.07.026).
8. Van Driessche AES, Stawski TM, Benning LG, Kellermeier M. *Calcium Sulfate Precipitation Throughout Its Phase Diagram*. In: Van Driessche A, Kellermeier M, Benning L, Gebauer D, editors. *New Perspectives on Mineral Nucleation and Growth*. Cham: Springer; 2017. P:227–256.
9. Murtaza M, Alarifi SA, Rasm MY, et al. Single step calcium sulfate scale removal at high temperature using tetrapotassium ethylenediaminetetraacetate with potassium carbonate. *Scientific Reports*. 2022;12:10085. doi: [10.1038/s41598-022-14385-6](https://doi.org/10.1038/s41598-022-14385-6).
10. Chen B, Zhou Q. Scaling Behavior of Thermally Driven Fractures in Deep Low-Permeability Formations: A Plane Strain Model With 1-D Heat Conduction. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2022;127(3):e2021JB022964. doi: [10.1029/2021JB022964](https://doi.org/10.1029/2021JB022964).
11. Vik HS, Salimzadeh S, Nick HM. Heat recovery from multiple-fracture EGS; thermoelastic interactions. *Renewable Energy*. 2018;121:606–622. doi: [10.1016/j.renene.2018.01.039](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.039).
12. Lu G, Kelley M, Raziperchikolaee S, Bunger A. Modeling the impact of thermal stresses induced by wellbore cooldown on hydraulic fractures. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2024;57:5935–5952. doi: [10.1007/s00603-024-03829-2](https://doi.org/10.1007/s00603-024-03829-2).
13. Mohammed I, Svenningsen SW, Kamounah FS, et al. Calcium sulfate scale: a review of state-of-the-art. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024;242:213228. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213228](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213228).
14. Tangparitkul S, Saul A, Leelasukseree C, et al. Fines migration and permeability decline during low-salinity injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;194:107448. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107448](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107448).
15. Cihan A, Petrusak R, Bhuvankar P, et al. Permeability decline by clay fines migration around a low-salinity injection well. *Ground Water*. 2022;60(1):87–98. doi: [10.1111/gwat.13127](https://doi.org/10.1111/gwat.13127).
16. Sadeghein A, Abbaslu A, Riahi S, Hajipour M. Comprehensive analysis of fine particle migration and permeability impairment. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024;240:213044. doi: [10.1016/j.geoen.2024.213044](https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213044).
17. Steudel A, Batenburg LF, Fischer HR, et al. Alteration of swelling clay minerals by acid activation. *Applied Clay Science*. 2009;44(1–2):105–115. doi: [10.1016/j.clay.2009.02.002](https://doi.org/10.1016/j.clay.2009.02.002).
18. Hu B, Zhang C, Zhang X. The Effects of Hydrochloric Acid Pretreatment on Different Types of Clay Minerals. *Minerals*. 2022;12(9):12091167. doi: [10.3390/min12091167](https://doi.org/10.3390/min12091167).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Дуйсалиев Асхат Мубинович

ORCID [0009-0000-9470-4225](https://orcid.org/0009-0000-9470-4225)

e-mail: a.duisaliyev@cis.kz.

Исмаилов Абдулахат Абдукаримович

канд. техн. наук, профессор

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.

AUTHORS' INFO

*Askhat M. Duisaliyev

ORCID [0009-0000-9470-4225](https://orcid.org/0009-0000-9470-4225)

e-mail: a.duisaliyev@cis.kz.

Abdulakhat A. Ismailov

Cand. Sc. (Engineering), professor

ORCID [0000-0002-1957-5168](https://orcid.org/0000-0002-1957-5168)

e-mail: a.ismailov@kbtu.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 622.276.66

МРНТИ 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Получена: 29.10.2025.

Одобрена: 20.06.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Методические подходы к анализу эффективности гидроразрыва пласта на примере месторождения М

Н.Н. Сагынғали¹, Е.Т. Баспаев¹, А.А. Башев¹, Т.С. Джаксылыков¹, А.С. Марданов¹, Ж.А. Муқатов²

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²КазМунайГаз, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Работа направлена на решение проблемы пескопроявления и низкого межремонтного периода скважин на месторождении М через адаптацию технологии гидроразрыв пласта (далее – ГРП) для слабосцементированных пластов. Научная новизна заключается в обосновании применения ГРП как метода создания консолидированного экрана, выполняющего роль забойного фильтра. Предложенный подход позволяет достичь отрицательного скин-фактора при одновременной стабилизации скелета пласта.

Цель. Продемонстрировать первый в Казахстане практический опыт реализации ГРП в нетрадиционном коллекторе – слабосцементированной, высокопроницаемой залежи с высоковязкой нефтью при малой глубине залегания.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов использованы данные промысловых наблюдений и отчётная документация по проведённым операциям ГРП на месторождении М. В специализированном программном обеспечении FracPro выполнено моделирование геомеханических и фильтрационных свойств пласта, а также симуляция трещин по фактическим параметрам закачки. Построенные модели сопоставлялись с результатами проведённых ГРП, что позволило оценить соответствие проектных решений фактическим данным и проанализировать эффективность реализованных мероприятий.

Результаты. Проведён комплексный анализ геолого-технических условий, особенностей строения коллектора и исходных фильтрационно-ёмкостных свойств пород (далее – ФЕС), а также анализ фактических операций ГРП, выполненных на скважинах месторождения М. Моделирование параметров трещины, проведённое в FracPro с использованием реальных значений закачки, сопоставление расчётных и фактических показателей показало эффективность проведённых мероприятий и соответствие достигнутых дебитов проектным ожиданиям. Выявлены ключевые факторы, повлиявшие на результат: выбор оптимальной концентрации адгезионного состава для консолидации проппанта, а также контроль чистого давления в процессе закачки. Выработаны практические рекомендации по оптимизации проектирования и проведения ГРП в коллекторах с глубиной ниже 500 м.

Заключение. Полученные результаты подтверждают необходимость дальнейшей оптимизации проектирования и проведения ГРП на месторождении М, в т.ч. с учётом уточнения параметров закачки и корректировки ФЕС. Комплексный подход к анализу проведённых операций позволяет не только повысить эффективность уже реализованных мероприятий, но и служит основой для выбора оптимальных кандидатов и улучшения дизайна ГРП в последующих проектах.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, пескопроявление, фильтр, часто ремонтируемый фонд, межремонтный период, анализ данных, эффективность ГРП.

Как цитировать:

Сагынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев А.А., и др. Методические подходы к анализу эффективности гидроразрыва пласта на примере месторождения М // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 43–54. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

UDC 622.276.66

CSCSTI 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Received: 29.10.2025.

Accepted: 20.06.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Methodological Approaches to Analyzing the Effectiveness of Hydraulic Fracturing: A Case Study of the M Field

Nurtas N. Sagyngali¹, Yerlan T. Baspayev¹, Adilbek A. Bashev¹, Talgat S. Jaxylykov¹, Altynbek S. Mardanov¹, Zhassulan A. Mukatov²

¹Atyrau Branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²KazMunayGas, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The work aims to address sand production issues and low mean time between failures (MTBF) of wells at Field M by adapting hydraulic fracturing technology for poorly consolidated formations. The scientific novelty lies in the justification of using hydraulic fracturing as a method for creating a consolidated screen that functions as a downhole filter. The proposed approach achieves a negative skin factor while simultaneously stabilizing the formation skeleton. The practical significance is confirmed by the complete elimination of sand production and improved well operation efficiency in shallow depth conditions.

Aim: To demonstrate the first practical experience in Kazakhstan of implementing hydraulic fracturing in an unconventional reservoir – a poorly consolidated, highly permeable formation with high-viscosity oil at shallow reservoir depth.

Materials and methods: This study is based on field data and operational reports from hydraulic fracturing (HF) activities at Field M. Geomechanical and filtration properties of the formation were simulated, and fracture propagation was modeled in the FracPro software using actual injection parameters. The resulting models were compared with the outcomes of the implemented HF treatments, allowing evaluation of the correspondence between design solutions and field performance, as well as analysis of the effectiveness of the conducted interventions. This work represents Kazakhstan's first practical experience of implementing HF in an unconventional reservoir: a poorly cemented, highly permeable formation containing high-viscosity oil at shallow depth.

Results: The study analyzed the actual HF operations performed on wells at the M field. Modeling of fracture parameters was conducted in FracPro using real-world injection data. Comparing the calculated and actual performance indicators allowed for the evaluation of treatment efficacy, validation of achieved production rates against design expectations, and identification of key result-influencing factors. A comprehensive analysis was also performed of the geological and technical conditions, reservoir structure, and initial filtration-capacitance properties (FCP) of the formation. Key factors affecting the results included the selection of the optimal concentration of the adhesive composition for proppant consolidation and the control of net pressure during the injection process. Practical recommendations were developed for optimizing the design and execution of HF in reservoirs at depths below 500 m.

Conclusion: The findings confirm the necessity of further optimization in HF design and execution at the M field, particularly regarding the refinement of injection parameters and correction of the model's filtration-storage characteristics. This comprehensive analytical approach not only improves the efficacy of already performed treatments but also forms the basis for selecting optimal candidates and enhancing HF design in future projects.

Keywords: hydraulic fracturing; sand production; filter; frequently repaired well stock; workover interval; data analysis; HF efficiency.

To cite this article:

Sagyngali NN, Baspayev YT, Bashev AA, et al. Methodological Approaches to Analyzing the Effectiveness of Hydraulic Fracturing: A Case Study of the M Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1): 43–54. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

ӨОЖ 622.276.66

ҒТАХР 52.47.19

DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930)

Қабылданды: 29.10.2025.

Мақұлданды: 20.06.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

М кен орны мысалында қабатты гидравликалық жарудың тиімділігін талдаудың әдістемелік тәсілдері

Н.Н. Сағынғали¹, Е.Т. Баспаев¹, Ә.А. Башев¹, Т.С. Жақсылықов¹, А.С. Марданов¹, Ж.А. Мұқатов²

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²ҚазМұнайГаз, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жұмыс әлсіз цементтелген қабаттар үшін гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) технологиясын бейімдеу арқылы М кен орнындағы ұңғымалардағы құмның пайда болуы және жөндейу аралық кезеңінің төмен проблемасын шешуге бағытталған. Ғылыми жаңалық-ҚГЖ кенжар сүзгісінің рөлін атқаратын шоғырландырылған экранды құру әдісі ретінде қолдануды негіздеу болып табылады. Ұсынылған тәсіл қабаттың қаңқасын бір уақытта тұрақтандыру кезінде теріс скин-факторына қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Мақсаты. Қазақстанда алғаш рет дәстүрлі емес типтегі коллекторда – әлсіз цементтелген, жоғары өткізгіштікті, тұтқыр мұнаймен қаныққан және төмен тереңдікте орналасқан қабатта ҚГЖ технологиясын енгізудің практикалық тәжірибесін көрсету.

Материалдар мен әдістер. Бастапқы материалдар ретінде М кен орнында ҚГЖ жүргізген операциялар бойынша кәсіпшілік байқаулардың деректері және есептік құжаттамасы пайдаланылды. FracPro мамандандырылған бағдарламалық жасақтамасы қабаттың геомеханикалық және сүзу қасиеттерін модельдеуді, сондай-ақ нақты айдау параметрлері бойынша жарықшақтарды модельдеуді жүзеге асырады. Салынған модельдер жобалық шешімдердің нақты деректерге сәйкестігін бағалауға және іске асырылған іс-шаралардың тиімділігін талдауға мүмкіндік беретін ҚГЖ нәтижелерімен салыстырылды.

Нәтижелері. Геологиялық-техникалық жағдайларға, коллектор құрылысының ерекшеліктеріне және жыныстардың бастапқы сүзу-сыйымдылық қасиеттеріне (бұдан әрі – ССҚ) кешенді талдау, сондай-ақ М кен орнының ұңғымаларында орындалған ҚГЖ нақты операцияларына талдау жүргізілді. Нақты айдау мөндерін пайдалана отырып, FracPro-да жүргізілген жарықшақ параметрлерін модельдеу, есептік және нақты көрсеткіштерді салыстыру жүргізілген іс-шаралардың тиімділігін және қол жеткізілген дебиттердің жобалық күтулерге сәйкестігін көрсетті. Нәтижеге әсер еткен негізгі факторлар анықталды: проппантты шоғырландыру үшін адгезия құрамының оңтайлы концентрациясын таңдау, сондай-ақ айдау процесінде таза қысымды бақылау. Тереңдігі 500 м ден төмен коллекторларда ҚГЖ жобалауды және жүргізуді оңтайландыру бойынша практикалық ұсыныстар әзірленді.

Қорытынды. Алынған нәтижелер М кен орнында ҚГЖ жобалауды және жүргізуді одан әрі оңтайландыру қажеттілігін, оның ішінде ССҚ айдау және түзету параметрлерін нақтылауды ескере отырып, растайды. Жүргізілген операцияларды талдаудың кешенді тәсілі қазірдің өзінде жүзеге асырылған іс-шаралардың тиімділігін арттыруға ғана емес, сонымен қатар оңтайлы үміткерлерді таңдауға және кейінгі жобаларда ҚГЖ дизайнын жақсартуға негіз болады.

Негізгі сөздер: қабатты гидравликалық жару, құмның пайда болуы, сүзгі, жиі жөнделетін қор, жөндейу аралық кезең, деректерді талдау, ҚГЖ тиімділігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сағынғали Н.Н., Баспаев Е.Т., Башев Ә.А., және б. М кен орны мысалында қабатты гидравликалық жарудың тиімділігін талдаудың әдістемелік тәсілдері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 43–54 б. DOI: [10.54859/kjogi108930](https://doi.org/10.54859/kjogi108930).

Введение

Одной из ключевых проблем разработки месторождений со слабощементированными песчаниковыми коллекторами, к которым относится месторождение М, является интенсивное пескопроявление в процессе эксплуатации скважин. Вынос механических примесей приводит к преждевременному износу погружного оборудования, засорению ствола скважины и, как следствие, росту числа подземных ремонтов (далее – ПРС) и снижению межремонтного периода (далее – МРП).

Традиционные методы борьбы с пескопроявлением, такие как установка механических фильтров или противопесочных экранов, зачастую сопровождаются созданием дополнительного скин-эффекта, что существенно ограничивает приток продукции и снижает эффективность разработки. В этой связи актуальным становится поиск технологий, сочетающих в себе как интенсификацию притока, так и надёжную стабилизацию призабойной зоны пласта (далее – ПЗП).

ГРП традиционно рассматривается как метод увеличения проводимости пласта [1]. Однако при определённых технологических режимах и использовании специализированных материалов ГРП может выступать в качестве эффективного метода контроля пескопроявления. Научный и практический интерес представляет использование проппантов с адгезионным покрытием, способных формировать в трещине устойчивый высокопроводящий каркас, выполняющий функцию глубокого фильтра.

Несмотря на наличие мирового опыта проведения подобных операций, для условий место-

рождения М с глубинами залегания продуктивных горизонтов менее 500 м и специфическими геомеханическими свойствами пород подбор оптимальных параметров закачки остаётся сложной задачей, требующей дополнительного научного обоснования.

Целью данной работы является теоретическое обоснование и анализ практической эффективности применения ГРП с использованием адгезионных составов для интенсификации добычи и одновременного ограничения выноса песка в условиях месторождения М. В статье представлены результаты верификации проектных параметров в программном комплексе FracPro и дана оценка влияния технологии на динамику добычи и МРП скважин.

Для рассматриваемого месторождения дополнительной особенностью является высокая вязкость нефти, которая в сочетании со слабой цементацией коллекторов оказывает негативное влияние на продуктивность скважин. Аналогичные вызовы отмечены и на других объектах, где проведение ГРП в условиях высокопроницаемых и нестабильных коллекторов требовало более точного прогнозирования потерь жидкости и оптимизации технологических параметров. В табл. 1 представлена информация по мировому опыту применения технологии.

Проведение и последующий анализ ГРП в условиях высокопроницаемых коллекторов рассматриваемого месторождения представляются важным инструментом повышения продуктивности скважин и снижения негативного влияния пескопроявлений.

Таблица 1. Опыт проведения ГРП на месторождениях-аналогах
Table 1. Field experience with hydraulic fracturing in similar fields

Наименование показателя Parameter name	М, II объект M, II object	Дури, Индонезия Duri, Indonesia [2]	Пески Ринду, Дури Rindu Sands, Duri [2]
Глубина залегания, м Reservoir depth, m	285	214	153
Нефтенасыщенность, % Oil saturation, %	74	55	
Пористость, % Porosity, %	35	32	30–35
Проницаемость, мД Permeability, mD	547	1500	1300–3000
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	23	34	
Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm	24	12.25	10
Вязкость нефти, сП Oil viscosity, cP	246,6	400	160
Результат Result		Исследовано поведение фильтрации жидкости в высокопроницаемых коллекторах The behavior of liquid filtration in highly permeable reservoirs is investigated	Увеличение продуктивности с 28% до 162% Productivity increased from 28% to 162%

Материалы и методы

Объектом настоящего комплексного исследования и последующего опытно-промышленного внедрения технологии явилась эксплуатационная скважина, которая была выбрана в качестве

пилотного кандидата для кардинального улучшения приточных характеристик. Продуктивный горизонт залегаёт на относительно незначительной глубине, составляющей всего 250 м, что обуславливает низкие пластовые давления и мини-

мальное горное давление. При этом коллектор характеризуется аномально высокой естественной проницаемостью, среднее значение которой достигает 1000 мД.

Ключевым лимитирующим фактором, сдерживающим продуктивность скважины до интенсификации, являлась исключительная вязкость пластовой нефти, составляющая 246 сПз. Именно этот гидродинамический параметр, наряду с наличием критической кольматации ПЗП, объяснял парадоксально низкий дебит сква-

жины, который был зафиксирован на уровне 2 т/сут, несмотря на превосходные фильтрационные характеристики коллектора. Кроме того, скважина систематически демонстрировала пескопроявления, что указывало на острую проблему механической нестабильности ствола. В связи с этим операция ГРП была утверждена как необходимое комплексное мероприятие, направленное на обход кольматированной зоны и обеспечение долговременной стабилизации притока.

Таблица 2. Рецепт жидкости
Table 2. Fluid composition

Компонент жидкости ГРП Fracturing fluid component	Наименование Name	Ед. изм. Units	Концентрация / Concentration		
			скважина А / Well A	скважина В / Well B	скважина С / Well C
Гелеобразующий агент Gelling agent	УрFWG-7	кг/м ³ kg/m ³	2,40	2,40	2,40
Сшиватель Crosslinker	УрНТ-7	л/м ³ l/m ³	2–2	2,2–2,2	2,2–2,2
Стабилизатор глин / Демульгатор Clay stabilizer / Demulsifier	УрECS	л/м ³ l/m ³	1,5	1,5	1,5
Биоцид Biocide	УрE-7bio	кг/м ³ kg/m ³	0,06	0,06	0,06
Активатор RCP RCP activator	УрLK-11	л/м ³ l/m ³	0–30	0–30	0–30
Жидкий брейкер Liquid breaker	УрBLT(Б)	л/м ³ l/m ³	4,5–4,5	4,5–4,5	4,5–4,5
Активатор брейкера Breaker activator	УрBRP-A(0)	л/м ³ l/m ³	4,5–4,5	4,5–4,5	4,5–4,5
Живой брейкер Enzyme breaker	УрAP-1	кг/м ³ kg/m ³	0,4–0,5	0,4–0,5	0,4–0,5

Таблица 3. График закачки ГРП на скважине А
Table 3. Pump schedule for Well A

Стадия Stage	Тип стадии Stage type	Тип жидкости Fluid type	Объём жидкости, м ³ Fluid volume, m ³	Концентрация проппанта 1, кг/м ³ Proppant concentration 1, kg/m ³	Концентрация проппанта 2, кг/м ³ Proppant concentration 2, kg/m ³	Пропант стадии, кг Stage proppant, kg	Расход смеси 1, м ³ /мин Slurry rate 1, m ³ /min	Расход смеси 2, м ³ /мин Slurry rate 2, m ³ /min	Тип проппанта Proppant type
	Жидкость в скважине Wellbore fluid	H ₂ O	2,008						
1	Закачка воды Water injection	UPFWG LG 2.4	1,800				2,3	2,3	
2	Остановка закачки Pumping shut-down								
3	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG XL 2.4	4,000				2,3	2,3	
4	Проппантная пачка Proppant pad	UPFWG XL 2.4	5,000	100	300	999	2,3	2,3	ForeProp 16/20
5	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG XL 2.4	4,000				2,3	2,3	
6	Мини-ГРП Mini hydraulic fracturing	UPFWG LG 2.4	2,800				2,3	2,3	
7	Остановка закачки Pumping shut-down								
8	Буфер основного ГРП Main hydraulic fracturing buffer	UPFWG XL 2.4	8,000				2,3	2,3	
9	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,800	100	300	759	2,3	2,3	ForeProp 16/20
10	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	300	500	1439	2,3	2,3	ForeProp 12/18
11	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	500	700	2158	2,3	2,3	ForeProp 12/18

Стадия Stage	Тип стадии Stage type	Тип жидкости Fluid type	Объём жидкости, м³ Fluid volume, m³	Концентрация проппанта 1, кг/м³ Proppant concentration 1, kg/m³	Концентрация проппанта 2, кг/м³ Proppant concentration 2, kg/m³	Пропант стадии, кг Stage proppant, kg	Расход смеси 1, м³/мин Slurry rate 1, m³/min	Расход смеси 2, м³/мин Slurry rate 2, m³/min	Тип проппанта Proppant type
12	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	700	900	2877	2,3	2,3	ForeProp 12/18
13	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	3,600	900	1100	3596	2,3	2,3	ForeProp 12/18
14	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	1,800	1100	1200	2068	2,3	2,3	WellProp RCP
15	Смесь основного ГРП Main hydraulic fracturing slurry	UPFWG XL 2.4	1,000	1200	1200	1199	2,3	2,3	WellProp RCP
16	Продавка основного ГРП Main hydraulic fracturing displacement	UPFWG LG 2.4	1,600				2,3	2,3	
17	Остановка закачки Pumping shut-down								

ГРП проведён на скважинах А, В и С. При ГРП были использованы химические реагенты компании ООО «Уралпласт», в частности, активатор RCP-проппанта UpLK-11¹ (сокр. от англ. Resin Coated Proppant – проппант с полимерным покрытием).

В условиях слабосцементированных коллекторов месторождения М, склонных к интенсивному пескопроявлению, ключевой задачей ГРП является не только создание трещины высокой проводимости, но и обеспечение её долговременной устойчивости к выносу частиц пластового песка [3].

Научное обоснование выбора активатора проппанта базируется на термодинамической теории адгезии. Механизм действия жидкого адгезива заключается в снижении свободной поверхностной энергии на границе раздела фаз «кварц – полимер – пластовый флюид». При закачке активатора на поверхности проппанта формируется устойчивая адсорбционная плёнка, обладающая высокой когезионной прочностью.

Процесс консолидации протекает в две стадии:

1. Формирование адгезионного контакта за счёт сил ван-дер-Ваальса и образования водородных связей между функциональными группами активатора и гидроксильными группами на поверхности зерен песка (Si-OH).
2. Структурная консолидация. При смыкании трещины под действием горного давления происходит перераспределение адгезива в точки контакта зёрен, где образуются «полимерные мостики».

Это создаёт эффект эластичного армирования, при котором проппантная пачка превращается в пористый фильтр, способный удерживать мелкодисперсные частицы пласта, не снижая при этом фазовую проницаемость для углеводородов [4]. Использование данной технологии позволяет трансформировать геометрию ГРП в эффективный забойный фильтр, увеличивая МРП работы скважин.

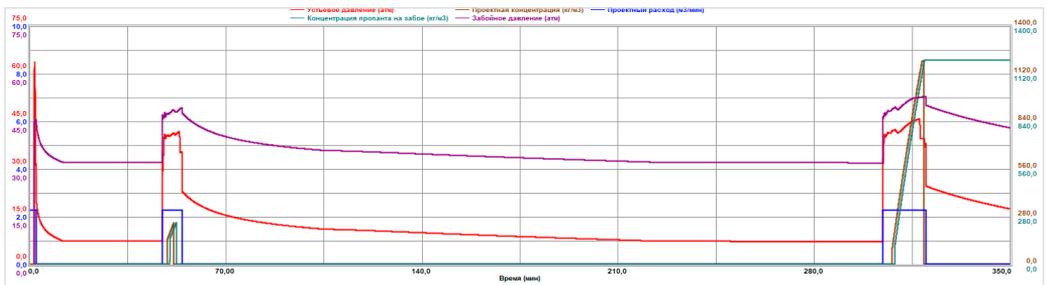


Рисунок 1. Хронограмма технологических параметров процесса ГРП (давление, расход, концентрация проппанта)
Figure 1. Chronogram of hydraulic fracturing treatment parameters (pressure, flow rate, proppant concentration)

¹ <https://tduralplast.org/produksiya/aktivator-rcp-proppanta/1-aktivator-rcp-proppanta-uplk-11>.

На скважине А ГРП проведён в целевом жинам приведена в табл. 2, график закачки – меловом горизонте, на интервалах перфорации в табл. 3 и на рис. 1. Профиль трещины в симуляторе приведён на рис. 2.

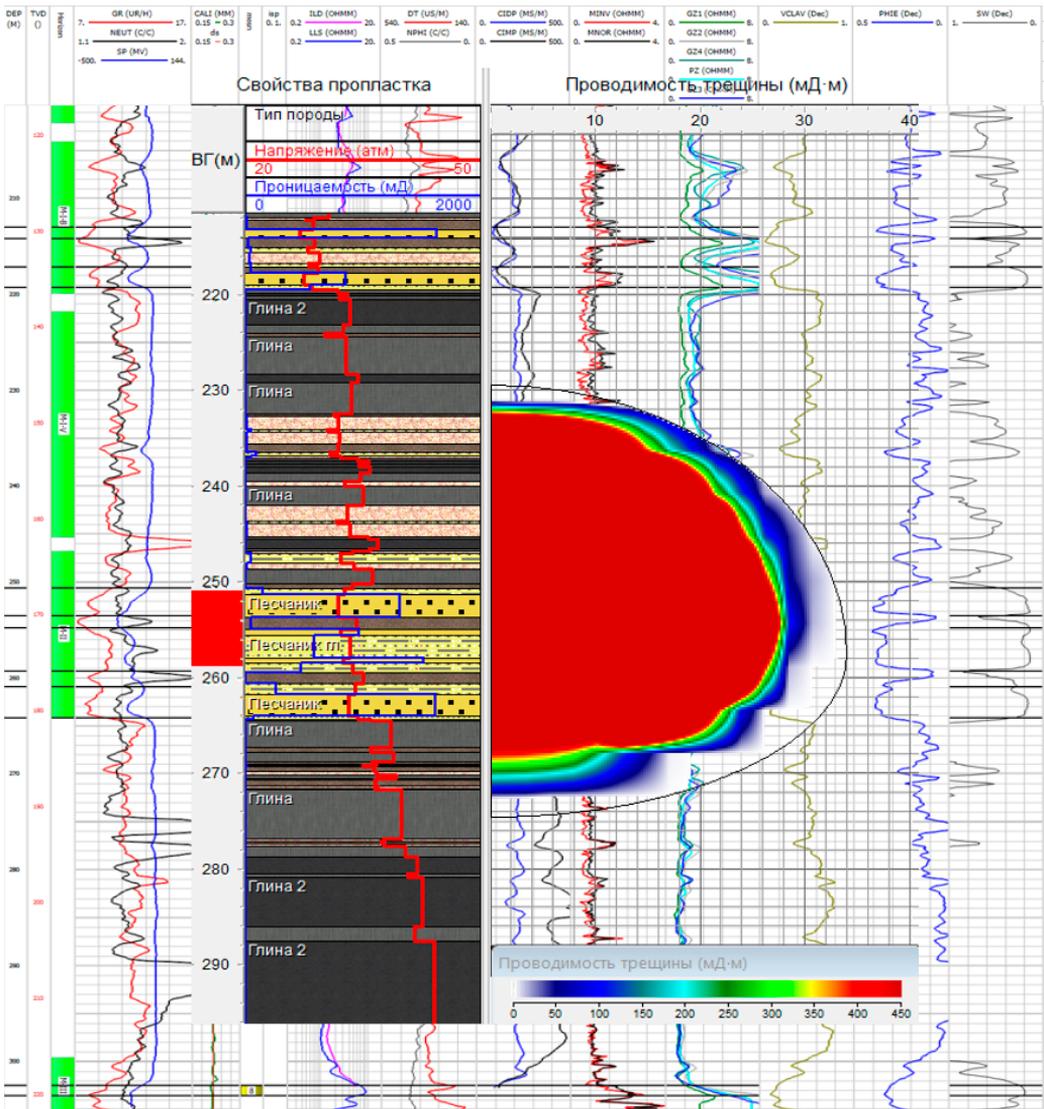


Рисунок 2. Результаты численного моделирования геометрии трещины в среде FracPro
Figure 2. Results of numerical simulation of fracture geometry using FracPro

Результаты

Для успешной реализации многоцелевой задачи был осуществлён тщательный подбор технологических материалов, специально адаптированных под условия низконапорного и высоковязкого коллектора. В качестве расклинивающего агента для формирования высокопроводимого и механически устойчивого канала был выбран консолидирующийся

RCP-проппант (рис. 3). Применение RCP-проппанта было обусловлено необходимостью частичной консолидации пачки после закачки.

Это технологическое требование является критическим в условиях низкого горного давления на 250 м, где RCP-проппант гарантирует механическую устойчивость пачки и создаёт прочный фильтрующий каркас, который эффективно предотвращает вынос песка и стабилизирует ствол.

Консолидирующий RCP-проппант стандартно использует механизм термической активации, при котором смоляной связующий слой «спекается» под воздействием высоких пластовых температур, что обеспечивает механическую стабильность проппантной пачки [5]. Однако на данном месторождении, где продуктивный горизонт залегает на минимальной глубине 250 м, пластовые температуры значительно ниже критического порога, необходимого для инициирования термоактивации. В этих условиях применение RCP-проппанта потребовало модификации технологического процесса. Для обеспечения надёжного спекания резинового смоляного слоя и формирования устойчивого противопесочного барьера в условиях низких температур был применён химический активатор UpLK-11. Этот активатор, добавляемый в жидкость-носитель, химически иницирует процесс консолидации проппантной пачки, эффективно заменяя тепловую энергию. Использование химической активации позволило полностью реализовать потенциал RCP-проппанта по созданию прочного каркаса, что является критически важным для долговременной стабилизации притока.

В качестве жидкости разрыва была применена низковязкая полимерная гелевая система на водной основе. Состав жидкости был специально оптимизирован для минимизации коэффициента фильтрационных потерь в аномально проницаемый пласт [3], а также для обеспечения эффективного транспортирования RCP-проппанта и снижения потерь на трение при закачке. Применение оптимизированной жидкости способствовало созданию максимально широкой трещины, что является необходимым условием для облегчения притока высоковязкой нефти (246 сПз).

Операция ГРП была реализована с обязательной адаптацией технологического регламента к условиям малой глубины [6]. Проектирование геометрии трещины было сфокусировано на создании оптимальной, короткой, но предельно широкой трещины с высочайшим показателем проводимости. Данный дизайн был выбран

для достижения двух целей – эффективного обхода зоны кольматации и минимизации потерь давления при фильтрации высоковязкой нефти в трещину [7].



Рисунок 3. «Спёкшийся» RCP-проппант
Figure 3. Sintered Resin-Coated Proppant

После инициирования и развития трещины производилась закачка проппанта по технологии плавного повышения концентрации для обеспечения максимальной плотности пачки. После завершения закачки скважина была переведена на технологическую выдержку в режиме «закрытый забой» на расчётное время. Этот этап обеспечил полную полимеризацию покрытия RCP-проппанта, что закрепило пачку и гарантировало её устойчивость в качестве долговременно противопесочного барьера.

Таблица 4. Показатели работы скважин А, В и С
Table 4. Operational performance of wells A, B and C

№	Скважина Well	Дебит до ГТМ Production rate before well intervention			Дебит после ГТМ Production rate after well intervention		
		Qж, м³/сут Liquid production rate, m³/day	обв., % Water cut, %	Qн, т/сут Oil production rate, t/day	Qж, м³/сут Liquid production rate, m³/day	обв., % Water cut, %	Qн, т/сут Oil production rate, t/day
1	A	0,84	34,6	0,5	14,6	38,8	8,1
2	B	0,5	22,8	0,35	4,4	18,1	3,3
3	C	0,55	35,1	0,33	6,8	37	3,9

Qж – дебит жидкости, м³/сут; Qн – дебит нефти, т/сут
ГТМ – геолого-технические мероприятия



Рисунок 4. График добычи скважины А
Figure 4. Production profile for Well A



Рисунок 5. График добычи скважины В
Figure 5. Production profile for Well B



Рисунок 6. График добычи скважины С
Figure 6. Production profile for Well C

Эффективность применения технологии ГРП с консолидирующимся RCP-проппантом была подтверждена на основании анализа промысловых данных до и после проведения интенсификации. Анализ результатов проводился по ключевым эксплуатационным показателям, включая сравнение начальных дебитов нефти и динамики добычи, зафиксированной в течение последующего периода эксплуатации. Сводные результаты представлены в табл. 4. До проведения ГРП скважина А функционировала с дебитом, составлявшим 0,5 т/сут. После успешной реализации операции и выхода скважины на стабильный режим эксплуатации, дебит по нефти увеличился до 8,1 т/сут. По трём скважинам прирост добычи нефти составил от 3 до 7,6 т/сут.

Для оценки устойчивости достигнутого эффекта был проведён анализ динамики добычи по трём скважинам, прошедшим интенсификацию (рис. 4–6). Данный график иллюстрирует динамику суточной добычи нефти за шестимесячный период после ГРП. На всех трёх скважинах зафиксировано резкое ступенчатое увеличение добычи сразу после ввода в эксплуатацию.

Важным наблюдением является устойчивость достигнутого дебита. В отличие от неустойчивого роста, характерного для кислотного воздействия, скважины, обработанные RCP-проппантом, демонстрируют относительно пологую кривую снижения добычи. Это подтверждает, что созданный консолидированный проппантный каркас функционирует как долгосрочный высокопроводимый канал, не подверженный быстрому смыканию или разрушению, что является прямым следствием успешного решения проблемы пескопроявлений и стабилизации ПЗП.

Технологический успех операции был подтверждён полным прекращением выноса механических примесей на скважинах А и С. Отсутствие пескопроявлений при работе скважины на значительно увеличенном дебите доказывает, что консолидация RCP-проппанта на глубине 250 м прошла успешно, создав надёжный и механически стабильный фильтрующий барьер. Таким образом, достигнутые результаты демонстрируют высокую эффективность ГРП с RCP-проппантом как в области интенсификации (увеличение дебита), так и в области управления осложнениями (контроль песка).

Эффективность проведённой операции была подтверждена на основании количественных и качественных критериев после ввода скважины в эксплуатацию. Основным критерием явилось кардинальное увеличение дебита нефти с 0,5 до 8 т/сут, что подтвердило успешность обхода вязкостного и кольматационного сопротивления. Технологический успех был также подтверждён полным прекращением выноса механических примесей при работе скважины на новом дебите.

Обсуждение

Анализ результатов опытно-промышленного применения ГРП на пилотной скважине демонстрирует, что фактический эффект от операции значительно превзошёл изначальные цели, фокусировавшиеся на стабилизации ПЗП. Основная дискуссия строится вокруг интерпретации значительного увеличения дебита нефти – с 0,5 до 8,1 т/сут. Этот рост подтверждает успешное преодоление двух ключевых взаимосвязанных факторов, ограничивающих продуктивность коллектора.

Таблица 5. Данные по ПРС на скважине А
Table 5. Wellbore intervention data for Well A

№	Дата начала работы Start date	Дата окончания работы End date	Вид ремонтных работ Type of intervention
1	11.07.2025	14.07.2025	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
2	30.11.2024	06.12.2024	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
3	09.10.2021	12.10.2021	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
4	24.12.2020	27.12.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
5	19.11.2020	21.11.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
6	13.10.2020	16.10.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
7	16.09.2020	19.09.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
8	31.08.2020	02.09.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
9	13.05.2020	16.05.2020	Промывка песчаной пробки Sand plug washing
10	05.01.2020	07.01.2020	Замена винтовой пары Screw pair replacement
11	17.11.2019	21.11.2019	Промывка скважины Wellbore washing
12	07.11.2019	10.11.2019	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
13	07.09.2019	12.09.2019	Подготовка скважины к ГИС Well preparation for FMI
14	22.01.2019	23.01.2019	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing
15	21.09.2018	24.09.2018	Ревизия насоса Pump inspection
16	12.09.2018	18.09.2018	Очистка и промывка забоя Wellbore cleaning and washing

ГИС – геофизические исследования

Во-первых, операция успешно решила проблему критического вязкостного сопротивления. Очень высокая вязкость пластовой нефти (246 сПз) в условиях неглубокого залегаания сдерживала естественный приток, несмотря на проницаемость пласта (1000 мД). Создание короткой, но предельно широкой трещины с проппантной набивкой стало решающим гидравлическим вмешательством. ГРП создал высокопроводимый канал, который обеспечил прямое сообщение ствола с неповреждённой частью пласта, что позволило резко снизить градиент давления, необ-

ходимый для фильтрации столь высоковязкой нефти. ГРП срабатывает как мощный механизм интенсификации, значительно улучшив коэффициент продуктивности скважины.

Во-вторых, успешность ГРП подтверждает, что первоначально низкий дебит был вызван глубиной и стойкой кольматацией ПЗП. Проницаемость в 1000 мД является слишком высокой, чтобы дебит в 0,5 т/сут был обусловлен только лишь вязкостью. Следовательно, ГРП выступил в роли эффективного «шунта», который обошёл эту загрязнённую зону, образовавшуюся в результате проникновения буровых растворов или нестабильности самого коллектора. Выбор консолидирующегося RCP-проппанта оказался технически оптимальным, поскольку он не только устранил кольматацию, но и решил вторую фундаментальную проблему – пескопроявление. Полимерное покрытие позволило создать устойчивый фильтрующий каркас даже при минимальном горном давлении на глубине 250 м, что гарантирует механическую стабильность пачки и предотвращает последующий вынос породы, тем самым обеспечивая долговечность достигнутого эффекта.

С учётом полученных результатов становится очевидным, что технология ГРП с использованием RCP-проппанта должна рассматриваться не как метод ремонта или борьбы с осложнениями, а как стандартный и экономически оправданный метод заканчивания скважин в данном горизонте. Масштабирование этой технологии является ключом к разблокированию и эффективной выработке запасов, где высокая вязкость нефти является доминирующим лимитирующим фактором.

В табл. 5 указаны данные по ПРС на скважине А. В 2021 г. скважина переведена в консервацию. Исходя из данных по остановкам работы скважины по причине пескопроявлений до перевода в консервацию, скважина оставалась на ПРС 7 раз только за 2020 г.

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: Сагынғали Н.Н. – моделирование ГРП и выгрузка данных в ПО

Заключение

Обоснована концепция применения ГРП как многофункционального метода интенсификации добычи для месторождений со слабосцементированным коллектором. Установлено, что при использовании специализированных адгезионных составов (активаторов проппанта) ГРП выполняет роль глубокого забойного фильтра, предотвращающего миграцию мелкодисперсных фракций пластового песка.

Экспериментально подтверждена гипотеза о формировании консолидированного проппантного пакера, обладающего высокой фазовой проницаемостью. Результаты опытно-промышленных работ на месторождении М показали, что создание искусственной проводимости в ПЗП позволяет снизить депрессию на пласт при сохранении высоких темпов отбора жидкости, что минимизирует риски разрушения скелета породы.

На основе анализа фактических данных закачки и сопоставления с результатами моделирования в программном комплексе FracPro верифицированы основные геометрические параметры трещин. Установлено, что достижение отрицательных значений скин-фактора коррелирует с расчётной полудлиной трещины и эффективной концентрацией проппанта, что подтверждает высокую точность прогнозных моделей.

Количественно оценена эффективность предлагаемого методического подхода: внедрение технологии позволило не только увеличить средний дебит скважин по нефти, но и существенно увеличить МРП работы скважин за счёт ликвидации пескопроявления, что переводит данные скважины из категории часто ремонтируемого фонда в стабильно работающий фонд.

Предложенная методика подбора параметров ГРП (температура закачки, выбор состава-активатора и дизайн проппантной пачки) может быть рекомендована для тиражирования на аналогичных месторождениях Казахстана со сложными геолого-техническими условиями и склонностью к выносу песка.

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: Nurtas N. Sagyngali – Hydraulic Fracturing treatment modeling and data processing in FracPro environment; Yerlan T. Baspayev – analytical calculations and interpretation of results; Adilbek A. Bashev – methodology development; Talgat S. Jaxylykov –

FracPro; Баспаев Е.Т. – проведение аналитических расчётов и интерпретация результатов; Башев А.А. – разработка методологии исследования; Джаксылыков Т.С. – контроль качества данных, корректировка структуры статьи; Марданов А.С. – согласование окончательной версии для публикации; Мукатов Ж.А. – редактирование текста и формулирование основных выводов.

data quality control, adjustment of article structure; Altynbek S. Mardanov – coordination of the final version for publication; Zhassulan A. Mukatov – text editing and formulation of key conclusions.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Economides M., Oligney R., Valkó P. *Unified Fracture Design*. Alvin : Orsa Press, 2004.
2. Fan Y., White D.E., Aimar A., Satyagraha M.T. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia // SPE International Symposium on Formation Damage Control; February 23–24, 2000; Lafayette, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/00FD/00FD/SPE-58766-MS/131408?redirectedFrom=PDF.
3. Papinczak A., Miller W. II. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, Issue 4. P. 249–256. doi: [10.2118/25379-PA](https://doi.org/10.2118/25379-PA).
4. Fan F., Li F.-X., Tian S.-C., et al. Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity // Petroleum Science. 2021. Vol. 18, No. 6. P. 1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
5. Alagoz E., Yaradilmis Y. Evaluation of Resin Coated Proppants: A New Custom Method // International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications. 2023. Vol. 5, No. 2. P. 237–243.
6. Matanovic D., Cikes M., Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Berlin : Springer, 2012. 204 p.
7. Khodaverdian M., McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 1–4, 2000; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63233-MS/132173.

REFERENCES

1. Economides M, Oligney R, Valkó P. *Unified Fracture Design*. Alvin: Orsa Press; 2004.
2. Fan Y, White DE, Aimar A, Satyagraha MT. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. SPE International Symposium on Formation Damage Control; 2000 Feb 23–24; Lafayette, Louisiana, USA. Available from: onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/00FD/00FD/SPE-58766-MS/131408?redirectedFrom=PDF.
3. Papinczak A, Miller W II. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(4):249–256. doi: [10.2118/25379-PA](https://doi.org/10.2118/25379-PA).
4. Fan F, Li F-X, Tian S-C, et al. Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity. *Petroleum Science*. 2021;18(6):1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
5. Alagoz E, Yaradilmis Y. Evaluation of Resin Coated Proppants: A New Custom Method. *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*. 2023;5(2):237–243.
6. Matanovic D, Cikes M, Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Berlin: Springer; 2012. 204 p.
7. Khodaverdian M, McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 1–4; Dallas, Texas, USA. Available from: onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/00ATCE/00ATCE/SPE-63233-MS/132173.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Сағынғали Нұртас Нұрбекұлы**
ORCID 0009-0009-2631-9160
e-mail: n.sagyngali@kmge.kz.
Баспаев Ерлан Танатбергенович
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: y.baspayev@kmge.kz.
Башев Адилбек Айткалиевич
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: a.bashev@kmge.kz.
Джаксылыков Талгат Сайнович
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.
Марданов Алтынбек Сүлейменұлы
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: a.mardanov@kmge.kz.
Мукатов Жасулан Асылханович
ORCID 0009-0008-6323-1742
e-mail: mukatovzhaslan@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Nurtas N. Sagyngali**
ORCID 0009-0009-2631-9160
e-mail: n.sagyngali@kmge.kz.
Yerlan T. Baspayev
ORCID 0009-0009-8912-9938
e-mail: y.baspayev@kmge.kz.
Adilbek A. Bashev
ORCID 0009-0009-7050-7249
e-mail: a.bashev@kmge.kz.
Talgat S. Jaksylykov
ORCID 0000-0002-1530-3974
e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.
Altynbek S. Mardanov
ORCID 0000-0002-8342-3046
e-mail: a.mardanov@kmge.kz.
Zhassulan A. Mukatov
ORCID 0009-0008-6323-1742
e-mail: mukatovzhaslan@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 62-791.2
CSCSTI 81.81.07

DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864)

Received: 22.04.2025.

Accepted: 17.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Evaluating Integrity of Storage Tank Bottoms based on Advanced MFL/ET Scanning: Use Case in Kazakhstan

Daniyar A. Ualiyev¹, Abdugaffor Mirzoev²

¹Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

²ROSEN Europe B.V., Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Ensuring the structural integrity of aboveground storage tanks (ASTs), especially their bottoms, is critical for the safe and efficient operation of oil and gas facilities. Traditional inspection methods often fail to detect early-stage corrosion and defects.

Aim: This study aims to evaluate the effectiveness of advanced Magnetic Flux Leakage (MFL) and Eddy Current Testing (ET) techniques for assessing AST bottom integrity and optimizing predictive maintenance strategies in Kazakhstan.

Materials and methods: A dataset of 27 ASTs across different regions of Kazakhstan was analyzed using ROSEN TBIT Ultra technology and ROSOFT for Tanks software. Over 97000 anomalies were detected and categorized by type, location, and corrosion depth. Analytical comparisons were made across tank sizes, regions, service life, and presence of galvanic protection systems.

Results: The results indicate a strong correlation between anomaly density and tank service life, volume, and environmental conditions. MFL/ET scanning proved more effective than traditional ultrasonic methods in detecting internal and external corrosion. The application of galvanic protection showed only partial reduction in corrosion rates. Systematic scanning significantly enhanced defect localization and maintenance planning.

Conclusion: The integration of MFL and ET into RBI strategies allows for early detection of defects, optimized maintenance, reduced downtime, and enhanced safety. This approach is especially beneficial for aging infrastructure in Kazakhstan's oil and gas industry.

Keywords: Storage tanks; MFL; Eddy Current Testing; non-destructive testing; ROSEN TBIT Ultra; corrosion detection; predictive maintenance; risk-based inspection; tank integrity.

To cite this article:

Ualiyev DA, Mirzoev A. Evaluating Integrity of Storage Tank Bottoms based on Advanced MFL/ET Scanning: Use Case in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):55–65.

DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864).

УДК 62-791.2
МРНТИ 81.81.07

DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864)

Получена: 22.04.2025.
Одобрена: 17.02.2026.
Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Оценка целостности днищ резервуаров на основе продвинутого сканирования MFL/ET: пример применения в Казахстане

Д.А. Уалиев¹, А. Мирзоев²

¹Казахско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан

²ROSEN Europe B.V., Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Обеспечение структурной целостности вертикальных резервуаров, особенно их днищ, имеет ключевое значение для безопасной и эффективной эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли. Традиционные методы контроля зачастую не обеспечивают своевременного выявления коррозии и дефектов днищ резервуаров на начальных этапах их развития.

Цель. Оценить эффективность применения передовых технологий магнитного рассеяния потока (MFL) и вихретокового контроля (ET) для диагностики состояния днищ резервуаров и оптимизации стратегий прогнозного обслуживания в Казахстане.

Материалы и методы. Был проведён анализ данных обследования 27 резервуаров из разных регионов Казахстана с использованием оборудования ROSEN TBIT Ultra и программного обеспечения ROSOFT for Tanks. Обнаружено более 97 000 аномалий, классифицированных по типу, местоположению и глубине коррозии. Проведён сравнительный анализ по объёму, возрасту, региону и наличию гальванической защиты.

Результаты. Установлена чёткая зависимость плотности аномалий от срока службы резервуара, объёма и условий эксплуатации. Сканирование с применением MFL/ET оказалось значительно эффективнее традиционных методов ультразвукового контроля. Гальваническая защита показала лишь частичное снижение уровня коррозии. Комплексное сканирование повысило точность локализации дефектов и планирования ремонта.

Заключение. Интеграция технологий MFL/ET в стратегии RBI (инспекции на основе оценки риска) позволяет на раннем этапе выявлять дефекты, оптимизировать обслуживание, снижать время простоя и повышать безопасность. Данный подход особенно актуален для стареющей инфраструктуры нефтегазовой отрасли Казахстана.

Ключевые слова: резервуары, MFL, вихретоковый контроль, неразрушающий контроль, ROSEN TBIT Ultra, коррозия, прогнозное обслуживание, инспекция по рискам, целостность резервуара.

Как цитировать:

Уалиев Д.А., Мирзоев А. Оценка целостности днищ резервуаров на основе продвинутого сканирования MFL/ET: пример применения в Казахстане // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 55–65. DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864).

ӨОЖ 62-791.2
ҒТАХР 81.81.07

DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864)

Қабылданды: 22.04.2025.

Мақұлданды: 17.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

MFL/ET жетілдірілген сканерлеу технологияларының негізінде резервуар түбінің тұтастығын бағалау: Қазақстанда қолдану мысалы

Д.А. Уәлиев¹, А. Мирзоев²

¹Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²ROSEN Europe B.V., Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Тік резервуарлардың, әсіресе олардың түбінің құрылымдық тұтастығын қамтамасыз ету мұнай-газ саласының объектілерін қауіпсіз және тиімді пайдалану үшін маңызды болып табылады. Дәстүрлі бақылау әдістері жиі бақылаудың дәстүрлі әдістерін анықтауға мүмкіндік бермейді көбінесе олардың дамуының бастапқы кезеңдерінде резервуарлардың түбіндегі коррозия мен ақауларды уақтылы анықтауды қамтамасыз етпейді.

Мақсаты. Резервуарлар түбінің жай-күйіне диагностика жүргізу және Қазақстанда болжамды қызмет көрсету стратегияларын оңтайландыру үшін ағынның магниттік шашырауының (MFL) және құйынды тоқтық бақылаудың (ET) озық технологияларын қолданудың тиімділігін бағалау.

Материалдар мен әдістер. ROSEN TBIT Ultra жабдығы мен ROSOFT for Tanks бағдарламалық қамтамасыз етуін пайдалана отырып, Қазақстанның әртүрлі өңірлерінен 27 резервуарды зерттеу деректеріне талдау жүргізілді. Коррозияның түрі, орналасуы және тереңдігі бойынша жіктелген 97000-нан астам ауытқулар анықталды. Көлемі, жасы, аймағы және гальваникалық қорғаныстың болуы бойынша салыстырмалы талдау жүргізілді.

Нәтижелері. Аномалия тығыздығының резервуардың қызмет ету мерзіміне, көлеміне және жұмыс жағдайына нақты тәуелділігі анықталды. MFL/ET көмегімен сканерлеу дәстүрлі ультрадыбыстық бақылау әдістеріне қарағанда айтарлықтай тиімді болды. Гальваникалық қорғаныс коррозия деңгейінің ішінара төмендеуін ғана көрсетті. Толық сканерлеу ақауларды дәл анықтап, жөндеу жұмыстарын тиімді жоспарлауға мүмкіндік береді.

Қорытынды. MFL/ET технологияларын RBI стратегиясына біріктіру (тәуекелді бағалауға негізделген инспекциялар) ақауларды ерте анықтауға, техникалық қызмет көрсетуді оңтайландыруға, бос уақытты азайтуға және қауіпсіздікті жақсартуға мүмкіндік береді. Бұл тәсіл Қазақстанның мұнай газ саласының ескірген инфрақұрылымы үшін ерекше өзекті болып табылады.

Негізгі сөздер: резервуарлар, MFL, құйынды тоқтық бақылау, бұзбайтын бақылау, ROSEN TBIT Ultra, коррозия, болжамды қызмет көрсету, тәуекелге негізделген инспекция, түбінің тұтастығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Уәлиев Д.А., Мирзоев А. MFL/ET жетілдірілген сканерлеу технологияларының негізінде резервуар түбінің тұтастығын бағалау: Қазақстанда қолдану мысалы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1, 55–65 б. DOI: [10.54859/kjogi108864](https://doi.org/10.54859/kjogi108864).

Introduction

Aboveground storage tanks (ASTs) are indispensable in industries such as oil and gas, chemicals, and agriculture. These tanks store essential resources and play a crucial role in supporting industrial processes and economic development. However, maintaining their structural integrity, particularly the condition of their bottoms, which support the full weight of thousands of tons of stored products (e.g., oil, chemicals, water), is a significant challenge.

The tank bottom is constructed from multiple steel plates arranged in a structured layout. It consists of bottom plates and annular plates as in Fig. 1, with the latter forming a reinforced ring along the perimeter. Annular plates are typically thicker than the central plates to handle increased stress near the shell-to-bottom joint.

To maintain structural integrity and prevent leaks, the plates are welded together using lap joints or butt joints. The welds follow a staggered pattern to distribute stress more evenly across the bottom. Additionally, corrosion protection measures, such as cathodic protection systems or protective coatings, are often incorporated to enhance durability and extend the service life of the tank. These design considerations ensure that the tank bottom can withstand operational loads while maintaining leak-tight performance and long-term reliability.

Corrosion, mechanical stress, and sediment accumulation contribute to material degradation, increasing the risk of leaks and failures. Such incidents can lead to catastrophic environmental contamination, safety hazards, and substantial financial losses, underscoring the importance of regular and thorough inspections. A strong reminder of the consequences of inadequate storage tank

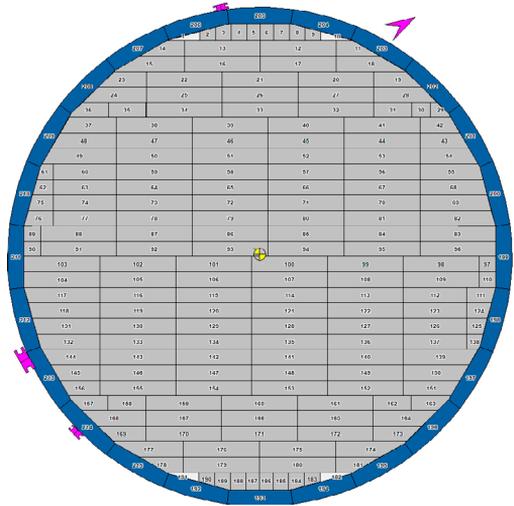


Figure 1. Tank bottom visualization in ROSOFT for Tanks 5.1.2 software

integrity management is the Norilsk disaster of May 2020. As shown on Fig. 2 a fuel storage tank at a power plant collapsed, releasing over 21000 tonnes of diesel into nearby rivers, ultimately reaching the Arctic Ocean. The incident, attributed to structural failure caused by permafrost, resulted in severe environmental damage and costly remediation efforts. The cleanup efforts were extensive, and Nornickel, the company responsible, was fined approximately \$2 billion by the Russian government [1, 2]. This disaster highlighted the critical need for proactive inspection, predictive maintenance, and adaptation to evolving environmental risks to prevent similar failures.



a)



b)

Figure 2. Environmental Impact of the Storage Tank Failure at the Norilsk Power Plant
 a) Collapsed Storage Tank at Norilsk Power Plant; b) Aerial View of the Contaminated River

Materials and methods

Advanced scanning technologies play a key role in assessing the integrity of AST bottoms. Magnetic Flux Leakage (MFL) has proven more effective than localized ultrasonic testing for detecting corrosion and metal loss across large areas.

In Kazakhstan, regulatory requirements mandate periodic diagnostics and corrosion control. The application of MFL/ET technologies improves inspection reliability, supports compliance, and enhances maintenance planning.

Types of Storage Tanks

The study considers fixed-roof, external floating roof, and internal floating roof tanks. Fixed-roof tanks are the most common and cost-effective design. Floating roof tanks reduce vapor losses by moving with the liquid level. Internal floating roof tanks combine both designs, improving emission control and storage efficiency.

Tank Bottom Inspection

In accordance with Industrial Safety Regulation in Kazakhstan¹, storage tanks that are in operation are subject to periodic inspection and non-destructive testing to determine their actual technical condition and to assess the potential duration of their continued safe operation. Based on the inspection results, the timeline for the next scheduled inspection must be established. As per Paragraph 2 of the Rules tank inspections are categorized into full (offstream) and partial (onstream) inspections.

A partial inspection is performed without taking the tank out of service and focuses on external evaluations. It includes visual assessments, geometric checks, and localized thickness measurements to monitor structural integrity. Partial inspections are typically conducted every 5 years or in response to specific concerns, such as signs of corrosion or deformation detected during routine monitoring.

A full inspection requires the tank to be taken out of service, emptied, degassed, and cleaned to allow comprehensive access. This process includes visual inspection, geometric assessments, and NDT methods such as ultrasonic thickness measurements (UT), radiographic, and eddy-current testing to evaluate metal integrity and detect corrosion, cracks, and structural deformations. Full inspections are conducted at least once every 10 years, or more frequently based on regulatory requirements, operational history,

As part of full inspection, the Regulation on Industrial Safety Requirements for the Operation and Maintenance of Oil and Oil Product Storage Tanks² mandates tank bottom thickness measurements at a minimum of two points per sheet in two mutually perpendicular directions (refer to section 370). However, such spot UT measurements often fail to provide a comprehensive assessment of tank bottoms, leaving critical defects undetected. To address these limitations, advanced technologies like MFL in combination with ET have been increasingly adopted to enhance inspection accuracy and reliability. MFL technology enables a more thorough evaluation of metal loss patterns, offering valuable insights for predictive maintenance and risk mitigation. Meanwhile, ET is used to distinguish

features on the internal (product side) and external (soil side) surfaces of the bottom.

Studies on MFL have demonstrated its effectiveness in detecting metal loss features like corrosion. According to the sources [3–5], MFL technology (Fig. 3) provides several advantages: it enables rapid coverage of large areas, is non-intrusive with minimal surface preparation, and is highly effective in detecting corrosion and pitting.

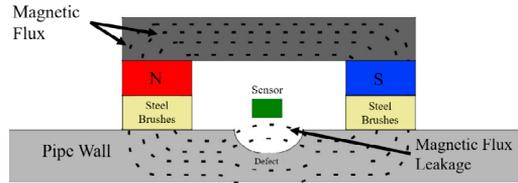


Figure 3. MFL Principle in Tank Bottom Inspection [6]

The benefits of comprehensive scanning of tank bottoms are well-recognized across the global oil and gas industry and are witnessing increasing demand in Kazakhstan. For instance, full MFL scanning is mandated by the corporate standard of KazTransOil [4] and is also adopted by internationally operated companies such as TCO, NCOC, and KPO, all of which align with API best practices.

Table 1. LoIE Example for Tank Bottoms

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Soil Side
A	Highly Effective	Floor scan >90%
B	Usually Effective	Floor scan >50%
C	Fairly Effective	Floor scan 5 to 10+% plates
D	Poorly Effective	Possible testing:
		– Spot UT – Flood test
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized

Tab. 1 illustrates the effectiveness of various bottom scanning methods, as outlined in the API 580 guidelines. Notably, full MFL scanning is rated as providing the highest level of effectiveness, whereas spot ultrasonic testing (UT) measurements are categorized as poorly effective

Case Study

Scope and Data Inputs

In this study, a unique long-term MFL/ET tank bottom inspection dataset of 27 ASTs from various regions of Kazakhstan (Fig. 4) was analyzed. These tanks, primarily used for crude oil storage, have capacities

¹ GOST P 52630-2012. Steel welded vessels and apparatus. General specifications. online.zakon.kz/Document/?doc_id=37870566.

² Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 15 июня 2021 года № 286 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов». adilet.zan.kz/rus/docs/V2100023068.

ranging from 5000 to 20000 m³ and service lives varying from 10 to 39 years. Inspection data revealed a total of 97,467 anomalies, with 39,546 external corrosion anomalies and 57,921 internal corrosion anomalies. The depth of metal loss features ranged from 19% to 100%, highlighting the urgent need for effective monitoring and maintenance strategies. Tab. 2 below provides an overview of the 27 tank parameters along with the number of anomalies detected during the inspections.

The objective of this study is to provide comprehensive analytical review of AST bottom integrity based on representative selection of MFL/ET inspection data in Kazakhstan. The study aims to:

- Assess the advantages of MFL/ET technologies over traditional inspection methods.

- Identify common trends in metal loss at AST bottoms.

Table 2. Overview of the tank parameters and anomalies

Item No.	Parameter	Absolute Value	Percentage from Total
1	Number of tanks	27	
2	Tank capacity	5000, 10000 and 20000 m ³	
3	Average service life, years	20	
4	Total number of anomalies	97,467	
5	Bottom plates anomalies	93,79	96%
6	Annular plates anomalies	3,677	4%
7	External anomalies	39,546	41%
8	Internal anomalies	57,921	59%

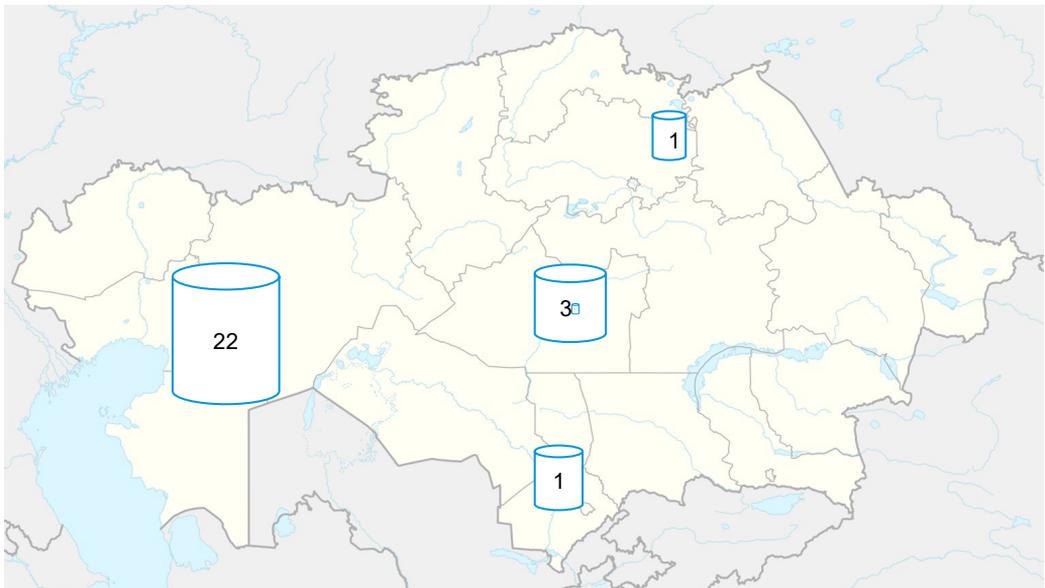


Figure 4. Geographical location of the storage tanks examined in this study



Figure 5. ROSEN Tank Bottom Inspection Tool (TBIT Ultra) [7]

Data Analysis and Interpretation (TBIT Ultra tool and ROSOFT for Tanks)

1. This study utilizes the results of tank bottom scanning performed with the ROSEN TBIT Ultra tool (Fig. 5). First introduced to the market in 1996, this tool is known for its exceptional data reliability and consistency.
2. The tank bottom inspection by ROSEN follows a structured approach to ensure accurate defect detection and assessment:
3. Pre-Inspection Activity – The technician assigns a numbering system to the tank bottom plates, marking them with unique reference points and a coordinate system. System setup and sensor functionality are tested before starting the inspection.
4. Tank Bottom Scanning – The process involves MFL/EC scanning with the ROSEN TBIT tool, UT for thickness verification, and visual inspection for blind zones. Safety measures, including proper

ventilation and intrinsically safe equipment, are strictly followed.

5. Data Evaluation and Reporting – Initial data is reviewed in real time, followed by a more detailed offline analysis using specialized software. The final report includes MFL and UT results, defect documentation, and repair recommendations.

The ROSOFT for Tanks software was utilized to visualize inspection results, providing detailed insights into defect locations, depths, damage categorization, and repair tracking. Designed for TBIT, the software enables precise identification of tank bottom defects, accurate metal loss measurement, damage type classification, and monitoring of previously repaired areas. As shown on Fig. 6 ROSOFT also offers a range of flexible visualization tools – including scan line views, wall thickness mapping, and coordinate-based displays – to support comprehensive condition assessments and effective maintenance planning.

Results

In Fig. 7, the analysis reveals patterns in the relationship between tank volume, service life, and anomaly density. Smaller tanks (5000 m³) exhibit a significant variation in service life, reaching over 30 years in some cases, and are often characterized by high anomaly density, which may indicate material degradation or accumulated operational stress. Tanks with a volume of 10000 m³ have relatively low anomaly density, suggesting better structural integrity at the time of inspection. However, the overall trend indicates that anomaly density increases with service life, confirming the cumulative effects of wear and aging. Larger tanks (20000 m³) demonstrate extended service lives, sometimes reaching up to 40 years, but also show the highest anomaly densities, emphasizing the correlation between longevity and structural degradation. These findings highlight the need for systematic monitoring and pre-

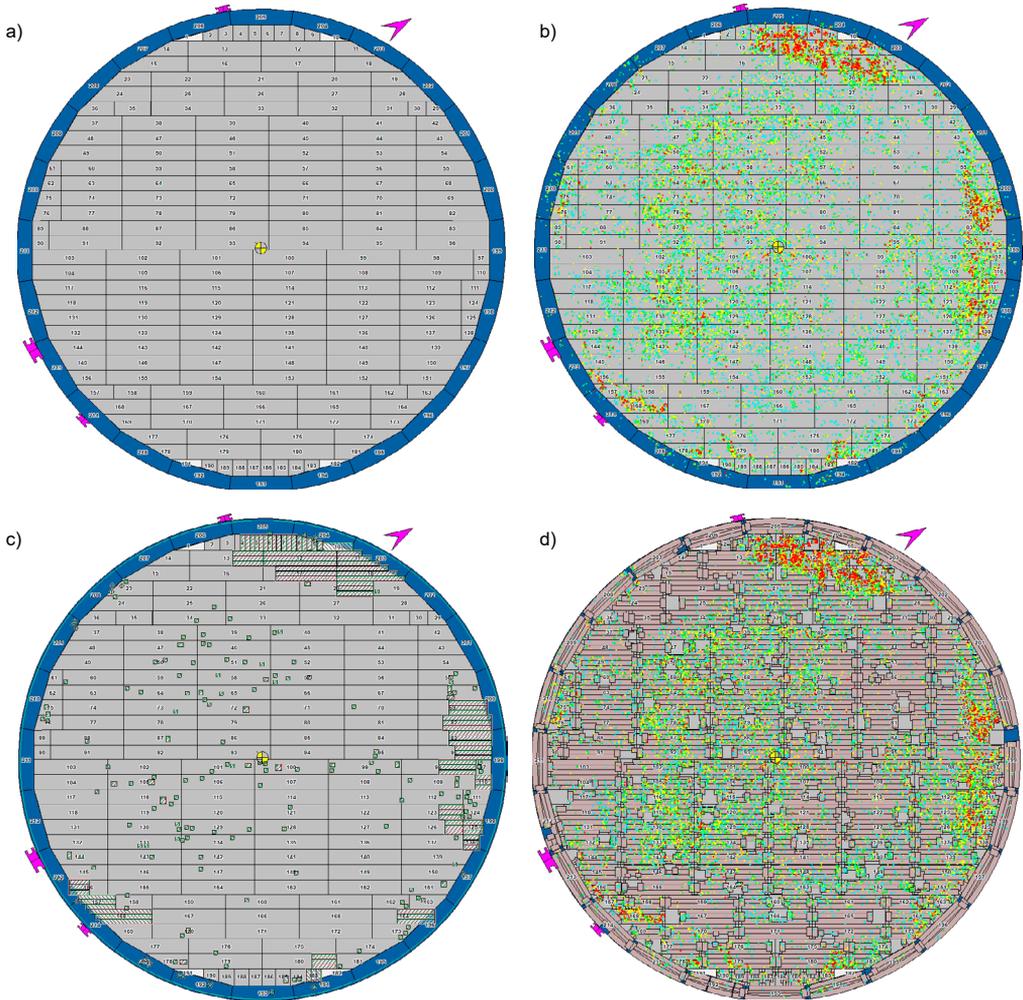


Figure 6. Scanned bottom of the tank in the ROSOFT software

a) general scan visualization; b) identified corrosion defects; c) visualization of bottom plate repair/replacement; d) scanned bottom plates with detected anomalies

ventive measures, as an increase in operational time is accompanied by a rise in anomaly density, which may elevate the risk of failures and require additional safety measures.

The chart in the Fig. 8 shows the service life and corrosion rate of tanks with capacities of 5000 m³, 10000 m³, and 20000 m³. The orange bars represent service life, while the blue and purple bars indicate the average internal and external corrosion rates, respectively.

In the 5000 m³ group, the service life ranges from 10 to 25 years, and the corrosion rate is distributed chaotically. In the 10000 m³ category, the service life is generally lower, while the corrosion rate remains high regardless of the tank's age. The 20000 m³ group shows a wider range of service life values, but young tanks often experience high corrosion rates. This data supports the conclusion that tank capacity directly influences corrosion behavior and maintenance strategies. Smaller tanks, such as those with

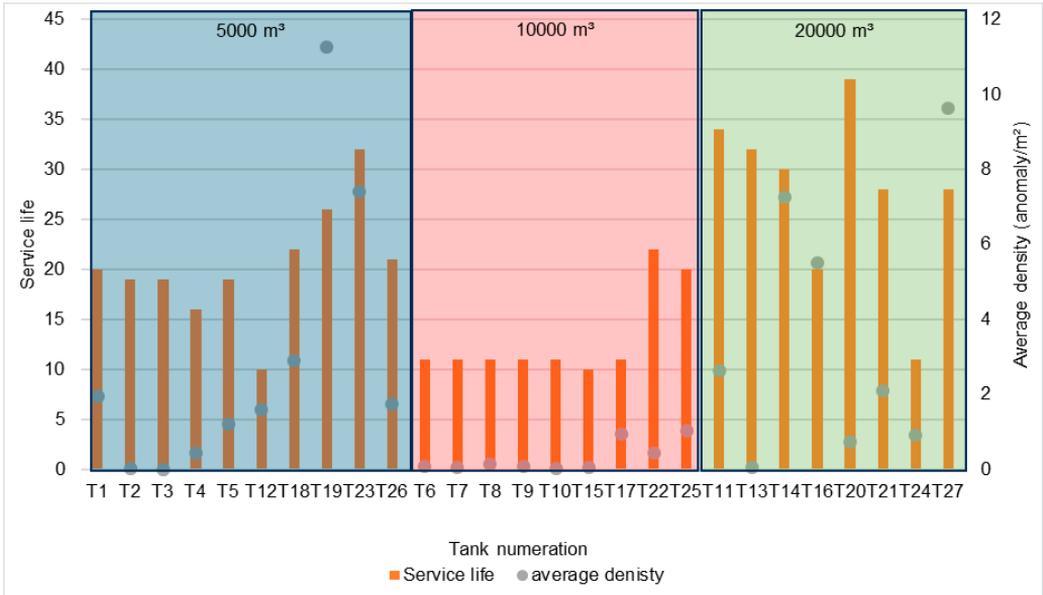


Figure 7. Analysis of service life and anomaly density in storage tanks of different capacities

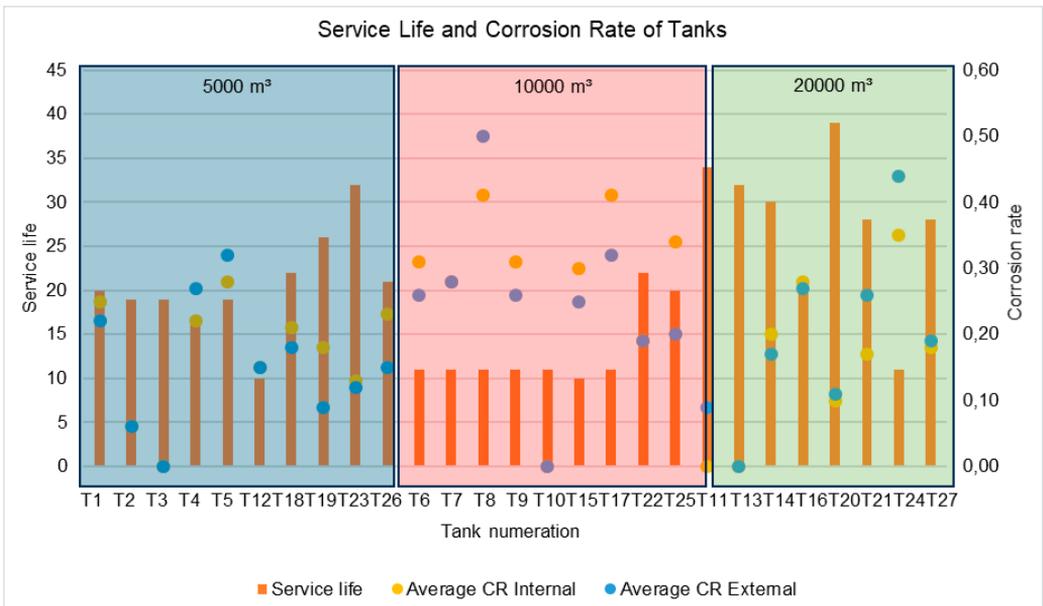


Figure 8. Service life and corrosion rate of tanks

5000 m³ capacity, experience more rapid and localized corrosion, indicating the need for frequent maintenance and more effective protective coatings. In contrast, larger tanks (10000 and 20000 m³) tend to accumulate damage more gradually over time, which makes long-term monitoring and cathodic protection systems essential. The correlation between anomaly density and the effectiveness of protective measures, particularly galvanic protection, highlights the importance of tailored maintenance strategies based on tank size and operational conditions [8, 9]. In addition, Fig. 9 shows the average service life and anomaly density across four regions: West, South, North, and Center. Higher anomaly density, as seen in the South, may contribute to faster wear. In contrast, the North region has the longest service life and the lowest anomaly density, which may indicate better operating conditions or higher-quality materials.

In addition, Fig. 10 presents a comparative analysis of tanks with and without galvanic protection, showing the number of internal anomalies and the corresponding service life. The tanks on the left side, shaded in blue, represent those without galvanic protection, while those on the right side, shaded in red, are equipped with galvanic protection.

From the visual distribution of the data, there does not appear to be a strong direct correlation between the presence of galvanic protection and the number of internal anomalies. Both groups exhibit varying levels of anomalies, and the mere presence of protection does not consistently result in lower anomaly counts across all tanks.

However, a general trend can be observed in both groups: the number of internal anomalies tends to increase with the age of the tank. Especially among tanks with galvanic protection, older tanks (with longer service life) tend to show higher anom-

aly counts, suggesting that time and operational wear still contribute to internal degradation, even in the presence of protective systems. In tanks without galvanic protection, the number of anomalies is already quite high across all ages, and while the relationship with age is less clearly defined, it is evident that the lack of protection contributes to consistently higher anomaly levels overall.

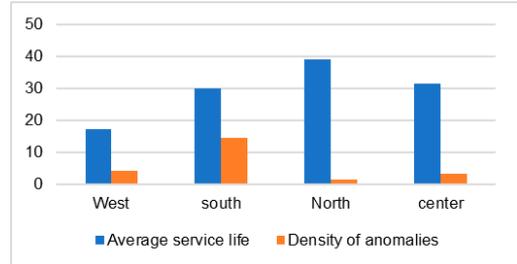


Figure 9. Average service life and anomaly density by region

This indicates that while galvanic protection may mitigate corrosion or degradation to some extent, it does not eliminate the long-term effects of aging, and the accumulation of anomalies over time is still significant factor regardless of protection status.

Conclusion

The study demonstrated the high efficiency of TBIT findings in assessing the integrity of storage tank bottoms. These techniques provided a detailed and accurate evaluation of corrosion and structural defects, surpassing the capabilities of traditional inspection methods.

The research confirmed that MFL and ET technologies enable the early detection of critical defects, allowing for timely maintenance interven-

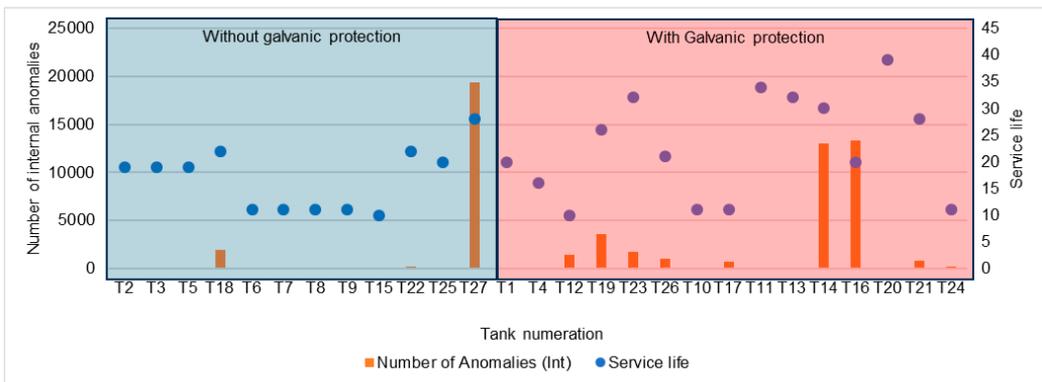


Figure 10. Assessment of Internal Corrosion in Tanks Based on Protection Status and Operational Time

tions and reducing the risk of unexpected failures. The case study showed that the application of these advanced scanning methods significantly improved the accuracy of defect localization and classification. As a result, maintenance teams were able to prior-

itize repairs more effectively, optimizing resources and minimizing the downtime of storage facilities. A comprehensive analysis of all factors reveals a complex interrelation between tank age, volume, geographic location, protective measures, and ove-

rall technical condition. The key takeaways can be summarized as follows:

1. The risk of damage increases by 45% with both age and volume of the tanks.
2. Coating quality and the presence of galvanic protection are critical in reducing the rate of degradation (the case study shows 32% in corrosion rate reduction).
3. Smaller tanks exhibit a high susceptibility to corrosion (25% higher than average) even at an early stage of their operational life, highlighting the need for further investigation and analysis.
4. Regional operating conditions significantly impact on the service life and structural integrity of the tanks.
5. Systematic monitoring and preventive maintenance are essential, particularly for bottom plates and tanks without protective systems.

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: Daniyar A. Ualiyev – collecting and processing the experimental data, conducting the research, performing a comprehensive analysis and interpretation of the results, and drafting the manuscript; Abdugaffor Mirzoev – revising the analytical content, reviewing the findings, and editing the manuscript.

Furthermore, the integration of TBIT data into a risk-based inspection (RBI) framework will enhance predictive maintenance strategies, making operations not only safer but also more cost-efficient. The findings also highlight the importance of continuous monitoring and data-driven decision-making in the oil and gas industry.

Overall, the study provides strong evidence that the adoption of advanced NDT techniques can significantly contribute to improving the reliability and sustainability of storage tank infrastructure. The results suggest that a wider implementation of MFL and ET technologies across the industry could lead to substantial long-term benefits, including enhanced operational efficiency and reduced environmental risks associated with tank failures.

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: Уалиев Д.А. – сбор и обработка экспериментальных данных, проведение исследований, комплексный анализ и интерпретацию результатов, подготовка рукописи; Мирзоев А. – корректировка аналитической части, оформление результатов и редактирование рукописи.

REFERENCES

1. Sazonov AD, Komarov RS, Peredera OS. Oil product spill in Norilsk, May 29, 2020: alleged reasons and possible environmental impact. *Ecology. Economics. Computer Science. System Analysis, Economic and Environmental Systems Modeling*. 2020;1(5):173–177. doi: [10.23885/2500-395X-2020-1-5-173-177](https://doi.org/10.23885/2500-395X-2020-1-5-173-177).
2. greenpeace.org [Internet]. Greenpeace. Remember the Norilsk oil spill? Well, the polluters will pay [cited 2025 Mar 15]. Available from: greenpeace.org/international/story/46429/.
3. Feng B, Wu J, Tu H, et al. A Review of Magnetic Flux Leakage Nondestructive Testing. *Materials*. 2022;15(20):7362. doi: [10.3390/ma15207362](https://doi.org/10.3390/ma15207362).
4. nvindt.com [Internet]. NVI. Magnetic Flux Leakage (MFL) in Non-Destructive Testing [cited 2025 Mar 15]. Available from: nvindt.com/magnetic-flux-leakage-non-destructive-testing/.
5. onestopndt.com [Internet]. One Stop NDT. Magnetic Flux Leakage: The Core of Reliable Tank Floor Integrity Checks [cited 2025 Mar 25]. Available from: onestopndt.com/ndt-articles/the-truth-about-magnetic-flux-leakage-as-applied-to-tank-floor-inspections.
6. wikipedia.org [Internet]. Magnetic Flux Leakage [cited 2025 Mar 25]; [about 1 diagram]. Available from: upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4a/Magnetic_Flux_Leakage_Principle.png.
7. technologycatalogue.com [Internet]. Technology Catalogue. ROSEN Tank Bottom Inspection Service (TBIT Ultra) [cited 2025 Mar 25]. Available from: technologycatalogue.com/product_service/rosen-tank-bottom-inspection-service-tbit-ultra.
8. Zakharov NM, Bakharev YA. Rekomendatsii po povysheniyu nadyozhnosti stal'nogo vertikal'nogo tsilindricheskogo rezervuara. Available from: himstalcon.ru/articles/rekomendatsii-po-povysheniyu-nadezhnosti-stalnogo-vertikalnogo-tsilindricheskogo-rezervuara. (In Russ).

9. Safina IS, Kauzova PA, Gushchin DA. Otsenka technicheskogo sostoyaniya rezervuarov vertikal'nykh stal'nykh. *Tekhnadzor*. 2016;3(112). Available from: strategnk.ru/about/stati/statya1/statya1/. (In Russ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сазонов А.Д., Комаров Р.С., Передера О.С. Разлив нефтепродуктов в Норильске 29 мая 2020 года: предполагаемые причины и возможные экологические последствия // Экология. Экономика. Информатика Серия: Системный анализ и моделирование экономических и экологических систем. Т. 1, №5. С. 173–177. doi: [10.23885/2500-395X-2020-1-5-173-177](https://doi.org/10.23885/2500-395X-2020-1-5-173-177).
2. [greenpeace.org](https://www.greenpeace.org) [интернет]. Greenpeace. Remember the Norilsk oil spill? Well, the polluters will pay [дата обращения 15.03.2025]. Доступ по ссылке: [greenpeace.org/international/story/46429/](https://www.greenpeace.org/international/story/46429/).
3. Feng B., Wu J., Tu H., et al. A Review of Magnetic Flux Leakage Nondestructive Testing // *Materials*. 2022. Vol. 15, N 20. doi: [10.3390/ma15207362](https://doi.org/10.3390/ma15207362).
4. [nvindt.com](https://www.nvindt.com) [интернет]. NVI. Magnetic Flux Leakage (MFL) in Non-Destructive Testing [дата обращения 15.03.2025]. Доступ по ссылке: [nvindt.com/magnetic-flux-leakage-non-destructive-testing/](https://www.nvindt.com/magnetic-flux-leakage-non-destructive-testing/).
5. [onestopndt.com](https://www.onestopndt.com) [интернет]. One Stop NDT. Magnetic Flux Leakage: The Core of Reliable Tank Floor Integrity Checks [дата обращения 25.03.2025]. Доступ по ссылке: [onestopndt.com/hdt-articles/the-truth-about-magnetic-flux-leakage-as-applied-to-tank-floor-inspections](https://www.onestopndt.com/hdt-articles/the-truth-about-magnetic-flux-leakage-as-applied-to-tank-floor-inspections).
6. [wikipedia.org](https://www.wikipedia.org) [интернет]. Magnetic Flux Leakage [дата обращения 25.03.2025]; [1 диаграмма]. Доступ по ссылке: upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4a/Magnetic_Flux_Leakage_Principle.png.
7. [technologycatalogue.com](https://www.technologycatalogue.com) [интернет]. Technology Catalogue. ROSEN Tank Bottom Inspection Service (TBIT Ultra) [дата обращения 25.03.2025]. Доступ по ссылке: [technologycatalogue.com/product_service/rosen-tank-bottom-inspection-service-tbit-ultra](https://www.technologycatalogue.com/product_service/rosen-tank-bottom-inspection-service-tbit-ultra).
8. Захаров Н.М., Бахарев Ю.А. Рекомендации по повышению надежности стального вертикального цилиндрического резервуара. Режим доступа: himstalcon.ru/articles/rekomendatsii-po-povyisheniyu-nadezhnosti-stalnogo-vertikalnogo-tsilindricheskogo-rezervuara. Дата обращения: 29.03.2025.
9. Сафина И.С., Каузова П.А., Гушин Д.А. Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных // ТехНадзор. 2016. №3(112). Режим доступа: strategnk.ru/about/stati/statya1/statya1/. Дата обращения: 29.03.2025.

AUTHORS' INFO

*Daniyar A. Ualiyev

ORCID [0009-0001-3437-8795](https://orcid.org/0009-0001-3437-8795)

e-mail: ualiiev03@gmail.com.

Abdugaffor Mirzoev

ORCID [0009-0009-9416-8974](https://orcid.org/0009-0009-9416-8974)

e-mail: gmirzoev@rosen-group.com.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Уалиев Данияр Арманович

ORCID [0009-0001-3437-8795](https://orcid.org/0009-0001-3437-8795)

e-mail: ualiiev03@gmail.com.

Адбугаффор Мирзоев

ORCID [0009-0009-9416-8974](https://orcid.org/0009-0009-9416-8974)

e-mail: gmirzoev@rosen-group.com.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 678.742.3:69.049.3

МРНТИ 29.13.27

DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888)

Получена: 30.06.2025.

Одобрена: 05.09.2025.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Исследование радиационной сшивки полиэтиленов в различных средах для применения в строительной и нефтегазовой отрасли

Г.Ж. Сейтенова¹, А.Г. Сыздык², Р.М. Дюсова³, Ж.А. Байгазинов⁴, А.К. Нуркасимов⁴, М.Т. Касымжанов⁴

¹Ассоциация производителей и потребителей нефтегазохимической продукции, г. Астана, Казахстан

²Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

³Торайгыров Университет, г. Павлодар, Казахстан

⁴Парк ядерных технологий, г. Курчатов, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Вспененный полиэтилен широко используется в строительстве и нефтегазовой отрасли в качестве тепло- и звукоизоляционного материала благодаря сочетанию низкой теплопроводности, влагостойкости и химической устойчивости. Однако для повышения долговечности и эксплуатационных характеристик требуется его модификация. Одним из эффективных методов является радиационная сшивка, позволяющая формировать трёхмерную пространственную сетку в полимере и повышать устойчивость к деструктивным воздействиям.

Цель. Определить влияние дозы электронного облучения и газовой среды (воздух, аргон, азот) на степень сшивки полиэтиленов, применяемых в строительной и нефтегазовой изоляции.

Материалы и методы. В исследовании использованы образцы полиэтиленов, прошедшие электронное облучение при дозах 75, 125 и 175 кГр. Эксперименты проводились в различных газовых средах: воздухе, аргоне и азоте. Для количественной оценки степени сшивки применялся метод определения содержания гель-фракции в соответствии с ГОСТ Р 59112-2020. Для анализа структурных изменений в молекулярной решётке использовалась ИК-Фурье спектроскопия на приборах Инфралюм ФТ-08 (Россия) и Shimadzu IR Spirit (Япония).

Результаты. Установлено, что оптимальной дозой облучения является 125 кГр, при которой достигается максимальная степень сшивки. В инертных средах (аргон, азот) наблюдается более высокое содержание гель-фракции по сравнению с воздушной атмосферой, где фиксируется усиление процессов деструкции. Полученные данные подтверждают корреляцию между условиями облучения и структурной стабильностью полиэтилена.

Заключение. Радиационная сшивка полиэтиленов обеспечивает улучшение их эксплуатационных характеристик, включая термостойкость, химическую и механическую устойчивость. Это позволяет рекомендовать технологию для создания долговечных теплоизоляционных и защитных материалов, востребованных как в строительной, так и в нефтегазовой отрасли.

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

Как цитировать:

Сейтенова Г.Ж., Сыздык А.Г., Дюсова Р.М., и др. Исследование радиационной сшивки полиэтиленов в различных средах для применения в строительной и нефтегазовой отрасли // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 66–78. DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888).

UDC 678.742.3:69.049.3

CSCSTI 29.13.27

DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888)

Received: 30.06.2025.

Accepted: 05.09.2025.

Published: 31.03.2026.

Original article

Radiation-Induced Crosslinking of Polyethylenes under Different Media for Construction and Oil & Gas Applications

Gaini Seitenova¹, Ayazhan Syzdyk², Rizagul Dyussova³, Zhanat Baygazinov⁴, Azat Nurkassimov⁴, Marat Kassymzhanov⁴

¹Association of Producers and Consumers of Petrogaschemical Products (Petrogaschemical Association), Astana, Kazakhstan

²Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

³Toraighyrov University, Pavlodar, Kazakhstan

⁴Park of Nuclear Technologies, Kurchatov, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Foamed polyethylene is widely used in construction and in the oil and gas industry as a thermal and acoustic insulation material. Its popularity stems from low thermal conductivity, moisture resistance, and chemical stability. However, its durability and long-term performance remain limited. Radiation crosslinking provides an effective modification method by creating a three-dimensional polymer network and improving resistance to degradation.

Aim: This study examines the effects of electron beam dose and gas atmosphere (air, argon, nitrogen) on the crosslinking degree of polyethylenes used in construction and oil and gas insulation.

Materials and methods: Polyethylene samples irradiated with electron beams at doses of 75, 125, and 175 kGy in three atmospheres: air, argon, and nitrogen. Crosslinking was evaluated through gel fraction analysis following GOST R 59112–2020. Structural changes were characterized by FTIR spectroscopy using Infracal FT-08 (Russia) and Shimadzu IR Spirit (Japan).

Results: Maximum crosslinking was observed at 125 kGy. Irradiation in inert atmospheres (argon and nitrogen) yielded higher gel fractions than in air, where degradation processes predominated. Findings confirm a direct correlation between irradiation conditions and the structural stability of polyethylene.

Conclusion: Radiation crosslinking significantly improves the performance of polyethylene by enhancing its thermal, chemical, and mechanical resistance. This approach can be recommended for producing long-lasting insulation and protective materials in both construction and oil and gas applications.

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

To cite this article:

Seitenova G.Z., Syzdyk A.G., Dyussova R.M., et al. Radiation-Induced Crosslinking of Polyethylenes under Different Media for Construction and Oil & Gas Applications. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):66–78. DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888).

ӨОЖ 678.742.3:69.049.3

FTAХР 29.13.27

DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888)

Қабылданды: 30.06.2025.

Мақұлданды: 05.09.2025.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Құрылыс және мұнай-газ саласында қолдану үшін әр түрлі ортадағы полиэтилендердің радиациялық өзара байланысын зерттеу

Г.Ж. Сейтенова¹, А.Ф. Сыздық², Р.М. Дюсова³, Ж.А. Байгазинов⁴, А.Қ. Нуркасимов⁴, М.Т. Қасымжанов⁴

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

²Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

³Торайғыров Университеті, Павлодар қаласы, Қазақстан

⁴Ядролық технологиялар паркі, Курчатова қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көбіктелген полиэтилен құрылыс және мұнай-газ саласында жылу өткізгіштігі, ылғалға төзімділігі және химиялық тұрақтылығының үйлесімі арқасында жылу және дыбыс оқшаулағыш материал ретінде кеңінен қолданылады. Алайда оның беріктігі мен пайдалану сипаттамаларын арттыру үшін оны жетілдіруді қажет етеді. Тиімді әдістердің бірі-полимерде үш өлшемді кеңістіктік торды қалыптастыруға және деструктивті әсерлерге төзімділікті арттыруға мүмкіндік беретін радиациялық айқаспалы байланыс.

Мақсаты. Құрылыс және мұнай-газ оқшаулауында қолданылатын полиэтилендердің өзара байланыстыру дәрежесіне электрондық сәулелену дозасының және газ ортасының (ауа, аргон, азот) әсерін анықтау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу нысандары 75, 125 және 175 кГр дозаларында электронды сәулеленумен өңделген полиэтилен үлгілері пайдаланылды. Тәжірибелер әртүрлі газ орталарында жүргізілді: ауа, аргон және азот. Байланыстыру дәрежесін сандық бағалау үшін МЕМСТ Р 59112-2020 стандартына сәйкес гель фракциясының құрамын анықтау әдісі қолданылды. Молекулалық тордағы құрылымдық өзгерістерді талдау үшін Инфралюм ФТ-08 (Россия) и Shimadzu IR Spirit (Япония) аспаптарында ИК-Фурье спектроскопиясы қолданылды.

Нәтижелері. Сәулеленудің оңтайлы дозасы 125 кГр екендігі анықталды, дәл осы жағдайда айқаспалы байланыстың максималды дәрежесіне қол жеткізіледі. Инертті ортада (аргон, азот) ауа атмосферасымен салыстырғанда гель фракциясының мөлшері жоғары болады, мұнда деструкция процестерінің күшеюі тіркеледі. Алынған деректер сәулелену жағдайлары мен полиэтиленнің құрылымдық тұрақтылығы арасындағы корреляцияны растайды.

Қорытынды. Полиэтилендердің радиациялық айқаспалы байланысы олардың пайдалану сипаттамаларын, соның ішінде ыстыққа төзімділігін, химиялық және механикалық тұрақтылығын жақсартуды қамтамасыз етеді. Алынған нәтижелер құрылыс және мұнай-газ саласында сұранысқа ие ұзақ мерзімді жылу оқшаулағыш және қорғаныс материалдарын жасау технологиясын ұсынуға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: битумдық-полимерлі композит, ИК-спектроскопия, полипропилен, ауыр мұнай қалдықтары, функционалды топтар, құрылымдық түрлендірулер.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтенова Г.Ж., Сыздық А.Ф., Дюсова Р.М., және б. Құрылыс және мұнай-газ саласында қолдану үшін әр түрлі ортадағы полиэтилендердің радиациялық өзара байланысын зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 66–78 б. DOI: [10.54859/kjogi108888](https://doi.org/10.54859/kjogi108888).

Введение

Одним из эффективных методов улучшения свойств полиэтилена (далее – ПЭ) является радиационная сшивка, при которой под воздействием ионизирующего излучения в структуре полимера формируются поперечные связи, повышающие его термостойкость и механическую прочность. Такой подход имеет преимущество по сравнению с химическими методами, поскольку позволяет избежать ввода посторонних реагентов и лучше контролировать степень сшивки [1, 2].

Дополнительное подтверждение эффективности поперечного сшивания как метода повышения эксплуатационных характеристик термопластов демонстрируется и на других классах полимеров. Например, в работе [1] показана возможность формирования динамических поперечных связей в полиэтилентерефталате при помощи Zn(II)-координационных взаимодействий, что приводит к увеличению термической стабильности и модифицируемости материала.

Обзор [2] подчёркивает значимость сшивки ПЭ для таких применений, как упаковка, трубы, строительная теплоизоляция и технические покрытия, а также анализирует различные методы – пероксидный, силановый, электронно-лучевой – с точки зрения их влияния на структуру, переработку и повторное использование полимеров.

Радиационная сшивка ПЭ позволяет существенно повысить его термическую стабильность, жёсткость и химическую стойкость, что делает данный метод особенно перспективным для получения долговечных строительных изоляционных материалов. В отличие от химической модификации, радиационный способ обеспечивает более равномерное распределение поперечных связей и снижает риск ввода посторонних примесей [1, 2].

В работах [3, 4] показано, что электронное облучение вызывает не только сшивку, но и структурные перестройки в полимерных материалах, включая образование дефектов, изменение диэлектрических свойств и повышение кристалличности. Эти эффекты зависят от типа полимера, дозы излучения и условий внешней среды. Так, в работе [3] рассмотрены особенности радиационной модификации нескольких полимеров под действием пучка электронов, а в работе [4] продемонстрировано изменение диэлектрических свойств в зависимости от энергии ионизирующего излучения.

Для оценки степени сшивки в полимерах широко используется определение содержания гель-фракции – нерастворимой части полимера, образующейся в результате поперечного сшивания. Повышение доли гель-фракции свидетельствует об эффективной модификации и структурной перестройке материала. Исследования [5, 6] подтверждают, что гелеобразование и плотность

сшитых сетей напрямую влияют на кристалличность, механическую прочность и перерабатываемость ПЭ, в т.ч. ультравысокомолекулярного.

Таким образом, количественный анализ гель-фракции и структурные исследования (инфракрасная (далее – ИК) спектроскопия с преобразованием Фурье, термические методы) представляют собой надёжную основу для оценки эффективности радиационной модификации ПЭ.

Дополнительные исследования показывают, что при воздействии тепла, ионизирующего и УФ-излучения на ПЭ, происходят процессы окисления, разрушения антиоксидантных добавок и деструкции молекулярной структуры [7–10]. Это приводит к снижению диэлектрической прочности, хрупкости и потере механических характеристик, особенно в длительных эксплуатационных условиях.

Для повышения стабильности тепло- и звукоизоляционных материалов на основе ПЭ применяются радиационно модифицированные композиции, демонстрирующие повышенную устойчивость к внешним воздействиям. Однако даже такие материалы требуют оптимизации состава и условий обработки. В ряде исследований [7–10] подчёркивается, что совместное воздействие температуры и излучения ускоряет процессы деструкции, и только правильно подобранный режим модификации способен эффективно замедлить старение полимерной структуры.

Материалы и методы

Метод ИК-Фурье спектроскопии (далее – FTIR, *англ.* Fourier Transform Infrared Spectroscopy) широко используется для оценки степени структурных изменений в ПЭ под действием радиации. FTIR позволяет отслеживать как образование поперечных связей, так и появление продуктов деструкции – ненасыщенных и окисленных фрагментов [11–14]. Согласно исследованию [12], даже после завершения облучения в ПЭ продолжается медленное окисление, особенно в кислородной среде. Это подчёркивает важность применения инертных газов для стабилизации материала. Работа [11] демонстрирует высокую чувствительность FTIR для диагностики дозовых эффектов при электронном и γ -облучении, а исследования [13, 14] подтверждают универсальность метода для оценки процессов старения и деструкции ПЭ. Таким образом, радиационная сшивка ПЭ с последующим контролем структуры и степени модификации представляет собой перспективное направление повышения надёжности и долговечности строительных тепло- и звукоизоляционных материалов на полимерной основе.

Вспененный ПЭ, прошедший радиационную сшивку, находит широкое применение в нефтегазовой отрасли благодаря своим теплоизоляционным, химически стойким и водоотталкивающим свойствам. Такие материалы используются

для изоляции трубопроводов, в т.ч. магистральных и подземных, что позволяет снижать теплотери, защищать от коррозии и минимизировать влияние агрессивных сред. Кроме того, вспененные полиэтиленовые оболочки применяются в составе предизолированных труб при строительстве технологических систем на нефтеперерабатывающих заводах и газораспределительных станциях. Использование этого метода модификации обеспечивает повышенную долговечность, устойчивость к температурным перепадам и механическим нагрузкам, что делает его эффективным решением в условиях экстремальных климатических и эксплуатационных факторов.

Экспериментальная часть

Цель исследования – определить влияние дозы электронного облучения и газовой среды (воздух, аргон, азот) на степень сшивки ПЭ, используемого в строительной тепло- и звукоизоляции.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1) провести облучение образцов ПЭ (ПЭ 153-10К, ПЭ-1, ПЭ-2, ПЭ-3) в различных газовых средах при дозах 75, 125 и 175 кГр;

2) оценить степень сшивки материалов по содержанию гель-фракции согласно ГОСТ Р 59112-2020¹;

3) исследовать изменения в структуре полимеров с помощью FTIR;

4) установить оптимальные условия облучения, обеспечивающие максимальную степень сшивки при минимальной деструкции.

В качестве объектов исследования использовались образцы ПЭ, применяемые в производстве строительных тепло- и звукоизоляционных материалов: ПЭ 153-10К, ПЭ-1, ПЭ-2 и ПЭ-3. Образцы имели форму полосок с размерами не менее 25×70, 25×90 и 40×130 мм, по 9 экземпляров каждого типа. Перед облучением материалы были отобраны в соответствии с их маркировкой и предназначением, после чего промаркированы.

Облучение проводилось на ускорителе электронов ЭЛВ-4² (АО «Парк ядерных технологий», г. Курчатова, Казахстан) при трёх различных дозах: 75, 125 и 175 кГр. Облучение осуществлялось в трёх средах – воздух, азот и аргон. Для создания инертных условий образцы герметично упаковывались в пакеты, которые предварительно продувались соответствующим газом и затем запаивались. Это позволило исключить контакт с кислородом и тем самым минимизировать окислительные процессы во время облучения.

После облучения проводилась оценка степени сшивки, основанная на определении содержания гель-фракции согласно ГОСТ Р 59112-2020. Подготовка включала измельчение образцов до размеров не более 0,5 мм с толщиной около 0,2 мм. Образцы извешивались с точностью до 0,1 мг и погружались в 100 мл ксилола (смесь изомеров с чистотой ≥98%, температура кипения 137–144°C), содержащего 1% антиоксиданта (2,2-метилен-бис(4-метил-6-трет-бутилфенол)). Экстракция проводилась в круглодонной колбе с обратным холодильником в течение 8 ч, после чего образцы высушивались в сушильном шкафу при температуре 140±2°C в течение не менее 3 ч.

После сушки образцы охлаждали до комнатной температуры и повторно взвешивали. Степень сшивки рассчитывали как отношение массы нерастворимого остатка (гель-фракции) к первоначальной массе образца. Параллельно проводился анализ растворимой части – золь-фракции, которая представляет собой низкомолекулярные продукты деструкции.

Для спектроскопического анализа использовался метод FTIR. Образцы анализировались на двух приборах: Инфралюм ФТ-08 (Россия) с алмазной приставкой GladiATR (PIKE Technologies, США) и Shimadzu IR Spirit (Япония). Спектры регистрировались в диапазоне 4000–400 см⁻¹ при разрешении 2,0 см⁻¹, с 20 сканированиями для каждого образца. Исследования проводились как с поверхностей («верх» и «низ»), так и со срезов, в случае, если материал

Таблица 1. Дозы облучения, масса и размеры образцов полиэтилена в различных газовых средах
Table 1. Irradiation doses, mass, and dimensions of polyethylene samples in different gaseous media

Наименование ПЭ PE grade	Дозы облучения, кГр Irradiation dose, kGy	В азоте In nitrogen		В аргоне In argon		Без защитной среды Without protective atmosphere	
		масса, г mass, g	длина, мм length, mm	масса, г mass, g	длина, мм length, mm	масса, г mass, g	длина, мм length, mm
ПЭ-1 PE-1	75	12,3	70	12,8	70	12,5	70
	125	15,5	90	16,1	90	14,8	90
	175	12,2	130	12,7	130	13	130
ПЭ-2 PE-2	75	9,5	70	10	70	9,8	70
	125	12,4	90	13,4	90	12,8	90
	175	28	130	28,3	130	27,7	130
ПЭ-3 PE-3	75	5,05	70	5,35	70	4,95	70
	125	6,86	90	7,75	90	7,2	90
	175	17,9	130	17,5	130	17	130

¹ ГОСТ Р 59112-2020 (ИСО 10147:2011) Трубы и фитинги из сшитого полиэтилена (PE-X). Оценка степени сшивки по содержанию гель-фракции

² ЭЛВ – ускоритель электронов линейный вакуумный.

ПЭ 153-10К PE 153-10К	75	8	70	9,65	70	9,30	70
	125	11,2	90	9,3	90	11,2	90
	175	26,75	130	22,7	130	19,75	130

Всего 108 образцов: по 3 экземпляра для каждой комбинации материала, дозы и среды (36 вариантов × 3 повторности = 108).
A total of 108 samples were prepared: three replicates for each combination of material, irradiation dose, and atmosphere (36 variants × 3 replicates = 108).

Таблица 2. Масса образцов, содержание гель- и золь-фракций полиэтилена после электронного облучения в различных газовых средах

Table 2. Sample mass, gel and sol fraction content of polyethylene after electron irradiation in different gaseous media

Наименование ПЭ PE grade	Условия Conditions	Доза облучения, кГр Irradiation dose, kGy	Масса образца исходная, г Initial sample mass, g	Масса гель- фракции, г Gel fraction mass, g	Масса золь- фракции, г Sol fraction mass, g	Доля гель- фракции Gel fraction content	Доля золь- фракции Sol fraction content	
ПЭ 153-10К PE 153-10К	воздух air	0	0,5722	0,3475	0,2247	0,6073	0,3927	
		75	0,5454	0,3694	0,176	0,6773	0,3227	
		125	0,5023	0,364	0,1383	0,7247	0,2753	
		175	0,5064	0,2965	0,2099	0,5855	0,4145	
	азот nitrogen	75	0,5101	0,3251	0,185	0,6373	0,3627	
		125	0,501	0,3264	0,1746	0,6514	0,3486	
		175	0,5048	0,3102	0,1946	0,6145	0,3855	
	аргон argon	75	0,5024	0,3473	0,1551	0,6912	0,3088	
		125	0,5111	0,3028	0,2083	0,5924	0,4076	
		175	0,5	0,3106	0,1894	0,6213	0,3787	
	ПЭ-1 PE-1	воздух air	0	0,5003	0,2119	0,2884	0,4235	0,5765
			75	0,5014	0,25	0,2514	0,4987	0,5013
125			0,5047	0,29	0,2147	0,5745	0,4255	
175			0,5012	0,2007	0,3005	0,4005	0,5995	
азот nitrogen		75	0,5006	0,2961	0,2045	0,5914	0,4086	
		125	0,5019	0,2702	0,2317	0,5384	0,4616	
		175	0,5003	0,2129	0,2874	0,4256	0,5744	
аргон argon		75	0,5091	0,2	0,3091	0,3929	0,6071	
		125	0,5007	0,2379	0,2628	0,4752	0,5248	
		175	0,5027	0,1986	0,3041	0,3951	0,6049	
ПЭ-2 PE-2		воздух air	0	0,5006	0,2771	0,2235	0,5535	0,4465
			75	0,5008	0,3211	0,1797	0,6412	0,3588
	125		0,5012	0,3503	0,1509	0,6989	0,3011	
	175		0,5009	0,2361	0,2648	0,4714	0,5286	
	азот nitrogen	75	0,5003	0,3502	0,1501	0,6999	0,3001	
		125	0,5017	0,3588	0,1429	0,7151	0,2849	
		175	0,5008	0,3016	0,1992	0,6022	0,3978	
	аргон argon	75	0,5005	0,3666	0,1339	0,7325	0,2675	
		125	0,5002	0,3224	0,1778	0,6445	0,3555	
		175	0,5001	0,3167	0,1834	0,6332	0,3668	
	ПЭ-3 PE-3	воздух air	0	0,5013	0,198	0,3033	0,3949	0,6051
			75	0,5006	0,2486	0,252	0,4967	0,5033
125			0,5009	0,2538	0,2471	0,5067	0,4933	
175			0,5001	0,213	0,2871	0,4259	0,5741	
азот nitrogen		75	0,501	0,2698	0,2312	0,5386	0,4614	
		125	0,5002	0,2767	0,2235	0,5532	0,4468	
		175	0,5006	0,2414	0,2592	0,4823	0,5177	
аргон argon		75	0,5008	0,176	0,3248	0,3514	0,6486	
		125	0,5007	0,2503	0,2504	0,4999	0,5001	
		175	0,5003	0,231	0,2693	0,4617	0,5383	
ПЭ сшитый Силанол СИП Silane-crosslinked PE (SSIW)			0	0,5014	0,2068	0,2946	0,4125	0,5875
Сшитый ПЭ пероксидный Peroxide-crosslinked PE			0	0,552	0,1862	0,3658	0,3374	0,6626

СИП / SSIW – самонесущий изолированный провод / self-supporting insulated wire

был слишком твёрдым. Анализ проводился в лабораториях Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилёва (г. Астана, Казахстан).

Дополнительно были сняты ИК-спектры золь-фракции и растворителей (ксилол, этанол)

для исключения их влияния. Спектральные характеристики позволили определить наличие двойных связей (C=C), гидроксильных групп (OH) и других фрагментов, указывающих на процессы деструкции или сшивки.

Результаты и обсуждение

В ходе проведённых исследований установлено, что в процессе электронного облучения ПЭ одновременно протекают два конкурирующих механизма – сшивка макромолекул (образование поперечных связей) и деструкция (разрыв основных цепей). Баланс между ними зависит от дозы облучения, состава газовой среды и структуры исходного полимера.

Влияние дозы облучения на степень сшивки

Для всех исследуемых ПЭ при увеличении дозы от 0 до 125 кГр наблюдается рост содержания гель-фракции, что свидетельствует о доминировании процессов сшивки. Например, у ПЭ 153-10К, облучённого в азоте, доля гель-фракции увеличивается с 60,7% (0 кГр) до 72,5% (125 кГр). Однако при дальнейшем повышении дозы до 175 кГр степень сшивки уменьшается (до 61,4%), что указывает на начало преобладания деструктивных процессов. Подобная U-образная зависимость типична для алкановых полимеров, т.к. на высоких дозах разрушаются уже сшитые участки макромолекул, образуя рас-

творимые фрагменты. Рост доли гель-фракции с увеличением дозы от 0 до 125 кГр, а также её последующее снижение при 175 кГр демонстрируют U-образную зависимость (табл. 2).

Влияние газовой среды на эффективность сшивки

Наличие кислорода в воздушной среде приводит к интенсификации процессов окислительной деструкции, особенно при высоких дозах. Так, в воздухе при 175 кГр содержание гель-фракции у ПЭ 153-10К составляет 58,5%, тогда как при тех же условиях в аргоне – 62,1%, а в азоте – 61,4%. Это подтверждает, что инертные среды (аргон, азот) позволяют повысить эффективность радиационной сшивки и замедлить разрушение цепей. Сводный график зависимости степени сшивки от дозы облучения для всех образцов в различных средах представлен на рис. 1.

Различия между аргоном и азотом минимальны, однако в отдельных случаях (например, у ПЭ-2) аргон обеспечивает чуть более высокие значения гель-фракции, что может быть связано с большей плотностью и более эффективным вытеснением кислорода из образца.

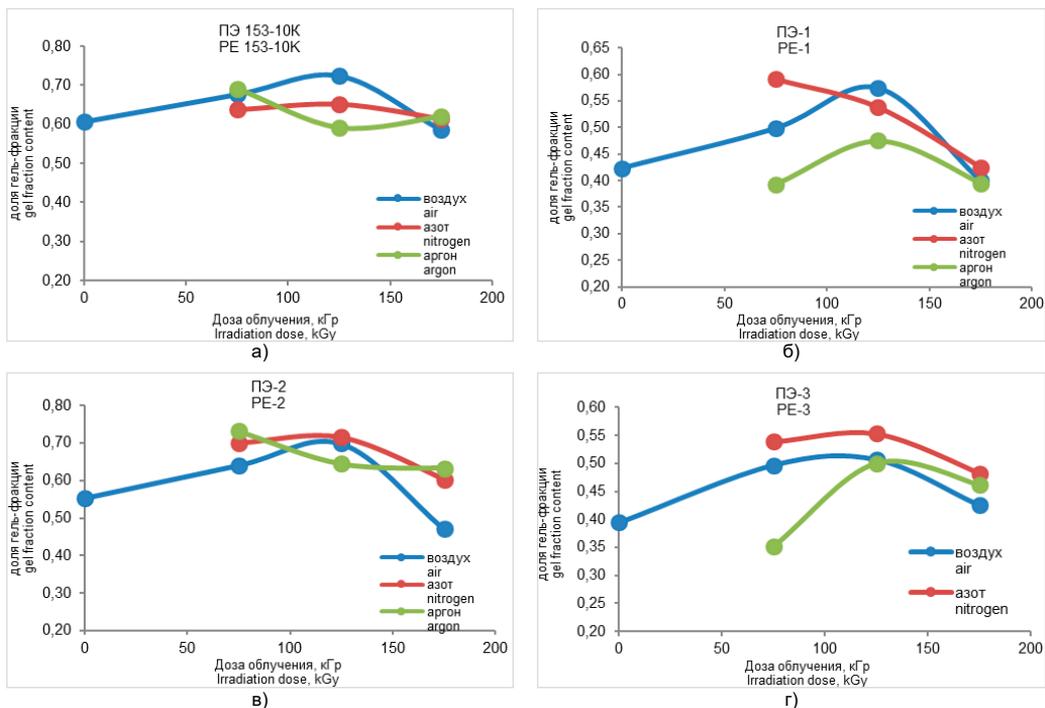


Рисунок 1. ИК- Зависимость доли гель-фракции от дозы облучения в различных средах
Figure 1. FTIR dependence of gel fraction content on irradiation dose in different media

а) ПЭ 153-10К / PE 153-10К ; б) ПЭ-1 / PE-1; в) ПЭ-2 / PE-2; г) ПЭ-3 / PE-3

Все образцы показали различную степень восприимчивости к радиационной обработке:

1) ПЭ 153-10К продемонстрировал устойчивую и высокую степень сшивки. При дозе

125 кГр в аргоне достигнуто 59,2–69,1% гель-фракции. Это свидетельствует о высокой пригодности данного материала для электронно-лучевой модификации;

2) ПЭ-1 показал более низкие значения: в воздухе при 175 кГр гель-фракция составила всего 40,0%, а в аргоне – 39,5%. Это может говорить о присутствии в материале добавок или структурных дефектов, препятствующих эффективному образованию поперечных связей;

3) ПЭ-2 проявил наилучшие показатели среди всех образцов: при 125 кГр в аргоне степень сшивки составила 73,2% и даже при 175 кГр осталась выше 63%, что указывает на термостабильность и химическую устойчивость данного полимера к ионизирующему излучению;

4) ПЭ-3, несмотря на эластичную структуру, также поддается радиационной сшивке: в азоте при 125 кГр достигнуто 55,3% гель-фракции, при этом исходный уровень сшивки у него был низким (менее 40%), что объясняет его гибкость и резиновидные свойства.

FTIR как подтверждение процессов

ИК-спектры гель-фракции всех образцов содержат характерные полосы поглощения ПЭ:

- валентные колебания С–Н: 2920 и 2850 см^{-1} ;
- деформационные колебания: 1470, 1377, 729 см^{-1} .

На рис. 2–5 представлены ИК-спектры гель-фракций материалов после экстракции. К сожалению, пластичный материал практически не поддается растиранию и плохо смешивается с бромидом калия, что значительно ухудшило качество спектров, однако на них видны основные характерные линии поглощения для ПЭ.

Как видно из спектров, присутствуют характерные линии поглощения для ПЭ в диапазонах валентных колебаний С–Н 2920 и 2850 и 1470–1435 см^{-1} , а также деформационных колебаний С–Н в диапазоне 720–729 см^{-1} . ИК-спектр ПЭ-1 (аргон, 175 кГр, 10/6) отличается тем, что проявились линии поглощения, характер-

ные для спирта, – «горб» в области 3600–3200 см^{-1} колебаний гидроксильной группы и 1430 см^{-1} .

На спектрах золь-фракций наблюдаются полосы, характерные для ненасыщенных связей (С=C) в диапазонах 985, 931, 2885 см^{-1} , указывающие на образование продуктов деструкции – короткоцепочечных фрагментов. Это подтверждает, что при дозе 175 кГр происходит разрушение основного скелета полимера.

На рис. 6–9 представлены ИК-спектры растворов золь-фракции.

Как видно из ИК-спектров экстракта полимеров, основные линии поглощения свойственны для растворителя ксилол, а именно: 3107, 3066, 3017, 2923, 2875, 1120, 1053, 1021, 741, 433 см^{-1} . Данные линии присутствуют на всех спектрах всех образцов.

В спектрах ПЭ-1 (аргон, 175 кГр, 10/6), ПЭ 153-10К (аргон, 175 кГр, 5/6) и ПЭ 153-10К (175 кГр, 5/9) присутствуют линии поглощения, характерные для этилового спирта, а именно: 3356, 2973, 2884, 1051 см^{-1} . Спирт, видимо, сохранился после промывки образца.

В образце ПЭ 153-10К (контроль, 5/10) присутствуют полосы поглощения ксилола без спирта.

Полосы поглощения ПЭ (алканов) совпадают как с ксилолом, так и со спиртом, а именно С–Н и С–С связи. Такие колебания наблюдаются в области 2800–3000, 1463 и 1377 см^{-1} . Однако в спектрах ПЭ-1 (аргон, 175 кГр, 10/6), ПЭ 153-10К (аргон, 175 кГр, 5/6), ПЭ 153-10К (175 кГр, 5/9) и ПЭ 153-10К (контроль, 5/10) фиксируются полосы поглощения, не совпадающие со спиртом и ксилолом: 2980–2885, 659, 2579, 880 и 670–505, 2864, 2762, 2731, 2576, 2346, 2277, 1943, 1496, 1466, 1383 см^{-1} . Это свидетельствует о наличии в растворе золь-фракций, представляющих собой короткие цепи ПЭ. Следует отметить появление таких полос поглощения, как 985, 931,

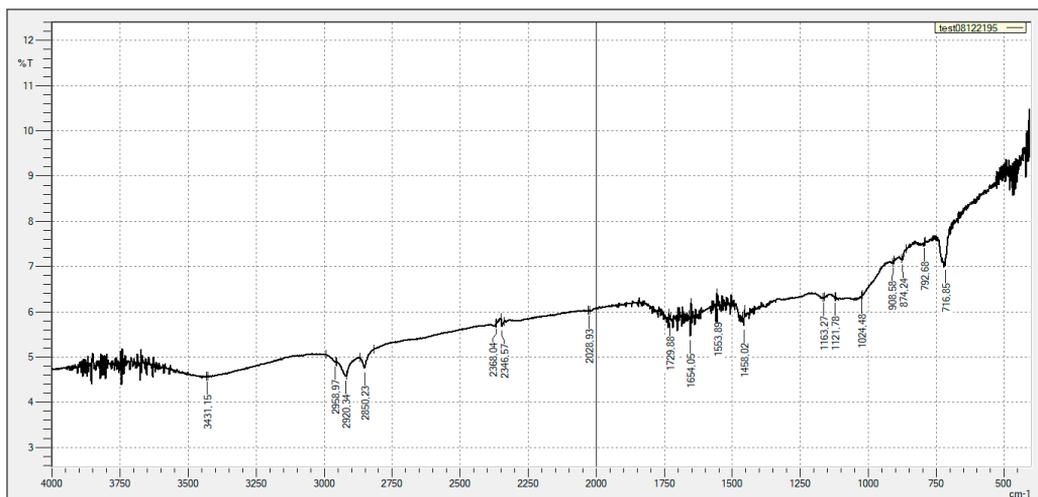


Рисунок 2. ИК-спектр ПЭ 153-10К 175кГр. 5/10
Figure 2. FTIR spectrum of PE 153-10K, 175 kGy, 5/10

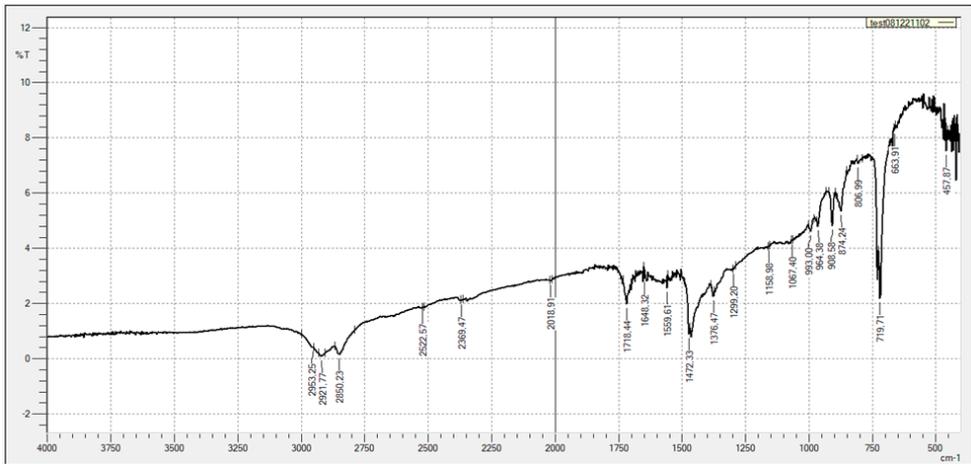


Рисунок 3. ИК-спектр ПЭ 153-10К 175 кГр. 5/9
Figure 3. FTIR spectrum of PE 153-10K, 175 kGy, 5/9

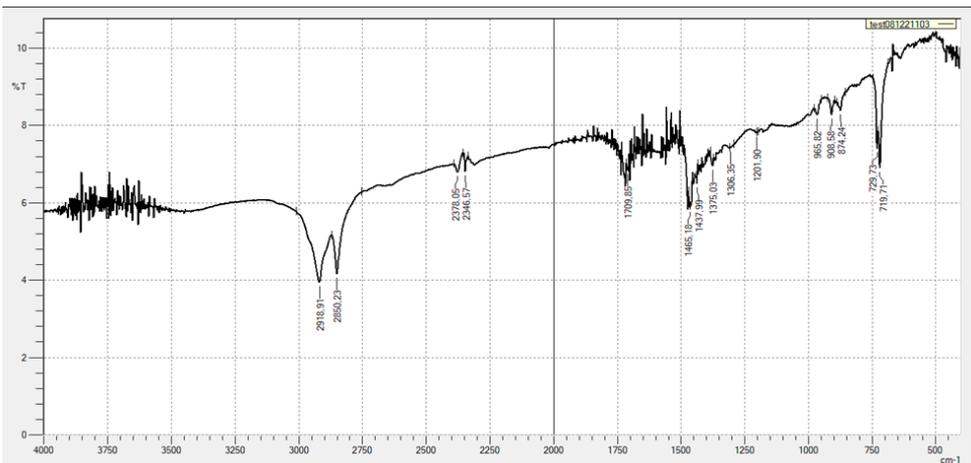


Рисунок 4. ИК-спектр ПЭ 153-10К Аргон. 175 кГр. 5/6
Figure 4. FTIR spectrum of PE 153-10K, argon, 175 kGy, 5/6

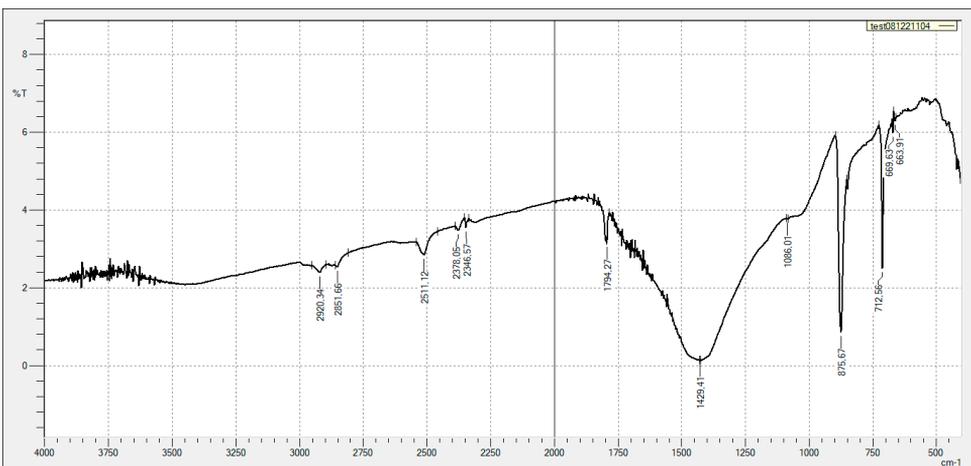


Рисунок 5. ИК-спектр ПЭ-1. Аргон. 175 кГр. 10/6
Figure 5. FTIR spectrum of PE-1, argon, 175 kGy, 10/6

а также 2885 см^{-1} , соответствующих колебаниям ненасыщенной связи $\text{C}=\text{C}$. Это обусловлено разрывом ковалентной связи $\text{C}-\text{C}$ основной цепи полимера под воздействием излучения и образованием золь-фракций. В случае деструкции цепи осколки полимера растворяются в растворителе (экстрагируются) в виде золь-фракции.

Дополнительно, на некоторых спектрах зафиксированы полосы ОН-групп (в диапазоне $3200\text{--}3500\text{ см}^{-1}$), что может быть связано с остатками этанола, использованного при промывке, или с образованием гидроксильных радикалов в процессе окисления.

Заключение

Таким образом, установлено, что при радиационной обработке ПЭ одновременно протекают процессы сшивки и деструкции макромолекул. Баланс между ними определяется дозой облучения и составом окружающей среды:

– оптимальной дозой электронного облучения для достижения максимальной степени сшивки является 125 кГр . При этой дозе гель-фракция достигает максимальных значений (до $73,2\%$), тогда как при дозе 175 кГр наблюдается снижение из-за преобладания деструктивных процессов;

– наиболее эффективным условием для радиационной сшивки является облучение в инертной среде (аргон или азот), при котором минимизируется окислительная деструкция. В воздушной среде степень сшивки значительно ниже из-за воздействия кислорода;

– разные марки ПЭ демонстрируют различную устойчивость к ионизирующему излучению. ПЭ-2 и ПЭ 153-10К показали наибольшие значения гель-фракции и наименьшую чувствительность к деструкции, тогда как ПЭ-1 проявил меньшую устойчивость;

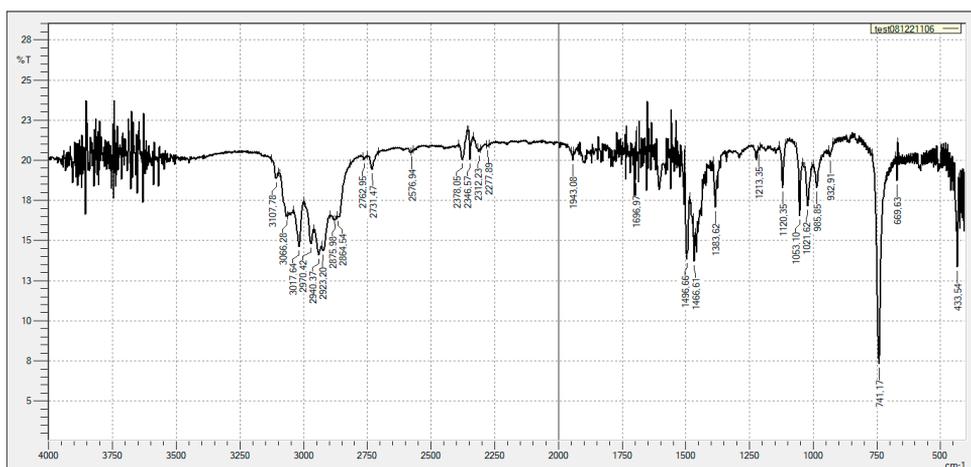


Рисунок 6. ИК-спектр ПЭ 153-10К 175 кГр. 5/10
Figure 6. FTIR spectrum of PE 153-10K, kGy, 5/10

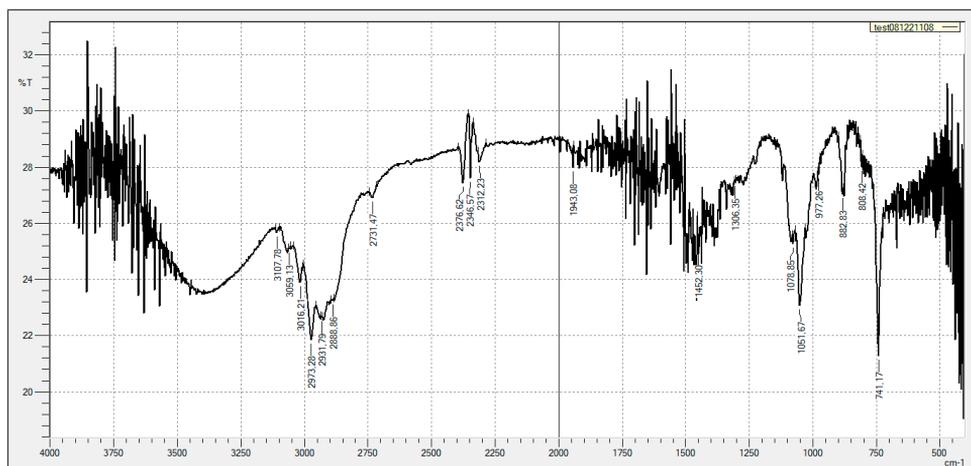


Рисунок 7. ИК-спектр ПЭ 153-10К. 175 кГр. 5/9
Figure 7. FTIR spectrum of PE 153-10K, 175 kGy, 5/9

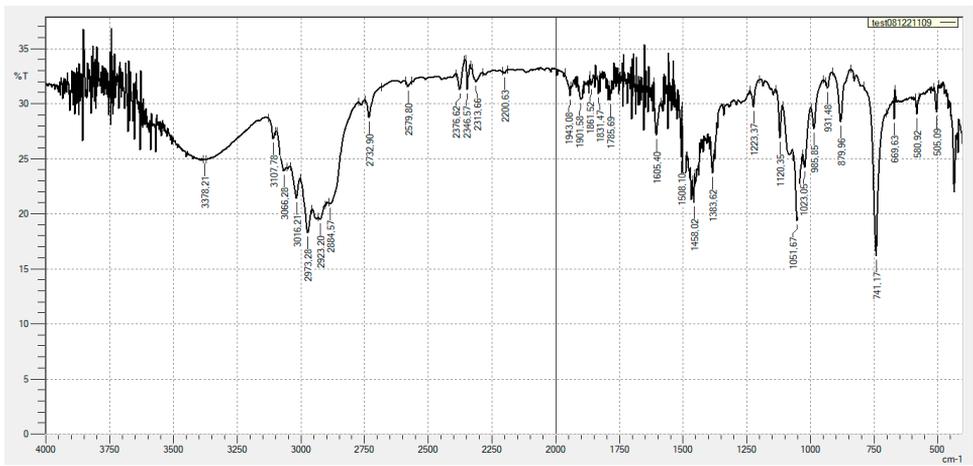


Рисунок 8. ИК-спектр ПЭ 153-10К. Аргон. 175 кГр. 5/6
Figure 8. FTIR spectrum of PE 153-10K, argon, 175 kGy, 5/6

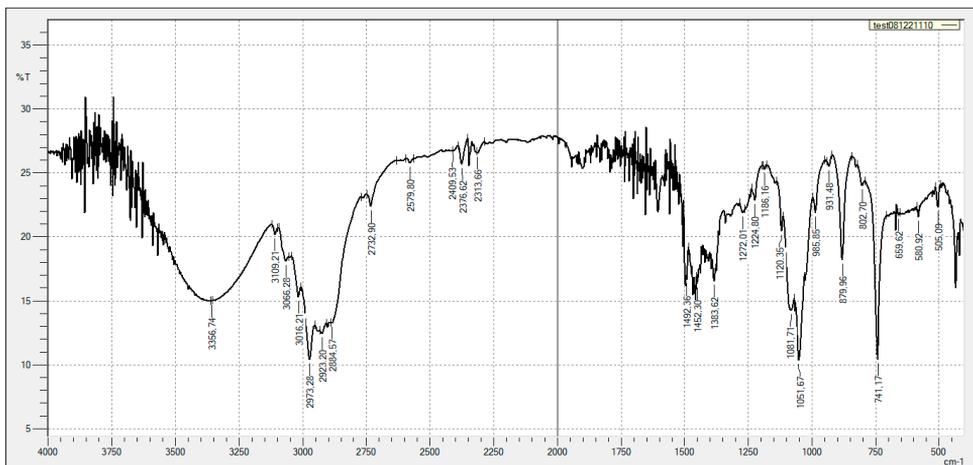


Рисунок 9. ИК-спектр ПЭ-1. Аргон. 175 кГр. 10/6
Figure 9. FTIR spectrum of PE-1, argon, 175 kGy, 10/6

– результаты FTIR подтвердили образование поперечных связей (характерные полосы C–N) и наличие продуктов деструкции (появление полос, соответствующих C=C и OH-группам), что согласуется с результатами гравиметрического анализа.

Таким образом, проведённое исследование демонстрирует возможность эффективной радиационной модификации ПЭ, используемых в строительной тепло- и звукоизоляции, и позволяет обоснованно рекомендовать оптимальные условия обработки для повышения эксплуатационной устойчивости и долговечности этих материалов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование финансируется в рамках программно-целевого финансирования Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (Грант № «BR24992883 Создание научно-технологического парка нефтехимии и полимерных материалов для предостав-

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This work was supported by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan through program-targeted funding (Grant No. BR24992883 “Establishment of a scientific and technological park for petrochemicals and polymer materials to provide services and im-

ления услуг, и внедрения прикладных результатов НИР в приоритетные сектора экономики страны»).

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

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

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: Сейтенова Г.Ж. – концепция исследования, окончательное научное заключение и утверждение итоговой версии статьи; Сыздық А.Ф. – сбор и обработка данных, написание текста; Дюсова Р.М. – анализ полученных экспериментальных данных; Байгазинов Ж.А. – постановка задачи, методическая поддержка; Нуркасимов А.К. – проведение экспериментов, визуализация результатов; Касымжанов М.Т. – анализ литературных источников, научное редактирование.

pleted applied R&D results in the priority sectors of the national economy”).

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

Acknowledgment. The authors thank Gabit Azhdarovich Tolkimbayev, General Director of the Association of Producers and Consumers of Petrochemical Products (Petrochemical Association), for his support.

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 Seiteno-va – research concept, final scientific conclusion, and approval of the final version of the article; Ayazhan Syzdyk – data collection and processing, manuscript writing; Rizagul Dyussova – experimental data analysis; Zhanat Baygazinov – problem formulation, methodological support; Azat Nurkasimov – experimental work, results visualization; Marat Kassymzhanov – literature analysis, scientific editing.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Demongeot A., Groot R., Goossens H., et al. Cross-Linking of Poly (butylene terephthalate) by Reactive Extrusion Using Zn(II) Epoxy-Vitrimer Chemistry // *Macromolecules*. 2017. Vol. 50, Issue 16. P. 6117–6127. doi: [10.1021/acs.macromol.7b01141](https://doi.org/10.1021/acs.macromol.7b01141).
2. Ahmad H., Rodrigue D. Crosslinked polyethylene: A review on the crosslinking techniques, manufacturing methods, applications, and recycling // *Polymer Engineering and Science*. 2022. Vol. 62, Issue 8. P. 2376–2401. doi: [10.1002/pen.26049](https://doi.org/10.1002/pen.26049).
3. Singh P., Venugopal B.R., Nandini D.R. Effect of Electron Beam Irradiation on Polymers // *Journal of Materials and Manufacturing*. 2018. Vol. 5, No. 1. P. 24–33. doi: [10.21467/jmm.5.1.24-33](https://doi.org/10.21467/jmm.5.1.24-33).
4. Raghu S., Archana K., Sharanappa C., et al. Electron beam and gamma ray irradiated polymer electrolyte films: Dielectric properties // *Journal of Radiation Research and Applied Sciences*. 2016. Vol. 9, Issue 2. P. 117–124. doi: [10.1016/j.jrras.2015.10.007](https://doi.org/10.1016/j.jrras.2015.10.007).
5. An M., Lv Y., Xu H., et al. Effect of Gel Solution Concentration on the Structure and Properties of Gel-Spun Ultrahigh Molecular Weight Polyethylene Fibers // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2016. Vol. 55, No. 30. P. 8357–8363. doi: [10.1021/acs.iecr.6b02116](https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b02116).
6. Yang W., He Y., Yang J., et al. Rheological behavior of ultrahigh molecular weight polyethylene/low-density polyethylene blending gels with high solid content // *Polymer Engineering & Science*. 2018. Vol. 58, Issue 1. P. 22–27. doi: [10.1002/pen.24526](https://doi.org/10.1002/pen.24526).
7. Liu S., Veysey S.W., Fifield L.S., Bowler N. Quantitative analysis of changes in antioxidant in crosslinked polyethylene (XLPE) cable insulation material exposed to heat and gamma radiation // *Polymer Degradation and Stability*. 2018. Vol. 156. P. 252–258. doi: [10.1016/j.polymdegradstab.2018.09.011](https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2018.09.011).
8. Vykydalova A., Dubaj T., Cibulkova Z., et al. A predictive model for polyethylene cable insulation degradation in combined thermal and radiation environments // *Polymer Degradation and Stability*. 2018. Vol. 158. P. 119–123. doi: [10.1016/j.polymdegradstab.2018.11.002](https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2018.11.002).
9. Liu S., Fifield L.S., Bowler N. Aging mechanisms of filled cross-linked polyethylene (XLPE) cable insulation material exposed to simultaneous thermal and gamma radiation // *Radiation Physics and Chemistry*. 2021. Vol. 185. doi: [10.1016/j.radphyschem.2021.109486](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2021.109486).
10. Hedir A., Moudoud M., Lamrous O., et al. Ultraviolet radiation aging impact on physicochemical properties of crosslinked polyethylene cable insulation // *Applied Polymer Science*. 2020. Vol. 137, Issue 16. doi: [10.1002/app.48575](https://doi.org/10.1002/app.48575).
11. Al-Ghamdi H., Farah K., Almuqrin A., Hosni F. FTIR study of gamma and electron irradiated high-density polyethylene for high dose measurements // *Nuclear Engineering and Technology*. 2022. Vol. 54, Issue 1. P. 255–261. doi: [10.1016/j.net.2021.07.023](https://doi.org/10.1016/j.net.2021.07.023).
12. Liu S., Li Q., Wang J., et al. Study on the post-irradiation oxidation of polyethylenes using EPR and FTIR technique // *Polymer Degradation and Stability*. 2022. Vol. 196. doi: [10.1016/j.polymdegradstab.2022.109846](https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2022.109846).
13. Zaki M.F., Elshaer Y.H., Taha D.H. The alterations in high density polyethylene properties with gamma irradiation // *Radiation Physics and Chemistry*. 2017. Vol. 139. P. 90–96. doi: [10.1016/j.radphyschem.2017.02.058](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2017.02.058).

14. Gaston F., Dupuy N., Marque S.R.A., et al. One year monitoring by FTIR of γ -irradiated multilayer film PE/EVOH/PE // Radiation Physics and Chemistry. 2016. Vol. 125. P. 115–121. doi: [10.1016/j.radphyschem.2016.03.010](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2016.03.010).

REFERENCES

- Demongeot A, Groote R, Goossens H, et al. Cross-Linking of Poly(butylene terephthalate) by Reactive Extrusion Using Zn(II) Epoxy-Vitrimers Chemistry. *Macromolecules*. 2017;50(16):6117–6127. doi: [10.1021/acs.macromol.7b01141](https://doi.org/10.1021/acs.macromol.7b01141).
- Ahmad H, Rodrigue D. Crosslinked Polyethylene: A Review on the Crosslinking Techniques, Manufacturing Methods, Applications, and Recycling. *Polym. Eng. Sci.* 2022;62(8):2376–2401. doi: [10.1002/pen.26049](https://doi.org/10.1002/pen.26049).
- Singh P, Venugopal BR, Nandini DR. Effect of Electron Beam Irradiation on Polymers. *J. Mater. Manuf.* 2018;5(1):24–33. doi: [10.21467/jmm.5.1.24-33](https://doi.org/10.21467/jmm.5.1.24-33).
- Raghu S, Archana K, Sharanappa C, et al. Electron Beam and Gamma Ray Irradiated Polymer Electrolyte Films: Dielectric Properties. *J. Radiat. Res. Appl. Sci.* 2016;9(2):117–124. doi: [10.1016/j.jrras.2015.10.007](https://doi.org/10.1016/j.jrras.2015.10.007).
- An M, Lv Y, Xu H, et al. Effect of Gel Solution Concentration on the Structure and Properties of Gel-Spun Ultrahigh Molecular Weight Polyethylene Fibers. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2016;55(30):8357–8363. doi: [10.1021/acs.iecr.6b02116](https://doi.org/10.1021/acs.iecr.6b02116).
- Yang W, He Y, Yang J, et al. Rheological Behavior of Ultrahigh Molecular Weight Polyethylene/Low-Density Polyethylene Blending Gels with High Solid Content. *Polym. Eng. Sci.* 2018;58(1):22–27. doi: [10.1002/pen.24526](https://doi.org/10.1002/pen.24526).
- Liu S, Veysey SW, Fifield LS, Bowler N. Quantitative Analysis of Changes in Antioxidant in Crosslinked Polyethylene (XLPE) Cable Insulation Material Exposed to Heat and Gamma Radiation. *Polym. Degrad. Stab.* 2018;156:252–258. doi: [10.1016/j.polyimdegradstab.2018.09.011](https://doi.org/10.1016/j.polyimdegradstab.2018.09.011).
- Vykydalova A, Dubaj T, Cibulkova Z, et al. A Predictive Model for Polyethylene Cable Insulation Degradation in Combined Thermal and Radiation Environments. *Polym. Degrad. Stab.* 2018;158:119–123. doi: [10.1016/j.polyimdegradstab.2018.11.002](https://doi.org/10.1016/j.polyimdegradstab.2018.11.002).
- Liu S, Fifield LS, Bowler N. Aging Mechanisms of Filled Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Cable Insulation Material Exposed to Simultaneous Thermal and Gamma Radiation. *Radiat. Phys. Chem.* 2021;185:109486. doi: [10.1016/j.radphyschem.2021.109486](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2021.109486).
- Hedir A, Moudoud M, Lamrous O, et al. Ultraviolet Radiation Aging Impact on Physicochemical Properties of Crosslinked Polyethylene Cable Insulation. *J. Appl. Polym. Sci.* 2020;137(16):48575. doi: [10.1002/app.48575](https://doi.org/10.1002/app.48575).
- Al-Ghamdi H, Farah K, Almuqrin A, Hosni F. FTIR Study of Gamma and Electron Irradiated High-Density Polyethylene for High Dose Measurements. *Nucl. Eng. Technol.* 2022;54(1):255–261. doi: [10.1016/j.net.2021.07.023](https://doi.org/10.1016/j.net.2021.07.023).
- Liu S, Li Q, Wang J, et al. Study on the Post-Irradiation Oxidation of Polyethylenes Using EPR and FTIR Technique. *Polym. Degrad. Stab.* 2022;196:109846. doi: [10.1016/j.polyimdegradstab.2022.109846](https://doi.org/10.1016/j.polyimdegradstab.2022.109846).
- Zaki MF, Elshaer YH, Taha DH. The Alterations in High Density Polyethylene Properties with Gamma Irradiation. *Radiat. Phys. Chem.* 2017;139:90–96. doi: [10.1016/j.radphyschem.2017.02.058](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2017.02.058).
- Gaston F, Dupuy N, Marque SRA, et al. One Year Monitoring by FTIR of γ -Irradiated Multilayer Film PE/EVOH/PE. *Radiat. Phys. Chem.* 2016;125:115–121. doi: [10.1016/j.radphyschem.2016.03.010](https://doi.org/10.1016/j.radphyschem.2016.03.010).

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.

*Сыздык Аяжан Галымкызы

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

e-mail: ayazhanka.syzdyk@gmail.com.

Дюсова Ризагуль Муслимовна

канд. техн. наук

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

e-mail: rizagul.dyussova@gmail.com.

Байгазинов Жанат Абылканович

канд. биол. наук, PhD

ORCID [0000-0002-0348-8473](https://orcid.org/0000-0002-0348-8473)

e-mail: zh.baigazinov@gmail.com.

Нуркасимов Азат Канатович

ORCID [0009-0007-8222-8349](https://orcid.org/0009-0007-8222-8349)

e-mail: nurkasimov@pnt.kz.

Касымжанов Марат Тулеужанович

ORCID [0000-0002-3977-4084](https://orcid.org/0000-0002-3977-4084)

e-mail: kasymzhanov@pnt.kz.

AUTHORS' INFO

Gaini Seitnova

Cand. Sc. (Chemistry)

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

e-mail: gainiseitenova@gmail.com.

*Ayazhan G. Syzdyk

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

e-mail: ayazhanka.syzdyk@gmail.com.

Rizagul M. Dyussova

Cand. Sc. (Engineering)

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

e-mail: rizagul.dyussova@gmail.com.

Zhanat A. Baygazinov

Cand. Sc. (Biology), PhD

ORCID [0000-0002-0348-8473](https://orcid.org/0000-0002-0348-8473)

e-mail: zh.baigazinov@gmail.com.

Azat K. Nurkassimov

ORCID [0009-0007-8222-8349](https://orcid.org/0009-0007-8222-8349)

e-mail: nurkasimov@pnt.kz.

Marat T. Kassymzhanov

ORCID [0000-0002-3977-4084](https://orcid.org/0000-0002-3977-4084)

e-mail: kasymzhanov@pnt.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

UDC 622.276.7.2

CSCSTI 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900)

Received: 25.07.2025.

Accepted: 16.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Study of the sulfidogenic bacteria activity in the formation microflora of an oil field (Kazakhstan) and their potential contribution to corrosion processes

Miua A. Bissenova¹, Salimat Kh. Bidzhiyeva²

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

²S.N. Vinogradsky Institute of Microbiology, FRC of Biotechnology, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ABSTRACT

Background: Today at the oil field «N» there is an intensification of corrosion complications. Repeated monitoring of corrosion factors at all sites of the field has shown the localization of aggressive gases at site B, where thermal oil displacement technology is used, which could have triggered an increase in corrosion processes. In addition, large-scale studies of the microbial community of formation waters were conducted at field N, revealing the presence of sulfate-reducing and fermentative sulfidogenic bacteria, which could also contribute to the development of an aggressive environment. In this regard, the issue of the influence of the microbial community on corrosion processes remains a pressing task, and studies were conducted to identify the contribution of sulfidogenic bacteria to the formation of a corrosion-aggressive environment at this field.

Aim: To study the contribution of sulfidogenic bacteria of production waters to the formation of aggressive environments and corrosion at the N field.

Materials and methods: The objects of the study were samples of water extracted from group installations, wastewater from block cluster pumping stations, and vertical steel tanks. The studies were conducted using classical microbiological methods: anaerobic cultivation of bacteria, sowing using the tenfold dilution method, obtaining biofouling of the object under study in a natural environment, etc. A titrimetric method was used to determine the content of hydrogen sulfide and carbon dioxide. The dissolved oxygen content was determined by an express method using a Fibox 4 PreSens (Germany) fiber optic oxygen analyzer. The amount of mechanical impurities was determined by filtration followed by gravimetric analysis. The corrosion rate of steel coupons was determined gravimetrically by the loss of sample mass during their exposure at field facilities.

Results: All studied objects showed high content of planktonic (10^5 – 10^8 cells/ml) and adherent (10^6 – 10^8 cells/ml) sulfidogenic bacteria. The productivity of different physiological groups of sulfidogenic bacteria was determined: sulfate-reducing bacteria contribute most to hydrogen sulfide formation (125.6–762.5 mg/L), while sulfur-reducing bacteria contribute least (59.6–298.2 mg/L). Site B of the field, where development is carried out using thermal technology, is characterized by the highest corrosion potential. At the same time, the number of sulfidogenic bacteria at site B is comparable to their number at other sites of the field.

Conclusion: The microflora of the production waters of the N deposit has a high corrosion potential, but the greatest contribution to the formation of an aggressive environment is due to the use of thermal oil recovery technology at the deposit.

Keywords: hydrogen sulfide; carbon dioxide; sulfate-reducing bacteria; sulfidogenic bacteria; corrosion rate; aggressive gases.

To cite this article:

Bissenova MA, Bidzhiyeva SK. Study of the sulfidogenic bacteria activity in the formation microflora of an oil field (Kazakhstan) and their potential contribution to corrosion processes. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):79–88. DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900).

УДК 622.276.7.2
МРНТИ 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900)

Получена: 25.07.2025.

Одобрена: 16.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Исследование активности сульфидогенных бактерий пластовой микрофлоры нефтяного месторождения (Казахстан) и их потенциального вклада в коррозионные процессы

М.А. Бисенова¹, С.Х. Биджиева²

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

²Институт микробиологии им. С.Н. Виноградского, ФИЦ Биотехнологии РАН, г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. На сегодняшний день на нефтяном месторождении N наблюдается интенсификация коррозионных осложнений. Проведение неоднократного мониторинга коррозионных факторов на всех площадках месторождения показало локализацию агрессивных газов на площадке В, где применяется термическая технология нефтевытеснения, что могло спровоцировать усиление коррозионных процессов. Кроме того, на месторождении N были проведены масштабные исследования микробного сообщества пластовых вод, выявившие наличие сульфатовосстанавливающих, а также броидильных сульфидогенных бактерий, которые также могли способствовать развитию агрессивной среды. В связи с этим вопрос влияния микробного сообщества на процессы развития коррозии остаётся актуальной задачей, в связи с чем были проведены исследования, направленные на выявление вклада сульфидогенных бактерий в формирование коррозионно-агрессивной среды на данном месторождении.

Цель. Исследовать вклад сульфидогенных бактерий промышленных вод в процессы формирования агрессивной среды и коррозии на месторождении N.

Материалы и методы. Объектами исследования были пробы попутно-добываемых вод групповых установок, сточных вод блочных кустовых насосных станций и вертикальных стальных резервуаров. Исследования проведены с применением классических методов микробиологии: анаэробное культивирование бактерий, посевы методом предельных десятикратных разведений, получение биообрастаний исследуемого объекта в естественной среде и пр. Для определения содержания сероводорода и углекислого газа применяли титриметрический метод. Содержание растворённого кислорода определяли экспресс-методом на оптоволоконном анализаторе кислорода Fibox 4 PreSens (Германия). Количество механических примесей определяли методом фильтрации с последующим гравиметрическим анализом. Скорость коррозии стальных купонов определяли гравиметрическим по потере массы образцов за период их экспозиции на промысловых объектах.

Результаты. Во всех исследованных объектах выявлено высокое содержание планктонных (10^5 – 10^8 кл/мл) и адгезированных (10^6 – 10^8 кл/мл) сульфидогенных бактерий. Определена продуктивность разных физиологических групп сульфидогенных бактерий: наибольший вклад в образование сероводорода вносит сульфатовосстанавливающие бактерии (125,6–762,5 мг/л), наименьший – серовосстанавливающие бактерии (59,6–298,2 мг/л). Площадка В месторождения, где разработка ведётся с применением термической технологии, характеризуется наиболее высоким коррозионным потенциалом. При этом численность сульфидогенных бактерий на площадке В сопоставима с их численностью на других площадках месторождения.

Заключение. Микрофлора промысловых вод месторождения N обладает высоким коррозионным потенциалом, однако наибольший вклад в формирование агрессивной среды происходит по причине применения на месторождении термической технологии нефтеотдачи.

Ключевые слова: сероводород, углекислый газ, сульфатовосстанавливающие бактерии, сульфидогенные бактерии, скорость коррозии, агрессивные газы.

Как цитировать:

Бисенова М.А., Биджиева С.Х. Исследование активности сульфидогенных бактерий пластовой микрофлоры нефтяного месторождения (Казахстан) и их потенциального вклада в коррозионные процессы // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 79–88. DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900).

ӨОЖ 622.276.7.2

ГТАХР 52.47.97

DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900)

Қабылданды: 25.07.2025.

Мақұлданды: 16.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстан мұнай кен орнының қабат микрофлорасының сульфидогендік бактерияларының белсенділігін және олардың коррозиялық процестерге әлеуетті үлесін зерттеу

М.А. Бисенова¹, С.Х. Биджиева²

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

²С.Н. Виноградский атындағы микробиология институты, Биотехнологиялар бойынша федералдық ғылыми орталық, Ресей ғылым академиясы, Мәскеу қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бүгінгі таңда N мұнай кен орнында коррозиялық асқинулардың қарқыны байқалады. Кен орнының барлық аяндарында коррозиялық факторларға бірнеше рет мониторинг жүргізу коррозиялық процестердің күшеюіне түрткі болуы мүмкін мұнай ығыстырудың термиялық технологиясы қолданылатын B алаңында агрессивті газдардың оқшаулануын көрсетті. Бұдан басқа N кен орнында сульфатты қалпына келтіретін, сондай-ақ агрессивті ортаның дамуына ықпал етуі мүмкін ашыту сульфидогенді бактериялардың болуын анықтайтын қабат суларының микробтық қауымдастығына ауқымды зерттеулер жүргізілді. Осыған байланысты микробтық қауымдастықтың коррозияның даму процестеріне әсері мәселесі өзекті мәселе болып қала береді, сондықтан сульфидогендік бактериялардың осы кен орнында коррозиялық-агрессивті ортаны қалыптастыруға қосқан үлесін анықтауға бағытталған зерттеулер жүргізілді.

Мақсаты. Өнеркәсіптік сулардың сульфидогендік бактерияларының N кен орнында агрессивті орта мен коррозия қалыптастыру процестеріне қосқан үлесін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері топтық қондырғылардың ілеспе өндірілетін суларының, блоқты бұталы сорғы станцияларының ағынды суларының және тік болат резервуарларының сынамалары болды. Зерттеулер микробиологияның классикалық әдістерін қолдана отырып жүргізілді: бактерияларды анаэробты өсіру, шекті он есе сұйылту әдісімен себу, табиғи ортада зерттелетін объектінің биологиялық ластануын алу және т. б. Күкіртсутек пен көмірқышқыл газының құрамын анықтау үшін титриметриялық әдіс қолданылды. Еріген оттегінің құрамы Fibox 4 PreSens (Германия) талшықты-оптикалық оттегі анализаторында жедел әдіспен анықталды. Механикалық қоспалардың саны сүзу әдісімен, содан кейін гравиметриялық талдаумен анықталды. Болат купондардың коррозия жылдамдығы коммерциялық объектілерде экспозиция кезеңінде үлгілердің массасын жоғалту арқылы гравиметриялық түрде анықталды.

Нәтижелері. Барлық зерттелген объектілерді планктонды (10^5 – 10^8 кл/мл) және адгезияланған (10^6 – 10^8 кл/мл) сульфидогендік бактериялардың жоғары мөлшері анықталды. Сульфидогендік бактериялардың әртүрлі физиологиялық топтарының өнімділігі анықталды: күкіртсутектің пайда болуына ең үлкен үлес сульфатты қалпына келтіретін бактериялар ($125,6$ – $762,5$ мг/л), ең кішісі күкіртті қалпына келтіретін бактериялар ($59,6$ – $298,2$ мг/л). Игеру термиялық технологияны қолдана отырып жүргізілетін кен орындарындағы B алаңы ең жоғары коррозиялық әлеуетпен сипатталады. Бұл ретте B алаңындағы сульфидогендік бактериялардың саны кен орнының басқа алаңдарындағы олардың санымен салыстырылады.

Қорытынды. N кен орнының кәсіпшілік суларының микрофлорасы жоғары коррозиялық потенциалға ие, алайда агрессивті ортаның қалыптасуына ең үлкен үлес кен орнында мұнай берудің термиялық технологиясын қолдану себебінен болады.

Негізгі сөздер: күкіртсутек, көмірқышқыл газы, сульфатты қалпына келтіруші бактериялар, сульфидогендік бактериялар, коррозия жылдамдығы, агрессивті газдар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Бисенова М.А., Биджиева С.Х. Қазақстан мұнай кен орнының қабат микрофлорасының сульфидогендік бактерияларының белсенділігін және олардың коррозиялық процестерге әлеуетті үлесін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 79–88 б. DOI: [10.54859/kjogi108900](https://doi.org/10.54859/kjogi108900).

Introduction

Currently, the field N (Kazakhstan) is under commercial development. The viscous and resinous oil of this field is characterized by a significant sulfur content and a high concentration of high-molecular-weight compounds.

At the initial stage of field development, a low content of aggressive gases in the composition of reservoir fluids was observed: hydrogen sulfide was absent, while carbon dioxide was detected in small concentrations. Currently, the field is being operated using thermal recovery technology in combination with produced water injection. The application of thermal methods has ensured high rates of oil reserves recovery. During the long-term operation of the field using various technologies, a positive trend in the content of corrosive gases – hydrogen sulfide and carbon dioxide – has been observed, which has contributed to the intensification of corrosion processes.

Another reason for the increase in the content of hydrogen sulfide and carbon dioxide may be the metabolic activity of reservoir microflora [1], which in the system “reservoir – well – equipment” provokes, both directly and indirectly, a number of problems during oil production: corrosion cracking of metal equipment, reduction in well injectivity, deterioration of filtration properties, changes in oil quality, a decrease in oil recovery due to reservoir plugging by the accumulation of bacterial biofilms, as well as a decrease in the pH of the produced fluids.

Using high-throughput sequencing of the V3–V4 region of the 16S rRNA gene, sulfate-reducing bacteria such as *Desulfovibrio*, *Desulfomicrobium*, *Thermodesulfobacterium*, *Thermodesulfobacterium*, *Desulfotomaculum*, and other genera were detected in oil fields. Fermentative bacteria included representatives of the thermotogales genera *Thermosipho*, *Kosmotoga*, *Petrotoga*, *Deltaproteobacteria* of the genus *Pelobacter*, and bacteria of the genus *Thermicanus* from the order *Bacillales*. Syntrophic bacteria were represented by anaerobic bacteria of the genus *Thermovirga*. Sulfur-cycle bacteria also included representatives of the genera *Sulfurospirillum*, *Sulfurimonas*, *Brockia*, and others [2].

Sulfidogenic bacteria include fermentative bacteria and sulfate-reducing bacteria (hereinafter – SRB), which utilize oxidized sulfur compounds (S^0 , SO_4^{2-} , SO_3^{2-} , $S_2O_3^{2-}$, etc.) and produce hydrogen sulfide, as well as carbon dioxide, as the end products of their metabolism.

Fermentative bacteria possess a highly flexible metabolism and can inhabit various ecological niches, predominantly anaerobic, although they may also occur in microaerophilic and aerobic environments. Their habitats can be characterized by a wide range of temperatures (20–105°C) and pH values from 4.0 to 8.5.

Sulfidogenic bacteria – SRB, thiosulfates (hereinafter – TSB), and elemental sulfur (hereinafter – S^0 RB) – play a key role in the oil production industry, as they are a potential source of various complications, one of which is corrosion.

In direct corrosive interactions with metals, bacteria utilize iron for their energy metabolism, thereby contributing to the gradual degradation of the metal. In indirect corrosive interactions, metal is degraded by the metabolic products of bacteria (H_2S , CO_2 , acids, enzymes, etc.), which are released both into the surrounding environment (produced waters) by all members of the sulfidogenic community and directly onto the metal surface by adherent cells [3].

To date, the microflora of the produced waters of the field and its contribution to the development of complications have been insufficiently studied and remain a relevant issue. The present work is aimed at investigating the potential contribution of the microbial community to corrosion processes at the facilities of the studied field.

Materials and Methods

It is known that the microflora of produced waters comprises both planktonic and adherent bacteria, and the dominance of either form depends on various factors. In the present study, the bacterial community density at the facilities of the investigated field, microbial activity, and the contribution of bacteria to the accumulation of corrosive agents at the studied sites were examined.

Planktonic sulfidogenic bacteria were determined using the method of serial tenfold dilutions followed by inoculation onto selective nutrient media. The amount of hydrogen sulfide produced by the bacteria was assessed titrimetrically through the precipitation of sulfide ions as cadmium sulfide, followed by titration.

Adherent bacteria were studied using coupons installed at the field facilities; biofilm was scraped from the surface of the coupons, and the cells were enumerated by the serial dilution method.

The corrosion rate was assessed on the same coupons after removal of corrosion deposits, using the gravimetric method based on mass loss.

The chemical analysis of the water included:

- determination of CO_2 by the titrimetric method using sodium hydroxide until a pH of 8.4 was reached;
- determination of dissolved oxygen using a rapid method with a Fibox 4 fiber-optic analyzer (PreSens, Germany);
- determination of mechanical impurities by filtration followed by weighing the residue;
- determination of the six-component water composition, as well as iron content, using standard titrimetric methods.

Experimental Section

Abundance and Activity of Planktonic Sulfidogenic Bacteria at the Field Facilities

For the microbiological studies, samples of produced water from the field's group installations (hereinafter – GIs) were collected.

For the cultivation of SRB, Postgate's medium with the following composition was used:

KH_2PO_4 – 0.5 g/L, NH_4Cl – 1 g/L, Na_2SO_4 – 4 g/L, CaCl_2 – 0.06 g/L, $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – 0.06 g/L, $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – 1 g/L, $\text{C}_3\text{H}_5\text{O}_3\text{Na}$ (60% solution) – 6 g/L, $\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7\text{Na}_3 \cdot 5.5\text{H}_2\text{O}$ – 0.3 g/L, yeast extract – 0.1 g/L, microelement solution according to Kevbrin and Zavarzin [4] – 1 mL/L, and 0.04% resazurin solution (1 mL/L).

For the cultivation of TSB and S^oRB, Widdel's medium [5] with the following composition was used: $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – 4.0 g/L, $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – 0.1 g/L, NH_4Cl – 0.25 g/L, KH_2PO_4 – 0.2 g/L, KCl – 0.5 g/L, NaHCO_3 – 0.2 g/L, glucose – 5.0 g/L, peptone – 2.0 g/L, yeast extract – 1.0 g/L, microelement solution according to Kevbrin and Zavarzin [4] – 1 mL/L, and 0.04% resazurin solution (1 mL/L). As an electron acceptor, 2 g/L of thiosulfate ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$) was added to the medium for TSB, and elemental sulfur (S^o) for S^oRB.

NaCl was added to the media according to the experimental conditions, in amounts ranging from 22 to 32 g/L, in accordance with the total salinity of the waters from the studied sites. The media were boiled to remove oxygen, after which ascorbic acid (0.3 g/L) was added as a reducing agent. The pH of the media was adjusted to 7.0–7.2 using 5% HCl or 5% NaHCO_3 solutions. The media were prepared anaerobically under a nitrogen atmosphere.

Inoculations were carried out using the serial dilution method while maintaining anaerobic conditions. Cultivation was performed at the temperatures recorded during sample collection at the field facilities, ranging from 25 °C to 36 °C, for 15 days. Bacterial growth was monitored by the appearance of a black precipitate in the culture medium. Tab. 1 presents the results of the studies for all three types of sulfidogens: SRB, TSB, and S^oRB.

A high abundance of SRB was detected at two GIs at sites B and G: 10⁶ cells/mL at GI-5 and 10⁵ cells/mL at GI-7. At the remaining GIs, SRB levels ranged from 10³ to 10⁴ cells/mL.

A high degree of contamination by TSB was observed at three sites (platforms A, C, and B): GI-1 – 10⁶ cells/mL, GI-7 – 10⁷ cells/mL, and GI-8 – 10⁶ cells/mL. At the other sites, their abundance ranged from 10³ to 10⁴ cells/mL.

The abundance of S^oRB was significant at five sites, with the highest values observed at GI-1 (A) and GI-2 (B) – 10⁶ cells/mL, and at GI-7 (G) – 10⁷ cells/mL.

The study of the microbiological contamination of the field showed that the investigated sites exhibited high abundances not only of SRB but also of other sulfidogenic microorganisms, including thio-sulfate- and sulfur-reducing bacteria.

Table 1. Content of planktonic sulfidogenic bacteria, cells/ml

Sampling location	Object	Bacterial content		
		SPB	TSB	S ^o RB
HU-1	A	10 ³	10 ⁶	10 ⁶
HU-2	Б	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁶
HU-3	B	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁵
HU-4	B	10 ⁴	10 ³	10 ³
HU-5	B	10 ⁶	10 ⁴	10 ⁴
HU-6	B	10 ⁴	10 ³	10 ³
HU-7	Г	10 ⁵	10 ⁷	10 ⁷
HU-8	Б	10 ⁴	10 ⁶	10 ⁶

The metabolic activity of the studied bacterial groups – SRB, TSB, and S^oRB – was assessed based on the amount of hydrogen sulfide produced. After 15 days of cultivation, the hydrogen sulfide content in the culture media of the first dilutions was determined by the titrimetric method.

According to the procedure, sulfide ions were precipitated as cadmium sulfide, then oxidized with iodine, and the excess was titrated with a sodium thiosulfate solution.

The concentration of hydrogen sulfide was calculated using formula (1):

$$X = (V_1 - V_2) \cdot 0,852 \cdot 1000/V \quad (1)$$

where V_1 is the volume of the iodine solution added to the test solution, cm³; V_2 is the volume of sodium thiosulfate solution used for titration, cm³; 0.852 is the mass of hydrogen sulfide equivalent to the mass of sodium thiosulfate in 1 cm³ of a solution with an equivalent molar concentration of 0.05 mol/dm³, mg; and V is the volume of the test solution taken for analysis, cm³.

The results of hydrogen sulfide produced by the sulfidogens are presented in Tab. 2.

Table 2. Hydrogen sulfide content formed by bacteria, mg/L

Sampling location	Object	Hydrogen sulfide content, produced by bacteria			Total hydrogen sulfide production
		SPB	TSB	S ^o RB	
GI-1	A	762,5	434,5	127,8	1324,8
GI-2	Б	553,8	85,2	59,6	698,6
GI-3	B	660,3	426,0	76,7	1163,0
GI-4	B	153,4	328,0	106,5	587,9
GI-5	B	125,6	196,0	85,2	406,8
GI-6	B	656,0	281,2	98,0	1035,2
GI-7	Г	673,1	579,4	242,8	1495,3
GI-8	Б	170,4	391,9	298,2	860,5

According to the results obtained, SRB produced the highest amount of hydrogen sulfide, while S^oRB produced the lowest. This outcome reflects the metabolic characteristics of these microbial groups:

SRB largely depend on the presence of oxidized sulfur compounds in the medium, as they carry out sulfate respiration necessary to sustain their viability, whereas S^oRB, due to their metabolic flexibility,

can utilize sulfur compounds facultatively. Overall, sulfidogens can contribute significantly to the formation of biogenic hydrogen sulfide. Site G of the N field was found to be the most heavily contaminated with sulfidogenic microorganisms exhibiting high hydrogen sulfide productivity.

The results obtained allow us to conclude that there is a biogenic component in the formation of hydrogen sulfide at the field. To determine the contribution of sulfidogenic bacteria to carbon dioxide production, additional research methods are required.

Abundance and Corrosive Activity of Planktonic and Adherent Sulfidogenic Bacteria in the BCPS (Block Cluster Pumping Station) and VST (Vertical Steel Tank) of the Field

At four modular horizontal pumping systems (hereinafter – BCPS) – BCPS-1, BCPS-2, BCPS-3, BCPS-4 – and at VST-3 (vertical steel tank) of N field, steel coupons of grade “Steel 20” were installed, with two coupons at each facility. Produced water samples were collected at the same facilities to determine the abundance of planktonic sulfidogenic bacteria and to study the corrosive agents in the waters of the investigated sites.

On the 4th day after the coupons were installed, water circulation in VST-3 was stopped due to technical reasons. Consequently, the coupons remained in VST-3 under stagnant water conditions until their removal. The exposure period of the coupons at the field facilities was 13 days.

The abundance of planktonic sulfidogenic bacteria was determined according to the methodology described above. Bacterial cultivation was carried out under conditions approximating those of the investigated field facilities (temperature and salinity). After the exposure period (13 days), the coupons were removed from the corrosion monitoring units of the facilities and carefully transported to the laboratory in a sterile buffer solution. The same nutrient media used for planktonic bacteria were employed for the study of adherent sulfidogenic bacteria.

The abundance of bacteria adherent to the coupons was determined by inoculating a scrape from a 1 cm² area of the coupon surface using the serial tenfold dilution method. For parallel repeat experiments, biofilm was collected from several areas of the coupon. The inoculations were cultivated for 15 days.

The results of the study of planktonic and adherent sulfidogenic bacteria are presented in Tab 3.

Table 3. The content of planktonic and adherent sulfidogenic bacteria at the field facilities

Sampling location	Planktonic bacteria, cells/ml			Adhered bacteria, cells/cm ²		
	SPB	SPB, TSB, S ^o RB	S ^o RB	SPB	SPB, TSB, S ^o RB	S ^o RB
BCPS-1	10 ⁴	10 ⁵	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁷
BCPS-2	10 ³	10 ⁷	10 ⁷	10 ⁵	10 ⁸	10 ⁸
BCPS-3	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁷	10 ⁷
BCPS-4	10 ⁴	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶
VST-3 (background)	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶

BCPS – Block Cluster Pumping Station; VST – Vertical Steel Tank

The highest abundance of planktonic sulfidogenic bacteria (SRB, TSB, and S^oRB) was observed at BCPS-2, BCPS-3, and VST-3. The highest abundance of adherent sulfidogenic bacteria was observed at BCPS-2, BCPS-4, and VST-3.

The corrosion rate, as one of the indicators of sulfidogenic bacterial activity, was investigated on coupons installed at BCPS-1, BCPS-2, BCPS-4, and VST-3 (background). Coupons, cleaned of corrosion deposits, washed, and thoroughly dried, were analyzed using the gravimetric method to determine the corrosion rate based on mass loss. The calculation was performed according to formula (2):

$$X = (m_1 - m_2) \cdot 1000 \cdot 24 \cdot 365 / S \cdot T \cdot \rho \cdot 1000 \quad (2)$$

where m_1 is the weight of the control sample (coupon) before testing, g; m_2 is the weight of the control sample (coupon) after testing, g; S is the surface area of the control sample (coupon), m² (the surface area of a flat sample is 22.05 × 10⁻⁴ m²); T is the duration of the test, h; 24·365 is the conversion factor from hours to years; ρ is the density of the coupon (7820 kg/m³); and 1000 is the conversion factor for converting meters to millimeters and grams to kilograms.

The results of the corrosion studies are presented in Tab. 4.

Table 4. Corrosion rate of coupons, mm/year

Sampling location	Corrosion rate	Result (average)
BCPS-1	0,66	0,66
	5,664	
BCPS-1	0,53	0,49
	0,44	
BCPS-4	0,33	0,31
	0,29	
VST-3 (background)	9,63	9,78
	9,92	

Upon retrieval of the coupons from the facilities, it was found that part of one coupon from BCPS-1 was missing (Fig. 1); therefore, the corrosion rate at this facility was calculated based on the remaining intact coupon.

Fig. 1 shows photographs of the coupons removed from the investigated field facilities.

Visual inspection of the coupons installed at BCPS-1 and BCPS-2 revealed pitting damage, which may result from adherent sulfidogenic bacteria and their metabolic products.

The coupons installed in VST-3 (background), which is not treated with a corrosion inhibitor, exhibited severe corrosion damage. Pitting depressions and pronounced maze corrosion were observed on the coupons.

Corrosive Agents in the BCPS and VST of the Field Within the framework of this study, the water parameters contributing to corrosion were analyzed, namely the contents of hydrogen sulfide, carbon dioxide, oxygen, and mechanical impurities.

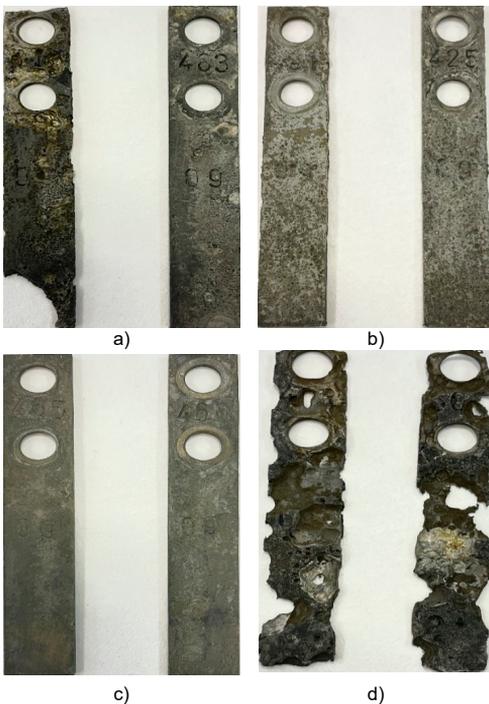


Figure 1. Appearance of the coupons removed from the field facilities

a) BCPS-1; b) BCPS-2; c) BCPS-4; d) VST-3 (background)
 Exposure time at field facilities: 13 days.

The hydrogen sulfide content was analyzed according to the methodology described above. The CO₂ content in the water was determined using a method based on the chemical reaction of CO₂ with sodium hydroxide to form sodium carbonate, followed by titration to a pH of 8.4.

The mass fraction of free CO₂ was calculated using formula (3):

$$X = V_1 \cdot 4,4 \cdot 1000/V \tag{3}$$

where V₁ is the volume of sodium hydroxide solution used for titration, cm³; 4.4 is the mass of CO₂ equivalent to the mass of sodium hydroxide in 1 cm³ of a solution with an equivalent molar concentration of 0.01 mol/dm³, mg; and V is the capacity of the vessel, cm³.

The determination of mechanical impurities was carried out according to a method based on the separation of water-insoluble substances by filtration of the test solution. The residue was then washed with distilled water and weighed.

The mass concentration of insoluble substances was determined using formula (4):

$$X = (m_1 - m_2) \cdot 1000/V \tag{4}$$

where m₁ is the mass of the filter crucible with the insoluble substance, mg; m₂ is the mass of the empty

filter crucible, mg; and V is the volume of the test solution taken for analysis, cm³.

The dissolved oxygen content was determined immediately during sample collection, without exposure to atmospheric air, using a Fibox 4 PreSens fiber-optic oxygen analyzer (Germany). The results of the study of corrosive agents are presented in Tab. 5.

Table 5. Content of corrosion-aggressive agents, mg/l

Sampling location	Content in water			
	CO ₂	H ₂ S	O ₂	mechanical impurities
BCPS-1	78,0	not more than 0.8	0,05	14,4
BCPS-2	87,0	not more than 0.8	0,05	15,6
BCPS-3	80,0	not more than 0.8	0,05	5,5
BCPS-4	82,5	not more than 0.8	0,05	44,3
VST-3 (background)	102,5	2,8	–	37,3

All investigated facilities exhibited significant levels of CO₂, with the highest concentration observed at the control site, VST-3. Hydrogen sulfide was detected at all sites at concentrations not exceeding 0.8 mg/L, except at VST-3, where it reached 2.8 mg/L. The content of mechanical impurities at VST-3 was also considerable, amounting to 37.3 mg/L.

Mechanical impurities were found in the highest concentration at BCPS-4 (44.3 mg/L) and in the lowest at BCPS-3 (5.5 mg/L).

Since the habitat of the microbial community is the aqueous environment, an analysis of the chemical composition of the waters from the investigated field facilities was conducted (Tab. 6).

The pH of the investigated waters corresponds to a slightly acidic environment, carbonates were not detected, bicarbonates were present in the range of 439.2–658.8 mg/L. Total dissolved solids varied from 27,937.5 to 38,627.9 mg/L. Sulfate ions were not detected in BCPS-1, in the other facilities their content was insignificant – in the range of 23–35.4 mg/L. All samples contained iron in the 2- and 3-valent forms, at 6.3–20.3 mg/L and 0.7–1.4 mg/L, respectively.

The composition of the investigated waters contains the necessary elements for the growth and development of sulfidogenic bacteria. The mineralization of the formation pressure maintenance system provides favorable conditions for bacterial growth and development. The absence or low content of sulfur compounds in the medium did not limit the growth of the studied microorganisms, since, due to their flexible metabolism, sulfidogenic bacteria can utilize oxidized sulfur compounds from the oil, developing at the oil–water phase boundary, including SRB.

Table 6. Chemical composition of water from field facilities

Parameter name	Results				
	BCPS-1	BCPS-2	BCPS-3	BCPS-4	VST-3 (background)
pH	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5
Calcium (Ca ²⁺), mg/dm ³	1102,2	1102,2	1002,0	1302,6	1302,6
Magnesium (Mg ²⁺), mg/dm ³	425,6	364,8	668,8	851,2	547,2
Potassium and Sodium (Na ⁺ + K ⁺), mg/dm ³	8963,3	9198,6	8959,8	12205,7	11685,1
Chlorides (Cl ⁻), mg/dm ³	17007,1	17175,5	17512,3	23574,3	21890,4
Sulfates (SO ₄ ²⁻), mg/dm ³	not detected	23,0	28,8	35,4	28,8
Carbonates (CO ₃ ²⁻), mg/dm ³	not detected	not detected	not detected	not detected	not detected
Bicarbonates (HCO ₃ ⁻), mg/dm ³	439,2	463,6	451,4	658,8	610,0
Ferrous iron (Fe ²⁺), mg/dm ³	20,3	18,9	19,6	6,3	-
Ferric iron (Fe ³⁺), mg/dm ³	0,7	0,7	0,7	1,4	-
Total dissolved solids, mg/dm ³	27937,5	28327,8	28623,1	38627,9	36064,1
Total water hardness, mg-eq./dm ³	90,0	85,0	10 ⁰ ,0	135,0	110,0
Water type according to Sulin	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca	Cl-Ca

Results and Discussion

The study of the abundance of all sulfidogenic bacteria revealed a high level of contamination by fermentative bacteria (TSB, S^oRB), with the highest level observed for S^oRB at most facilities. This may be due to the significant sulfur content of the oil at the field and the flexible metabolic capabilities of the bacteria.

It should be noted that a high abundance of sulfidogenic bacteria was observed at site G (GI-7), where waterflooding is being conducted.

Data analysis showed that there is no direct correlation between the method of field development and bacterial abundance. The study of the metabolic activity of sulfidogenic bacteria revealed that SRB contribute the most to hydrogen sulfide formation, while S^oRB contribute the least. However, fermentative bacteria, due to their high abundance under favorable conditions, can produce a significant amount of hydrogen sulfide, and the combined contribution of all sulfidogens makes a substantial contribution to the sulfide generation process at the field (Fig. 2). Therefore, during microbiological monitoring of produced waters, both SRB and fermentative bacteria should be studied.

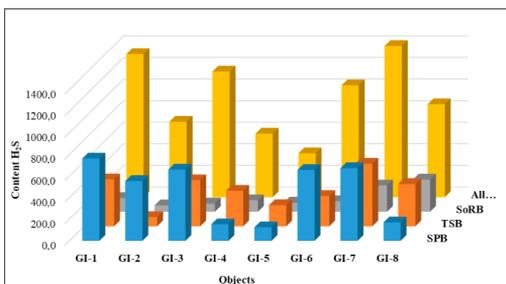


Figure 2. Amount of hydrogen sulfide formed by different physiological groups of bacteria from various field facilities, individually and collectively, mg/l

To analyze the causes of corrosion processes at the field facilities, the spectrum of investigated corrosive factors was compared with the metal corrosion rate (Tab. 7).

At the investigated field, a corrosion inhibitor is used for protection: at BCPS-1 and BCPS-2, it is applied at a dosage of 7.5–8 g/t, and at BCPS-3 and BCPS-4, at a dosage of 20–25 g/t, which allows controlling the corrosion rate at BCPS-1, BCPS-2, and BCPS-4.

All facilities exhibit high levels of planktonic (10⁵–10⁸ cells/mL) and adherent (10⁶–10⁸ cells/mL) sulfidogenic bacteria.

The water in VST-3 was characterized by a high abundance of sulfidogenic bacteria and a high corrosion rate, which results from the simultaneous combination of several factors: the formation of a favorable environment for microbial growth in stagnant conditions, prolonged water stagnation (10 days), high concentrations of carbon dioxide and hydrogen sulfide, and, most importantly, the absence of corrosion inhibitor protection. The factors listed above indicate that stagnant conditions promote the intensification of corrosion processes compared to environments with a continuous flow of produced fluids. According to the process flow scheme, produced water from GI-7 (G), GMU-1 (A), and GI-8 (B) is directed to the oil preliminary treatment unit, and then to BCPS-1, 2, and 3. Produced water from GI-3, 4, 5, 6 at site B and GI-2 at the adjacent site B flows into VST-3, and subsequently to BCPS-4.

In the waters of VST-3 and BCPS-4, where the water is primarily from site B, high concentrations of carbon dioxide, hydrogen sulfide, and mechanical impurities were observed. These components may cause hydrogen sulfide corrosion, CO₂ corrosion, and abrasive wear of the lower sections of metal pipes, respectively.

Table 7. Range of corrosion factors and corrosion rate at field facilities

Parameter name	Sampling location				
	BCPS-1	BCPS-2	BCPS-3	BCPS-4	VST-3 (background)
Corrosion rate, mm/g	0,66	0,49	–	0,31	9,78
Number of planktonic sulphidogens, cells/ml	10 ⁶	10 ⁷	10 ⁸	10 ⁶	10 ⁸
Number of adhered sulfides, cells/cm ²	10 ⁷	10 ⁸	10 ⁷	10 ⁸	10 ⁶
pH	6,4	6,4	6,4	6,4	6,5
Total dissolved solids, mg/dm ³	27937,5	28327,8	28623,1	38627,9	36064,1
Chlorides (Cl ⁻), mg/dm ³	17007,1	17175,5	17512,3	23574,3	21890,4
Sulfates (SO ₄ ²⁻), mg/dm ³	not detected	23,0	28,8	35,4	28,8
Bicarbonates (HCO ₃ ⁻), mg/dm ³	439,2	463,6	451,4	658,8	610,0
CO ₂ in water, mg/dm ³	78,0	87,0	80,0	82,5	102,5
H ₂ S in water, mg/dm ³	not more than 0.8	2,8			
O ₂ in water, mg/dm ³	0,05	0,05	0,05	0,05	–
Mechanical impurities, mg/dm ³	14,4	15,6	5,5	44,3	37,3
Temperature, °C	36	38	35	34	34
Ferrous iron (Fe ²⁺), mg/dm ³	20,3	18,9	19,6	6,3	–
Ferric iron (Fe ³⁺), mg/dm ³	0,7	0,7	0,7	1,4	–

Conclusion

The analysis of the results of the study of corrosive factors showed that site B of the field has the highest corrosion potential. It is known that thermal recovery technology is applied at site B. At sites A and B, production is carried out using alternating thermal recovery and waterflooding with produced water. At site G, production is carried out solely by waterflooding with produced water. At all sites, particularly at site B, viable mesophilic bacteria

growing at 30–40°C were detected, indicating that there are zones within the reservoir with relatively favorable temperature conditions for the development of the formation microflora. The abundance of sulfidogenic bacteria at site B is comparable to their abundance at other sites of the field; however, this site is characterized by a significant content of corrosive gases. This suggests that while there is a biogenic component in the gas accumulation at site B, the process is primarily the result of thermochemical reactions.

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: Miua A. Bissenova – visualization, data collection and processing, data curation, analysis of the obtained materials, manuscript preparation; Salimat Kh. Bidzhiyeva – project administration, conceptualization and study design, analysis of the obtained materials, manuscript preparation.

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: Бисенова М.А. – визуализация, сбор и обработка материалов, курирование данных, анализ полученных материалов, написание текста; Биджиева С.Х. – администрирование проекта, концептуализация и дизайн исследования, анализ полученных материалов, написание текста.

REFERENCES

1. Yelemanov BD, Gershtansky OS. *Oslozheniya pri dobyche nefi*. Moscow: Nauka; 2007. 420 p. (In Russ).
2. Sokolova DS, Semenova EM, Grouzdev DS, et al. Sulfidogenic Microbial Communities of the Uzen High-Temperature Oil Field in Kazakhstan. *Microorganisms*. 2021;9(9):1818. doi: [10.3390/microorganisms9091818](https://doi.org/10.3390/microorganisms9091818).
3. Puentes-Cala E, Tapia-Perdomo V, Espinosa-Valbuena D, et al. Microbiologically influenced corrosion: The gap in the field. *Frontiers in Environmental Science*. 2022;10:924842. doi: [10.3389/fenvs.2022.924842](https://doi.org/10.3389/fenvs.2022.924842).

4. Kevbrin VV, Zavarzin GA. Vliyaniye soyedineniy sery na rost galofil'noy gomoatsetatnoy bakterii Acetohalobium arabaticum. *Microbiology*. 1992;61(5):812–817.
5. Widdel FF, Bak R. *Gram negative mesophilic sulfate reducing bacteria*. In: Balows A, Trüper HG, Dworkin M, Harder W, Schleifer K, editors. *The Prokaryotes: a Handbook on the Biology of Bacteria: Ecophysiology, Isolation, Identification, Applications*. Berlin: Springer; 2002. P:3352–3378.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Елеманов Б.Д., Герштанский О.С. Осложнения при добыче нефти. Москва : Наука, 2007. 420 с.
2. Sokolova D.S., Semenova E.M., Grouzdev D.S., et al. Sulfidogenic Microbial Communities of the Uzen High-Temperature Oil Field in Kazakhstan // *Microorganisms*. 2021. Vol. 9, Issue 9. doi: [10.3390/microorganisms9091818](https://doi.org/10.3390/microorganisms9091818).
3. Puentes-Cala E., Tapia-Perdomo V., Espinosa-Valbuena D., et al. Microbiologically influenced corrosion: The gap in the field // *Frontiers in Environmental Science*. 2022. Vol. 10. doi: [10.3389/fenvs.2022.924842](https://doi.org/10.3389/fenvs.2022.924842).
4. Кевбрин В.В., Заварзин Г.А. Влияние соединений серы на рост галофильной гомоацетатной бактерии *Acetohalobium arabaticum* // *Микробиология*. 1992. Т. 61, №5. С. 812–817.
5. Widdel F.F., Bak R. Gram negative mesophilic sulfate reducing bacteria. In: Balows A., Trüper H.G., Dworkin M., Harder W., Schleifer K., editors. *The Prokaryotes: a Handbook on the Biology of Bacteria: Ecophysiology, Isolation, Identification, Applications*. Berlin : Springer, 2002. P. 3352–3378.

AUTHORS' INFO

*Miaa A. Bissenova

ORCID [0000-0002-9117-0931](https://orcid.org/0000-0002-9117-0931)

e-mail: miaa@mail.ru.

Salimat Kh. Bidzhiyeva

ORCID [0000-0002-7599-114X](https://orcid.org/0000-0002-7599-114X)

e-mail: salima.bidjieva@gmail.com.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Бисенова Миуа Аллабердыевна

ORCID [0000-0002-9117-0931](https://orcid.org/0000-0002-9117-0931)

e-mail: miaa@mail.ru.

Биджиева Салимат Хасановна

ORCID [0000-0002-7599-114X](https://orcid.org/0000-0002-7599-114X)

e-mail: salima.bidjieva@gmail.com.

* Corresponding Author / Автор, ответственный за переписку

УДК 665.637
МРНТИ 61.51.15

DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933)

Получена: 30.10.2025.

Одобрена: 05.02.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Результаты оптимизации установки ЭЛОУ-АВТ Атырауского нефтеперерабатывающего завода

Н.А. Карабасова¹, Ф.Б. Кайрлиева¹, Г.К. Шамбилова², Р.Р. Шириязданов²

¹Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Повышение глубины переработки нефти и качества товарных нефтепродуктов напрямую связано с эффективностью первичных процессов и, в частности, с атмосферной перегонкой нефти. Эта проблема крайне актуальна для современной нефтегазовой отрасли, поскольку в Казахстане используются установки первичной переработки нефти, построенные в советское время и требующие в связи с этим модернизации.

Цель. Разработка и экспериментальная оценка технологических приёмов интенсификации атмосферно-вакуумной перегонки нефти на установке ЭЛОУ-АВТ Атырауского нефтеперерабатывающего завода, направленных на снижение содержания светлых фракций в мазуте и повышение выхода ценных дистиллятных продуктов.

Материалы и методы. Для исследований фракционного состава мазута была использована лабораторная установка АРН. Приведены данные аналитического контроля продуктов установки ЭЛОУ-АВТ-3 и расчёты материальных балансов. Для наглядного представления полученных результатов были построены диаграммы, отражающие выход светлых нефтепродуктов.

Результаты. По результатам лабораторных исследований было установлено, что содержание светлых нефтепродуктов в мазуте превышает норму. С целью увеличения выхода вакуумного газойля, повышения коксумости гудрона и снижения выработки мазута на установке ЭЛОУ-АВТ-3 были предприняты технологические решения по увеличению подачи острого пара в куб атмосферной колонны и снижению его расхода в вакуумной колонне. В период проведения опытно-конструкторских мероприятий было снижено содержание светлых нефтепродуктов в мазуте с 7 до 5,5%. Коксумость гудрона увеличилась с 10,199 до 10,619%. Зафиксировано увеличение выхода нефтепродуктов: бензина, реактивного топлива, вакуумного газойля и вакуумного дизельного топлива.

Заключение. После проведения научных исследований были предложены технологические усовершенствования на действующей установке первичной переработки нефти. Во время производственных мероприятий снизилось содержание лёгких фракций в мазуте, увеличился объём выпускаемых светлых нефтепродуктов. Эти меры обеспечили повышение степени переработки мазута в вакуумной колонне, что в свою очередь способствует увеличению общей глубины переработки нефти.

Ключевые слова: мазут, атмосферно-вакуумная перегонка, подача пара, светлые нефтепродукты, глубина переработки нефти.

Как цитировать:

Карабасова Н.А., Кайрлиева Ф.Б., Шамбилова Г.К., Шириязданов Р.Р. Результаты оптимизации установки ЭЛОУ-АВТ Атырауского нефтеперерабатывающего завода // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 89–97. DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933).

UDC 665.637

CSCSTI 61.51.15

DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933)

Received: 30.10.2025.

Accepted: 05.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Optimization Results of the ELOU-AVT Unit at the Atyrau Oil Refinery

Nagima A. Karabassova¹, Fazilat B. Kayrliyeva¹, Gulbarshin K.Shambilova², Rishat R. Shiryazdanov²

¹Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Bashkortostan

ABSTRACT

Background: Increasing the depth of oil refining and improving the quality of commercial petroleum products are directly related to the efficiency of primary processing, particularly atmospheric oil distillation. This problem is extremely relevant for the modern oil and gas industry, since primary crude oil processing units operating in Kazakhstan were constructed during the Soviet period and therefore require modernization.

Aim: Development and experimental evaluation of technological methods for intensifying atmospheric and vacuum crude oil distillation at the ELOU-AVT unit of the Atyrau Refinery, aimed at reducing the content of light fractions in fuel oil and increasing the yield of valuable distillate products.

Materials and methods: To study the fractional composition of fuel oil, the ARN laboratory setup was used. Data from analytical control of ELOU-AVT products and material balance calculations are presented. Diagrams illustrating the yield of light petroleum products were constructed to visualize the obtained results.

Results: Based on laboratory research, it was found that the content of light petroleum products in fuel oil exceeded the norm. To increase the yield of vacuum gas oil, raise the coke residue of the tar, and reduce the output of fuel oil at the ELOU-AVT unit, technological measures were implemented to increase the supply of live steam to the bottom of the atmospheric column and reduce its consumption in the vacuum column. During the experimental and design phase, the content of light petroleum products in fuel oil was reduced from 7% to 5.5%. The coke residue of tar increased from 10.199% to 10.619%. An increase in the yield of gasoline, jet fuel, vacuum gas oil, and vacuum diesel fuel was recorded.

Conclusion: The calculations and analysis carried out confirm the feasibility of investing in the development of a modernized autonomous oil platform that has improved ice resistance and meets all safety requirements for operation in the North Caspian Sea.

Keywords: fuel oil; atmospheric-vacuum distillation; steam supply; light petroleum products; oil refining depth.

To cite this article:

Karabassova NA, Kayrliyeva FB, Shambilova GK, Shiryazdanov RR. Optimization Results of the ELOU-AVT Unit at the Atyrau Oil Refinery. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):89–97. DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933).

ӨОЖ 665.637

ГТАХР 61.51.15

DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933)

Қабылданды: 30.10.2025.

Мақұлданды: 05.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Атырау қаласындағы мұнайды қайта өңдеу зауытының ЭЛОУ-АВТ қондырғысын оңтайландыру нәтижелері

Н.А. Қарабасова¹, Ф.Б. Қайырлиева¹, Г.Қ. Шамбилова², Р.Р. Шириязданов²

¹Сағи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

²Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қаласы, Башқұртстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнайды қайта өңдеу тереңдігі мен тауарлық мұнай өнімдерінің сапасын арттыру бастапқы процестердің тиімділігімен, атап айтқанда мұнайды атмосфералық айдау процесімен тікелей байланысты. Бұл проблема қазіргі заманғы мұнай-газ саласы үшін өте өзекті, өйткені Қазақстанда кеңес заманында салынған және осыған байланысты жаңғыртуды талап ететін мұнайды бастапқы өңдеу қондырғылары пайдаланылады.

Мақсаты. Атырау қаласы мұнайды қайта өңдеу зауытының ЭЛОУ-АВТ қондырғысында мұнайды атмосфералық-вакуумдық айдауды қарқындатудың мазуттағы жеңіл фракциялардың құрамын төмендетуге және бағалы дистилляттық өнімдердің шығымдылығын арттыруға бағытталған технологиялық тәсілдерін әзірлеу және эксперименттік бағалау.

Материалдар мен әдістер. Мазуттың фракциялық құрамын зерттеу үшін АРН зертханалық қондырғысы пайдаланылды. ЭЛОУ-АВТ-3 қондырғысының өнімдерін аналитикалық бақылау және материалдық баланстарды есептеу деректері келтірілген. Алынған нәтижелерді көрнекі түрде көрсету үшін жеңіл мұнай өнімдерінің шығымдылығын көрсететін диаграммалар жасалды.

Нәтижелері. Зертханалық зерттеулердің нәтижелері бойынша мазуттағы жеңіл мұнай өнімдерінің мөлшері нормадан асып түсетіні анықталды. Вакуумдық газойл шығымдылығын арттыру, гудронның кокстілігін арттыру және ЭЛОУ-АВТ-3 қондырғысында мазут өндірісін азайту мақсатында атмосфералық бағанның текшесіне өткір будың берілуін ұлғайту және оның вакуумдық бағандағы шығынын азайту бойынша технологиялық шешімдер қабылданды. Тәжірибелік-конструкторлық іс-шараларды өткізу кезеңінде мазуттағы жеңіл мұнай өнімдерінің мөлшері 7-ден 5,5%-ға дейін төмендетілді. Гудронның кокстілігі 10,199-дан 10,619%-ға дейін өсті. Мұнай өнімдерінің: бензин, реактивті отын, вакуумдық газойль және вакуумдық дизель отынының шығымдылығының ұлғаюы тіркелді.

Қорытынды. Ғылыми зерттеулер жүргізілгеннен кейін мұнайды бастапқы өңдеудің қолданыстағы қондырғысында технологиялық жетілдірулерді енгізу ұсынылды. Өндірістік іс-шаралар кезінде мазуттағы жеңіл фракциялардың мөлшері төмендеп, шығарылатын жеңіл мұнай өнімдерінің көлемі артты. Бұл шаралар вакуумдық колоннада мазутты өңдеу дәрежесін арттыруды қамтамасыз етті, бұл өз кезегінде мұнайды өңдеудің жалпы тереңдігін арттыруға ықпал етеді.

Негізгі сөздер: мазут, атмосфералық-вакуумдық айдау, бу беру, жеңіл мұнай өнімдері, мұнай өңдеу тереңдігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қарабасова Н.А., Қайырлиева Ф.Б., Шамбилова Г.Қ., Шириязданов Р.Р. Атырау қаласындағы мұнайды қайта өңдеу зауытының ЭЛОУ-АВТ қондырғысын оңтайландыру нәтижелері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1, 89–97 б. DOI: [10.54859/kjogi108933](https://doi.org/10.54859/kjogi108933).

Введение

Интенсификация прямой перегонки нефти направлена на повышение отбора дистиллятных фракций, а также на обеспечение чёткости ректификации, т.е. уменьшение наложения температур конца кипения предыдущей и начала кипения последующей фракции, что позволяет повысить экономическую эффективность нефтепереработки [1]. Известны способы повышения эффективности блока атмосферной перегонки нефти с помощью модернизации схемы ректификации, замены контактных устройств ректификационных колонн, применения разнообразных схем орошения, модернизации блока рекуперативного теплообмена [2–4].

Содержание светлых фракций в мазуте является важной характеристикой эффективного разделения нефти на фракции. В практике первичного разделения нефти на установках АВТ (атмосферно-вакуумная трубчатка) оптимальным считается содержание светлых фракций в мазуте на уровне 5–7%об. Повышенное количество светлых фракций в атмосферном остатке обуславливает дополнительные тепловые затраты на нагрев сырья вакуумных колонн, повышенную нагрузку на вакуумсоздающую аппаратуру, снижая технико-экономические показатели работы. К тому же снижение концентрации фракций, выкипающих до 350–360°C, в мазуте повышает отборы фракций топливного ряда на первой стадии разделения нефти [5].

В связи с этим представляется важным организовать работу атмосферной установки в режимах, при которых отборы светлых продуктов обеспечивали бы содержание последних в мазуте на уровне, не превышающем 7%об. Существует ряд возможностей как технического, так и технологического характера, позволяющих решить данную проблему [3].

Установка атмосферной переработки нефти и вакуумной перегонки мазута Атырауского нефтеперерабатывающего завода (далее – АНПЗ) введена в эксплуатацию в 1969 г. Установка предназначена для подготовки и переработки 3,3 млн т/г. сырой мангышлакской нефти. Установка выпускает следующие виды нефтепродуктов: автокомпонент, уайт-спирит, реактивное топливо, дизельное топливо, мазут, вакуумный газойль, гудрон¹.

Материалы и методы

В рамках данной работы был исследован мазут с установки ЭЛОУ-АВТ (электрообессоливания и обезвоживания нефти, атмосферной и вакуумной перегонки нефти) АНПЗ, основные показатели которого представлены в табл. 1.

Мазут характеризуется умеренной плотностью, низким содержанием серы и умеренной коксуемостью, при этом химический состав пока-

зывает преимущественное содержание парафино-нафтеновых УВ.

Таблица 1. Показатели качества мазута
Table 1. Fuel oil quality indicators

№	Наименование показателя Name of indicator	Значение Value
1	Плотность при 20°C, кг/м ³ Density at 20 °C, kg/m ³	897,3
2	Содержание серы, %масс. Sulfur content, wt. %	0,406
3	Коксуемость, %масс. Coking tendency, wt. %	5,7
4	Групповой химический состав, %масс.: Group chemical composition, wt. %:	
	– парафино-нафтеновые УВ – paraffinic-naphthenic hydrocarbons	64,3
	– лёгкие ароматические УВ – light aromatic hydrocarbons	8,0
	– средние ароматические УВ – medium aromatic hydrocarbons	3,2
	– тяжёлые ароматические УВ – heavy aromatic hydrocarbons	10,7
	– смолы – resins	10,0
	– асфальтены – asphaltenes	3,8

УВ / HC – углеводороды / hydrocarbons

В табл. 2 отражены массовые доли основных продуктов, выделенных в процессе вакуумной перегонки мазута на лабораторной установке АРН (аппарат для разгонки нефти)², а также температурные пределы их кипения.

Таблица 2. Выходы продуктов фракционирования мазута
Table 2. Yields of fractionation products of fuel oil

№	Наименование показателя Name of indicator	Выход, %масс. Yield, wt. %
1	Дизельная фракция (225–360°C) Diesel fraction (225–360 °C)	11,3
2	Вакуумный газойль I (360–420°C) Vacuum gas oil I (360–420 °C)	14,7
3	Вакуумный газойль II (420–480°C) Vacuum gas oil II (420–480 °C)	21,6
4	Гудрон (>480°C) Tar (>480 °C)	52,4

Из табл. 2 следует, что фракционирование мазута дает больше лёгких фракций, пригодных для дальнейшей переработки или использования в качестве сырья для вторичных процессов.

Для сравнения с производственными данными были изучены данные материального баланса действующей установки, представленные в табл. 3.

С целью увеличения выхода вакуумного газойля, повышения коксуемости гудрона и снижения выработки мазута непосредственно на установке ЭЛОУ-АВТ-3 были проведены следующие мероприятия:

¹ Согласно технологическому регламенту установки ЭЛОУ-АВТ-3 АНПЗ.

² ГОСТ 2177-99 (ИСО 3405-88) «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

– увеличение расхода пара в кубе атмосферной колонны К-2;
– снижение расхода пара в вакуумную колонну К-5.

Аналогичные технические приёмы были использованы на установке АТ-2 (атмосферная трубчатка) АНПЗ и описаны в работе [7]. Автор при помощи моделирования в программе Aspen Hysys³ и в ходе опытного пробега непосредственно на установке выявил, что повышение

расхода пара в основной колонне атмосферной перегонки нефти способствует снижению содержания светлых фракций в прямогонном мазуте, при этом увеличивается выходы бензиновой и керосино-газойлевой фракций. Для снижения светлых нефтепродуктов в мазуте был увеличен расход пара в кубе колонны К-2 с шагом 0,5 т/ч с последующими выдержками. Во время технологических мероприятий достигнуто увеличение расхода пара в колонну К-2 с 4,4 до 8,0 т/ч (рис. 1).

Таблица 3. Материальный баланс установки ЭЛОУ-АВТ-3, т/ч
Table 3. Material balance of the ELOU-AVT-3 unit, t/h

Дата Date	Загрузка ЭЛОУ-АВТ ELOU-AVT feed	Бензин Gasoline	Авиационный керосин ТС-1 Aviation kerosene TS-1	КГФ KGOF	Дизельная фракция Diesel fraction	Мазут Fuel oil	Вакуумный газойль Vacuum gas oil	Гудрон Tar	Газ Gas
27.01.2025	405	10,9	2,1	24,5	5,2	4,6	21,3	30,8	0,30
28.01.2025	406	10,9	1,9	24,0	5,1	5,4	21,0	30,9	0,22
29.01.2025	412	11,0	2,1	23,7	5,9	4,7	21,5	30,4	0,25
30.01.2025	396	11,3	1,9	23,7	4,3	3,9	23,4	30,7	0,26
31.01.2025	400	11,3	2,2	24,0	4,6	4,6	22,5	30,1	0,21
01.02.2025	422	10,9	2,2	24,2	4,7	5,5	21,2	30,6	0,28
02.02.2025	427	11,1	2,2	23,8	4,7	5,6	21,8	30,0	0,27
03.02.2025	426	11,0	2,5	24,5	4,6	4,8	21,6	30,3	0,26
04.02.2025	422	10,7	2,6	24,4	3,9	5,1	22,1	30,5	0,25
05.02.2025	426	10,9	2,8	24,9	3,9	4,2	22,0	30,7	0,26
06.02.2025	428	10,9	2,5	24,7	3,9	4,7	21,7	31,0	0,26
07.02.2025	423	11,0	2,4	25,0	3,9	4,2	21,8	30,7	0,36
08.02.2025	420	11,0	2,6	24,7	3,9	4,4	21,8	30,7	0,37
09.02.2025	432	11,2	2,5	24,8	3,8	5,1	21,5	30,3	0,30

ТС-1 / TS-1 – топливо самолётное / aviation fuel; КГФ / KGOF – керосино-газойлевая фракция / kerosene-gas oil fraction

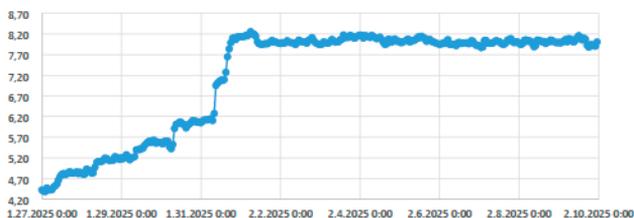


Рисунок 1. Диаграмма подачи пара в колонну К-2
Figure 1. Steam feed diagram for column K-2

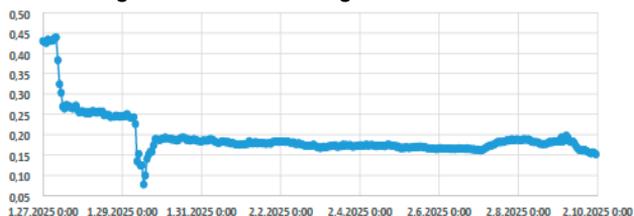


Рисунок 2. Диаграмма снижения пара в колонну К-5
Figure 2. Steam reduction diagram in column K-5

С целью увеличения выхода вакуумного газойля и повышения коксоемкости гудрона проведено снижение расхода пара в вакуумную колонну К-5 с шагом 0,1 т/ч. Во время проведения опытных мероприятий было достигнуто снижение

расхода пара в вакуумную колонну К-5 с 0,43 до 0,15 т/ч (рис. 2).

Результаты проведённых лабораторных анализов приведены в табл. 4 и 5.

³ Aspen Hysys – симулятор химических процессов, разработанный AspenTech и используемый для математического моделирования таковых, от единичных реакций до полного цикла процессов на химических и нефтеперерабатывающих заводах.

Таблица 4. Результаты анализов по определению плотности и содержанию светлых нефтепродуктов в мазуте
Table 4. Results of analyses for determining density and light petroleum product content in fuel oil

Дата анализа Analysis date	Средняя плотность при 20 °С, кг/м³ Average density at 20 °C, kg/m³	Начало кипения, °С Initial boiling point, °C	Содержание светлых нефтепродуктов в мазуте, % Light petroleum product content in fuel oil, %
19.01.2025	898,7	256	7,0
20.01.2025	899,6	267	6,5
21.01.2025	899,2	270	6,0
22.01.2025	898,7	255	7,0
23.01.2025	898,2	258	7,0
24.01.2025	899,6	258	6,5
25.01.2025	899,6	256	6,5
26.01.2025	899,2	261	6,4
27.01.2025	897,7	265	6,0
28.01.2025	899,6	270	5,5
29.01.2025	899,6	268	5,5
30.01.2025	898,2	266	6,0
31.01.2025	898,7	268	6,0
01.02.2025	898,7	262	6,5
02.02.2025	898,7	264	6,5
03.02.2025	897,7	266	6,0
04.02.2025	899,6	278	5,0
05.02.2025	899,6	276	5,0
06.02.2025	899,6	252	6,0
07.02.2025	899,6	270	5,5
08.02.2025	899,6	253	6,0
09.02.2025	898,7	274	5,5
10.02.2025	899,6	267	5,5
11.02.2025	899,2	272	5,5
12.02.2025	899,6	271	5,5
13.02.2025	899,2	270	5,5
14.02.2025	899,6	268	5,5

Таблица 5. Результаты анализов по определению плотности и содержанию светлых нефтепродуктов в мазуте
Table 5. Results of analyses for determining density and light petroleum product content in fuel oil

Дата анализа Analysis date	Средняя коксуемость гудрона, % Average coking tendency of tar, %	Дата анализа Analysis date	Средняя коксуемость гудрона, % Average coking tendency of tar, %
19.01.2025	10,199	02.02.2025	10,279
20.01.2025	10,319	03.02.2025	10,223
21.01.2025	10,273	04.02.2025	10,351
22.01.2025	10,187	05.02.2025	10,296
23.01.2025	10,206	06.02.2025	10,226
24.01.2025	10,371	07.02.2025	10,263
25.01.2025	10,245	08.02.2025	10,305
26.01.2025	10,093	09.02.2025	10,347
27.01.2025	10,166	10.02.2025	10,534
28.01.2025	10,215	11.02.2025	10,251
29.01.2025	10,306	12.02.2025	10,231
30.01.2025	10,348	13.02.2025	10,521
31.01.2025	10,416	14.02.2025	10,619
01.02.2025	10,328		

В период проведения опытно-конструкторских мероприятий содержание светлых нефте-

продуктов в мазуте снизилось с 7% до 5,5%. Коксуемость гудрона показала тенденцию к повышению с 10,199% до 10,619%.

На нижеприведённых диаграммах (рис. 3–5) показана тенденция увеличения выхода светлых нефтепродуктов.

В период проведения опытных мероприятий зафиксировано увеличение производства бензина с 10,3% до 11,1%, однако при увеличении загрузки установки наблюдалось снижение производства бензина.

На рис. 4 показана диаграмма выхода керосино-газойлевых фракций, отмечено повышение с 24,4% до 24,8%.

На рис. 5 показана диаграмма выхода реактивного топлива марки ТС-1, наблюдалось увеличение с 2,0% до 2,5%.

Также выявлено повышение объёмов производства вакуумного газойля с 21,3% до 21,8% (рис. 6).

На рис. 7 графически показано снижение выхода мазута, получаемого на блоке АТ, с 62% до 61%. Если пересчитать на целую установку, то зафиксировано снижение выхода мазута с 5,5 до 4,9%. Выход гудрона снизился с 30,54% до 30,51% (рис. 8).

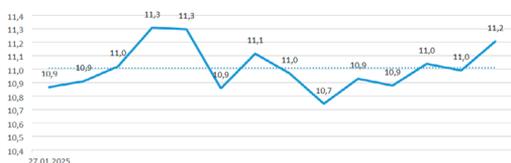


Рисунок 3. Выход бензина установки ЭЛОУ-АВТ
Figure 3. Gasoline yield of the ELOU-AVT unit

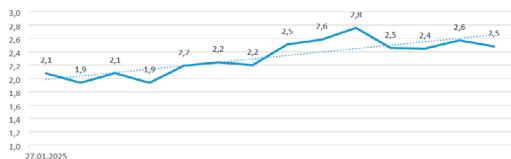


Рисунок 5. Выход реактивного топлива
установки ЭЛОУ-АВТ
Figure 5. Jet fuel yield of the ELOU-AVT unit

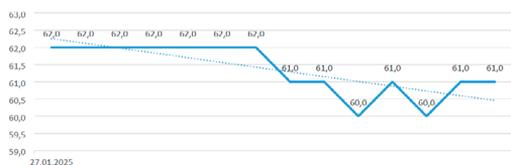


Рисунок 7. Выход мазута установки ЭЛОУ-АВТ
Figure 7. Fuel oil yield of the ELOU-AVT unit

Результаты и обсуждение

В период проведения опытно-конструкторских работ наблюдается изменение выходов нефтепродуктов:

- выход бензина увеличился с 10,3% до 11,1% (+0,8%);
- выход КГФ увеличился с 24,4% до 24,8%, (+0,4%);
- производства мазута на блоке АТ снизилось с 62% до 61% (-1,0%);
- выход компонента товарного мазута с установки снизился с 5,5% до 4,9% (-0,6%);
- выход вакуумного газойля увеличился с 21,3% до 21,8% (+0,5%);
- выход гудрона снизился с 30,54% до 30,51%, (-0,3%);
- выход реактивного топлива ТС-1 увеличился с 2,0% до 2,5% (+0,5%);
- содержание светлых нефтепродуктов в мазуте снизилось с 6,5% до 5,5% (-1,0%).

Оптимизация подачи пара в обе колонны привела к улучшению фракционного состава получаемых продуктов. По полученным данным можно сделать выводы о снижении содержания лёгких фракций в остатке атмосферной колонны и повышении выхода газойлей в вакуумной

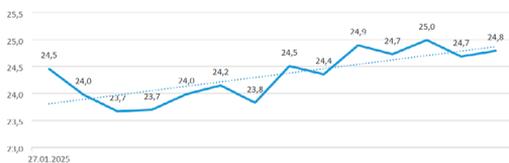


Рисунок 4. Выход керосино-газойлевой фракции установки ЭЛОУ-АВТ
Figure 4. Kerosene-gas oil fraction yield of the ELOU-AVT unit

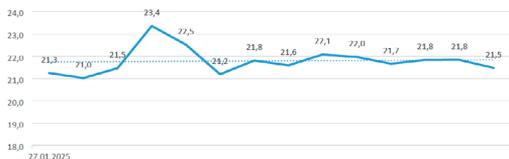


Рисунок 6. Выход вакуумного газойля
установки ЭЛОУ-АВТ
Figure 6. Vacuum gas oil yield of the ELOU-AVT unit

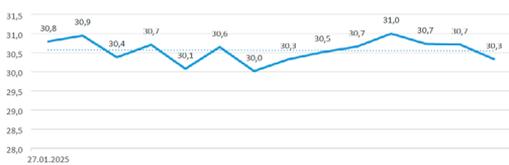


Рисунок 8. Выход гудрона ЭЛОУ-АВТ
Figure 8. Tar yield of the ELOU-AVT unit

колонне. Таким образом, данная оптимизация работающей установки позволяет увеличить глубину переработки мазута в вакуумной колонне, что приводит к увеличению выхода ценных дистиллятов, и углубить переработку нефти в целом.

Заключение

По результатам выполненного исследования рекомендуется применение оптимизированного режима подачи водяного пара в атмосферную и вакуумную колонны установок ЭЛОУ-АВТ.

Реализация указанных режимов должна осуществляться с учётом свойств перерабатываемого нефтяного сырья и параметров работы оборудования. При эксплуатации установок в оптимизированных режимах требуется контроль показателей качества вакуумного остатка, в т.ч. коксующести гудрона, повышение которой оказывает влияние на эффективность последующих процессов переработки тяжёлых

В условиях необходимости повышения эффективности действующих установок указанный подход является направлением совершенствования технологических режимов без изменения аппаратного оформления процесса.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Карабасова Н.А. – проведение опытов, аналитический контроль, сбор и анализ данных, написание и редактирование рукописи; Кайрлиева Ф.Б. – интерпретация и систематизация результатов, построение диаграмм; Шамбилова Г.К. – генерация идеи исследования, редактирование рукописи; Шириязданов Р.Р. – анализ и проверка результатов исследований.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nagima A. Karabassova – conducting experiments, analytical control, data collection and analysis, manuscript writing and editing; Fazilat B. Kayrliyeva – interpretation and systematization of results, diagram construction; Gulbarshin K. Shambilova – research idea generation, manuscript editing; Rishat R. Shiryazdanov – analysis and verification of research results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Медведев И.С., Дьячкова С.Г.* Повышение эффективности работы колонны атмосферной перегонки нефти за счёт контроля избыточного испарения в трубчатой печи // Промышленные процессы и технологии. 2025. Т. 5, №2(16). С. 95–105. doi: [10.37816/2713-0789-2025-5-2\(16\)-95-105](https://doi.org/10.37816/2713-0789-2025-5-2(16)-95-105).
2. *Sotelo D., Favela-Conteras A., Sotelo C., et al.* Design and implementation of a control structure for quality products in a crude oil atmospheric distillation column // ISA Transactions. 2017. Vol. 71, Part 2. P. 573–584. doi: [10.1016/j.isatra.2017.08.005](https://doi.org/10.1016/j.isatra.2017.08.005).
3. *Базаров Г.Р., Икромов Ш.Ш.* Эффективные варианты переработки нефти для увеличения выхода дистиллятов // The Scientific Heritage. 2021. No. 68-1. С. 11–15. doi: [10/24412/9215-0365-2021-68-1-11-15](https://doi.org/10/24412/9215-0365-2021-68-1-11-15).
4. *Капитонова О.В., Осипов Э.В.* Наложение нефтяных фракций при разделении мазута под вакуумом // Вестник технологического университета. 2015. Т. 18, №20. С. 88–90.
5. *Луканов Д.А., Лубсандоржиева Л.К., Костина Т.В., Кузора И.Е.* Оптимизационные мероприятия для снижения светлых фракций в мазуте на установках АВТ // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. №1. С. 3–5.
6. *Макашева Д.* Моделирование и оптимизация установок первичной переработки нефти АВТ-3 и АТ-2 на Атырауском НПЗ // Вестник Казахстано-Британского технического университета. 2022. Т. 19, №3. С. 15–22. doi: [10.55452/1998-6688-2022-19-3-15-22](https://doi.org/10.55452/1998-6688-2022-19-3-15-22).

REFERENCES

1. *Medvedev IS, Dyachkova SG.* Improving the efficiency of the atmospheric distillation column by controlling excess evaporation in the tube furnace. *Industrial processes and technologies.* 2025;5(2(16)):95–105. doi: [10.37816/2713-0789-2025-5-2\(16\)-95-105](https://doi.org/10.37816/2713-0789-2025-5-2(16)-95-105). (In Russ).
2. *Sotelo D, Favela-Conteras A, Sotelo C, et al.* Design and implementation of a control structure for quality products in a crude oil atmospheric distillation Column. *ISA Transactions.* 2017;71:573–584. doi: [10.1016/J.Isatra.2017.08.005](https://doi.org/10.1016/J.Isatra.2017.08.005).
3. *Bazarov G, Ikromov S.* Effective options of oil refining to increase the output of distillate. *The Scientific Heritage.* 2021;68-1:11–15. doi: [10/24412/9215-0365-2021-68-1-11-15](https://doi.org/10/24412/9215-0365-2021-68-1-11-15). (In Russ).
4. *Kapitonova OV, Osipov EV.* Nalozheniye neftyanykh fraktsiy pri razdelenii mazuta pod vakuomom. *Herald of Technological University.* 2015;18(20):88–90. (In Russ).
5. *Likanov DA, Lubsandorzhiev LK, Kostina TV, Kuzora IE.* Optimizatsionnyye meropriyatiya dlya snizheniya svetlykh fraktsiy v mazute na ustanovkakh AVT. *Neftpererabotka i neftekhimiya.* 2013;1:3–5. (In Russ).
6. *Makasheva D.* Modeling and Optimization of AVT-3 and AT-2 Crude Oil Distillation Units at Atyrau Refinery. *Herald of The Kazakh-British Technical University.* 2022;19(3):15–22. doi: [10.55452/1998-6688-2022-19-3-15-22](https://doi.org/10.55452/1998-6688-2022-19-3-15-22). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Карабасова Нагима Асылбековна**ORCID [0000-0001-6121-1125](https://orcid.org/0000-0001-6121-1125)e-mail: nagima@inbox.ru.**Кайрлиева Фазилат Басаровна**

канд. техн. наук

ORCID [0000-0001-5323-0916](https://orcid.org/0000-0001-5323-0916)e-mail: kairliyeva.fazi@mail.ru.**Шамбилова Гульбаршин Кожахметовна**

докт. хим. наук

ORCID [0000-0002-2733-986X](https://orcid.org/0000-0002-2733-986X)e-mail: shambilova_gulba@mail.ru.**Шириязданов Ришат Ривкатович**

канд. техн. наук

ORCID [0009-0009-6770-3820](https://orcid.org/0009-0009-6770-3820)e-mail: petroleum9@bk.ru.**AUTHORS' INFO*****Nagima A. Karabassova**ORCID [0000-0001-6121-1125](https://orcid.org/0000-0001-6121-1125)e-mail: nagima@inbox.ru.**Fazilat B. Kayrliyeva**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0001-5323-0916](https://orcid.org/0000-0001-5323-0916)e-mail: kairliyeva.fazi@mail.ru.**Gulbarshin K. Shambilova**

Doct. of Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-2733-986X](https://orcid.org/0000-0002-2733-986X)e-mail: shambilova_gulba@mail.ru.**Rishat R. Shiriyazdanov**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0009-6770-3820](https://orcid.org/0009-0009-6770-3820)e-mail: petroleum9@bk.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 624.075
МРНТИ 67.11.35

DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583)

Получена: 04.08.2022.
Одобрена: 05.02.2026.
Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Расчёты ледостойкой сателлитной платформы для казахстанского сектора Каспийского моря

Н.К. Альжанов, М.Т. Тлешев
КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В казахстанском секторе Каспийского моря возникают проблемы экономической эффективности, экологической устойчивости и безопасности операций. В связи с этим встает необходимость разработки инновационной нефтедобывающей платформы. В рамках этого предлагается создать беспилотную платформу с минимальным технологическим оборудованием, предназначенную для использования в качестве сателлитной платформы в проектах на шельфе северной части Каспийского моря. Разработка ледостойкой платформы является ключевой задачей для успешной добычи нефти в ледовых условиях.

Цель. Целью исследования является разработка модернизированной автономной нефтяной платформы, пригодной для использования в северной части Каспийского моря, способной выдерживать статические столкновения с ледяными глыбами.

Материалы и методы. Проанализированы существующие морские ледостойкие платформы, такие как Варандейский терминал (Россия), Бохай Си (Китай), Филановский (Россия) и Буфарт Си (Канада). Осуществлен расчёт ледовых нагрузок в соответствии с международным стандартом ISO 19906. Проведён анализ, демонстрирующий способность кесонной конструкции выдерживать статические нагрузки от ледяных глыб.

Результаты. Модернизированная конструкция платформы и метод её фиксации к поверхности с помощью всасывающих колонн и свайного крепления показали способность к устойчивому сопротивлению различным нагрузкам с соблюдением международных стандартов безопасности, включая статические нагрузки от ледяных глыб.

Заключение. Проведённые расчёты и анализ подтверждают целесообразность инвестирования в разработку модернизированной автономной нефтяной платформы, обладающей улучшенной ледостойкостью и соответствующей всем требованиям безопасности для эксплуатации в условиях северной части Каспийского моря.

Ключевые слова: беспилотная платформа, ледостойкая платформа, сателлитные платформы, деформация, интегрированный модуль, всасывающее основание.

Как цитировать:

Альжанов Н.К., Тлешев М.Т. Расчёты ледостойкой сателлитной платформы для казахстанского сектора Каспийского моря // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 98–112. DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583).

UDC 624.075
CSCSTI 67.11.35

DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583)

Received: 04.08.2022.

Accepted: 05.02.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Structural Calculations of an Ice-Resistant Satellite Platform for the Kazakh Sector of the Caspian Sea

Nursultan K. Alzhanov, Maxat T. Tleshev

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The Kazakh sector of the Caspian Sea faces problems of economic efficiency, environmental sustainability, and operational safety. This necessitates the development of an innovative oil production platform. Within this framework, it is proposed to create an unmanned platform with minimal technological equipment, designed for use as a satellite platform in projects on the northern Caspian Sea shelf. The development of an ice-resistant platform is a key task for successful oil production in ice conditions.

Aim: The research is aimed at developing an ice-resistant platform design capable of withstanding static collisions with ice floes. The objective of the research is to develop a modernized autonomous oil platform suitable for use in the northern part of the Caspian Sea.

Materials and methods: Existing offshore ice-resistant platforms were analyzed, including the Varandey terminal (Russia), Bohai Sea (China), Filanovsky (Russia), and Bufart Sea (Canada). Ice loads were calculated in accordance with the international standard ISO 19906. An analysis was conducted demonstrating the ability of the caisson structure to withstand static loads from ice floes.

Results: The modernized platform design and the method of fixing it to the surface using suction columns and pile fastenings demonstrated the ability to withstand various loads in compliance with international safety standards, including static loads from ice floes.

Conclusion: The calculations and analysis confirm the feasibility of investing in the development of a modernized autonomous oil platform with improved ice resistance and meeting all safety requirements for operation in the northern part of the Caspian Sea.

Keywords: *unmanned platform; ice-resistant platform; satellite platforms; deformation; integrated module; suction base.*

To cite this article:

Alzhanov NK, Tleshev MT. Structural Calculations of an Ice-Resistant Satellite Platform for the Kazakh Sector of the Caspian Sea. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):98–112.

DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583).

ӨОЖ 624.075
ГТАХР 67.11.35

DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583)

Қабылданды: 04.08.2022.

Мақұлданды: 05.02.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстанның Каспий теңізі секторы үшін мұзға төзімді сателлиттік платформаның есептеулері

Н.Қ. Әлжанов, М.Т. Тлешев

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Каспий теңізінің қазақстандық секторында экономикалық тиімділік, экологиялық орнықтылық және операциялар қауіпсіздігі мәселелері туындайды. Осыған байланысты инновациялық мұнай өндіру платформасын әзірлеу қажеттілігі өзекті болып отыр. Осы мақсатта Каспий теңізінің солтүстік бөлігінің шельфіндегі жобаларда сателлиттік платформа ретінде пайдалануға арналған минималды технологиялық жабдықпен жабдықталған пилотсыз платформа құру ұсынылады. Мұзға төзімді платформаны әзірлеу мұз жағдайында табысты мұнай өндірудің негізгі міндеті болып табылады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты Каспий теңізінің солтүстік бөлігінде пайдалануға жарамды, мұз массаларымен статикалық соқтығысуға төтеп бере алатын жетілдірілген автономды мұнай платформасын әзірлеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Варандей терминалы (Ресей), Бохай Си (Қытай), Филановский (Ресей) және Буфарт Си (Канада) сияқты теңізде мұзға төзімді қолданыстағы платформалар талданды. ISO 19906 халықаралық стандартына сәйкес мұз жүктемелерін есептеу жүзеге асырылды. Кесон құрылымының мұз массаларының статикалық жүктемелерге төтеп беру қабілетін көрсететін талдау жүргізілді.

Нәтижелері. Платформаның жаңартылған конструкциясы және оны сорғы бағандары мен қадаларды бекіту арқылы бетіне бекіту әдісі халықаралық қауіпсіздік стандарттарын, соның ішінде мұз блоктарынан статикалық жүктемелерді сақтай отырып, әртүрлі жүктемелерге тұрақты қарсы тұра алатынын көрсетті.

Қорытынды. Жүргізілген есептеулер мен талдау мұзға төзімділігі жақсартылған және Каспий теңізінің солтүстік бөлігінде пайдалану үшін барлық қауіпсіздік талаптарына сәйкес келетін жаңғыртылған дербес мұнай платформасын әзірлеуге инвестициялаудың орындылығын растайды.

Негізгі сөздер: пилотсыз платформа, мұзға төзімді платформа, сателлиттік платформалар, деформация, интеграцияланған модуль, сорғыш табан.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әлжанов Н.Қ., Тлешев М.Т. Қазақстанның Каспий теңізі секторы үшін мұзға төзімді сателлиттік платформаның есептеулері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1, 98–112 б. DOI: [10.54859/kjogi108583](https://doi.org/10.54859/kjogi108583).

Введение

В казахстанском секторе Каспийского моря (далее – КСКМ) имеется несколько задач, обусловленных эффективностью инвестиций и рисками в области безопасности жизнедеятельности. Применяемые сейчас технологии, такие как кессонные и каркасные сооружения, не в полной мере соответствуют инвестиционным требованиям. Предлагаемая система должна решить ключевые задачи, основанные на экономике, экологии и безопасности. В этой связи представляется беспилотная платформа с минимальным технологическим оснащением, которая может применяться в качестве спутниковой платформы в северо-каспийских проектах.

Разведка нефти на шельфе в ледяных регионах представляет собой уникальную задачу, требующую разработки ледостойких платформ. Существующая литература даёт представление о различных аспектах проектирования, строительства и эксплуатации ледостойких платформ, о чём свидетельствуют ключевые исследования [1, 2]. Так, Варандейский терминал в России является примером устойчивости к экстремальным холодам: его уникальная конструкция с опорной базой и вращающимся причально-грузовым устройством обеспечивает эксплуатационную универсальность. В Бохайском море в Китае исследования сосредоточены на экономически эффективных платформах, способных противостоять усталости, вызванной льдом, что подчёркивает важность учёта факторов окружающей среды при проектировании конструкций [3–5]. Поэтапный подход к разработке месторождения им. Филановского в России иллюстрирует важность комплексного планирования инфраструктуры в арктических условиях [6]. Тем временем мобильный арктический кессон «Моликпак» в Канаде демонстрирует инновационные конструктивные решения для экстремальных ледовых условий [7, 8].

Некоторые прикладные решения описаны в ряде зарубежных авторских исследований. Li G., et al, [9] предлагают экономически эффективную модель проектирования ледостойких платформ на протяжении всего жизненного цикла, демонстрируя её превосходство над традиционными конструкциями. Zhang D. & Yue Q. [10] обсуждают основные проблемы проектирования платформ для мелководных нефтяных месторождений в умеренных ледовых условиях, акцентируя на необходимости создания экономических и безопасных конструкций. Voiko A.Y. [11] рассматривает конкретные проблемы разработки ледостойких платформ для Долгинского месторождения, выступая за использование GBS-конструкций (*англ.* Gravity-Based Structures – гравитационные конструкции) в суровых ледовых условиях.

Vuchkov D.A. [12] представляет пример платформы «Приразломная», играющей уникальную роль в добыче углеводородов в суровых ледовых условиях. Sharapov D. [13] представляет обзор

ледовых факторов, влияющих на арктические платформы, подчёркивая необходимость в передовых инженерных методах. Du X., et al, [14] сосредоточились на ледостойких технологиях в Бохайском море, рекомендуя расчётные параметры морского льда. Korneeva Ya.A. [15] исследует факторы риска для работников ледостойких платформ, уделяя особое внимание безопасности и эффективному управлению чрезвычайными ситуациями.

В целом все исследования подчёркивают междисциплинарный характер разработки ледостойких платформ, обеспечивающих безопасную разведку в сложных условиях.

Ørsted, признанный лидер в области технологий suction bucket jacket (всасывающий кессонный фундамент, далее – SBJ), вошёл в историю, развернув первый в мире SBJ на Borkum Riffgrund 1 в 2014 г., и с тех пор продолжает продвигать решения SBJ для морских ветроэнергетических проектов. При установке всасывающих колонн устраняется необходимость в механической силе, но создаётся сложность из-за ограниченного опыта в отрасли. Хотя технология SBJ имеет определённые ограничения, компания Ørsted использует её инновационное применение для повышения гибкости фундаментальных решений при строительстве морских ветряных электростанций [16].

Беспилотные нефтяные платформы становятся всё более популярными среди нефтедобывающих компаний благодаря своей автономной работоспособности, экономичности и экологичности. Они используются в таких нефтедобывающих странах, как Норвегия, Великобритания, ОАЭ и др. В некоторых странах на автономные платформы приходится более половины от общего числа платформ [17, 18]. Фактически большинство этих стран добывают нефть в незамерзающих морских условиях, где ледовая нагрузка не учитывается, в то время как в северной части Каспийского моря наблюдается сезонное образование льда на поверхности моря. Следовательно, до реализации идеи необходимо предложить новую ледостойкую беспилотную нефтяную платформу, которая сможет выдерживать возможные ледовые нагрузки в Северном Каспии.

Новизна предложенной технологии заключается в нескольких аспектах:

1. *Применение всасывающих свай наряду с обычными.* Это инновационное решение способствует обеспечению более крепкой устойчивости платформы к различным нагрузкам, таким как статические нагрузки от ледяных глыб, динамические ледовые воздействия, волновые нагрузки и другие воздействия.

2. *Концепция платформы.* Предлагается ледостойкая монобашенная (кессонная) конструкция с интегрированным модулем и всасывающим основанием. Это новаторское решение обеспечивает дополнительную устойчивость и надёжность платформы в условиях морских льдов.

3. *Детали конструкции.* Всасывающее основание и сваи являются основой предлагаемой системы. Эти элементы обеспечивают уникальные характеристики платформы и её способность эффективно справляться с воздействием ледяных условий.

В совокупности данные аспекты делают технологию инновационной и важной в области создания ледостойких платформ для работы в условиях суровых морских климатических условий.

Материалы и методы

Для расчёта ледовых нагрузок на конические морские конструкции существует стандарт ISO 19906:2019 «Морские конструкции в Арктике в нефтяной и газовой промышленности» [19]. Оценка ледовой нагрузки на конструкцию платформы полностью основана на данном стандарте, согласно которому такие конические конструкции должны выдерживать ледовую нагрузку в горизонтальном и вертикальном направлениях с некоторым запасом прочности.

Простая схема взаимодействия льда и конструкции между морским льдом и конструкцией с наклонной поверхностью представлена на рис. 1.

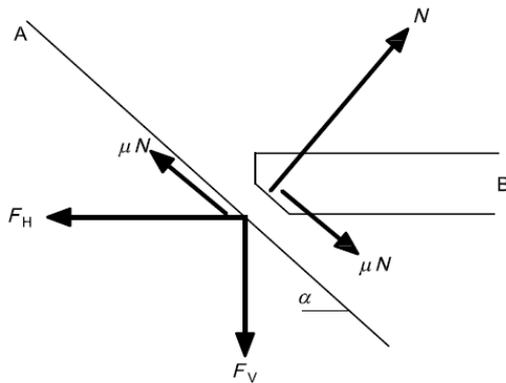


Рисунок 1. Компоненты ледового воздействия на наклонной конструкции для двумерного условия [19]

Figure 1. Components of ice action on an inclined structure for a two-dimensional condition [19]

A – наклонная грань конструкции / inclined face of the structure; α – угол наклона грани конструкции от горизонтали, радиан / inclination angle of the structure face from horizontal, a radian; *B* – наступающий ледяной блок / approaching ice block; F_H – горизонтальная составляющая ледового воздействия, *H* / horizontal component of ice load, *H*; *N* – нормальная составляющая реакции на воздействие льда на конструкцию, *N* / normal component of the reaction to ice action on the structure, *N*; F_V – вертикальная составляющая воздействия льда, *H* / vertical component of ice action, *N*; μ – коэффициент трения ледяной конструкции / coefficient of friction of the ice-structure interface

На рис. 1 изображены компоненты действия ровного льда для двумерного взаимодействия с восходящей структурой. Горизонтальная (F_H) и вертикальная (F_V) составляющие воздействия льда определяются уравнениями (1–2):

$$F_H = N \sin \alpha + \mu N \cos \alpha \tag{1}$$

$$F_V = N \cos \alpha - \mu N \sin \alpha \tag{2}$$

где *N* – составляющая, нормальная к поверхности конструкции, *H*; α – угол наклона поверхности конструкции от горизонтали, радиан; μ – коэффициент кинетического трения между льдом и поверхностью конструкции.

Отношение между вертикальной (F_V) и горизонтальной (F_H) составляющими задаётся следующим уравнением (3):

$$F_V = \frac{F_H}{\xi} \tag{3}$$

где ξ – параметр, относящийся к горизонтальным и вертикальным компонентам воздействия льда, рассчитанный по формуле (4):

$$\xi = \frac{\sin \alpha + \mu \cos \alpha}{\cos \alpha - \mu \sin \alpha} \tag{4}$$

Горизонтальная составляющая (F_H) общей силы зависит от различных переменных (5):

$$F_H = \frac{H_B + H_p + H_R + H_L + H_T}{1 - \frac{H_B}{\sigma_f l_c h}} \tag{5}$$

где H_B – разрывная нагрузка, *H*; H_p – составляющая нагрузки, необходимая для проталкивания листового льда сквозь обломки льда, *H*; H_R – нагрузка, которая толкает ледяные глыбы вверх по склону через ледяной обломок, *H*; H_L – нагрузка, необходимая для подъёма обломков льда на надвигающийся ледяной покров перед его разрушением, *H*; H_T – нагрузка для поворота ледяной глыбы на вершине склона, *H*; σ_f – прочность ледяного покрова на изгиб, МПа; l_c – общая длина окружной трещины, м; *h* – толщина ледяного покрова, м.

H_B зависит от диаметра ватерлинии линейно, и, если такие переменные, как плотность воды и толщина ледяного покрова, будут увеличиваться, разрывная нагрузка будет увеличиваться нелинейно. С увеличением толщины ледяного покрова, который является частью значения L_c , данный показатель тоже будет увеличиваться (7). Это означает, что разрывная нагрузка сильно зависит от толщины ледяного покрова (6):

$$H_B = 0,68 \xi \sigma_f \left(\frac{\rho_w g h^5}{E} \right)^{0,25} \left(w + \frac{\pi^2 L_c}{4} \right) \tag{6}$$

$$L_c = \left[\frac{Eh^3}{12\rho_w g(1-v^2)} \right]^{1/4} \quad (7)$$

где w – диаметр конуса по ватерлинии или ширина наклонной конструкции, м; h – толщина ледяного покрова, м; L_c – характерная длина ледяного покрова, м; ρ_w – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; E – модуль упругости, МПа; v – коэффициент Пуассона для льда, обычно равный 0,3.

H_p – это составляющая нагрузки, необходимая для проталкивания листового льда сквозь обломки льда. Зависимость H_p от переменных, которые входят в уравнение (8), нелинейная, за исключением пористости ледяных обломков и отношения углов их касательных значений:

$$P = 0,5\mu_i(\mu_i + \mu)\rho_i g(1-e)h_r^2 \sin\alpha \cdot \left(\frac{1}{\tan\theta} - \frac{1}{\tan\alpha} \right) \cdot \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right) + 0,5(\mu_i + \mu)\rho_i g(1-e)h_r^2 \frac{\cos\alpha}{\tan\alpha} \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right) + h_r h \rho_i g \frac{\sin\alpha + \mu \cos\alpha}{\sin\alpha} \quad (10)$$

Компонент нагрузки H_L определяется следующим уравнением:

$$H_L = 0,5wh_r^2 \rho_i g(1-e)\xi \left(\frac{1}{\tan\theta} - \frac{1}{\tan\alpha} \right) \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right) + 0,5wh_r^2 \rho_i g(1-e)\xi \cdot \tan\phi \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right)^2 + \xi cwh_r \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right) \quad (11)$$

где c – это сплочённость ледяных обломков; ϕ – угол трения ледяных обломков, радиан; h_r – высота обломков, м.

Величина нагрузки, необходимая для поворота блока в верхней части блока (H_T , определяется уравнением (12):

$$H_T = 1,5wh^2 \rho_i g \frac{\cos\alpha}{\sin\alpha - \mu \cos\alpha} \quad (12)$$

Из уравнений (9–11) можно увидеть, что существует линейная зависимость между расчётными значениями и диаметром ватерлинии (w), который является одним из наиболее важных параметров конструкции, а также ускорение свободного падения (g) и плотности льда (ρ). Чтобы учесть сжимающее напряжение внутри ледяной глыбы, вызванное горизонтальной силой, вычисленное значение подставляется в уравнение (13), которое обновляет результаты прочности на изгиб:

$$\sigma_f = \frac{F_H}{l_c h} + \sigma_f \quad (13)$$

где σ_f – начальная прочность на изгиб, МПа (14):

$$\sigma_f = 1,76e^{(-5,88v_b^{0,5})} \quad (14)$$

где v_b – объёмная доля солевого раствора, %, рассчитанная по формуле (15):

$$H_p = wh_r^2 \mu_i \rho_i g(1-e) \left(1 - \frac{\tan\theta}{\tan\alpha} \right)^2 \frac{1}{2\tan\theta} \quad (8)$$

где h_r – высота обломков льда, м; μ_i – коэффициент трения льда о лёд; ρ_i – плотность льда, кг/м³; e – пористость ледяной крошки; θ – угол между обломками льда и горизонтальной линией, радиан.

H_R , в свою очередь, определяется следующим уравнением (9):

$$H_R = wP \frac{1}{\cos\alpha - \mu \sin\alpha} \quad (9)$$

где P – сопротивление ледяному покрову, рассчитываемое по формуле (10):

$$v_b = S \left(\frac{49,18}{|T|} + 0,53 \right) \quad (15)$$

где T – температура, °C; S – солёность льда, г/л.

Кроме того, l_c рассчитывается по следующей формуле (16):

$$l_c = w + \frac{\pi^2}{4} L_c \quad (16)$$

Учитывая, что l_c является постоянным, из уравнения (13) очевидно, что один из параметров, определяющих длину ледяных блоков, которые образуются в результате столкновения дрейфующего морского льда и конструкции платформы, окружная трещина, пропорционально зависит от диаметра ватерлинии (w) конструкции.

Основная цель данного метода – разработать инструмент для расчёта ледовой нагрузки на основе экологических параметров северной части Каспийского моря в зависимости от двух основных проектных параметров платформы: α уклона поверхности конструкции от горизонтали, и w , который представляет собой диаметр ватерлинии конус или ширину наклонной конструкции.

Для разработки инструмента расчёта ледовой нагрузки был разработан код MATLAB¹ на ос-

¹ MATLAB (сокращение от англ. Matrix Laboratory) – платформа для программирования и пакет прикладных программ для решения задач технических вычислений.

новые информации, представленной в стандарте ISO 19906:2019 [19]. Для пробного запуска два различных проектных параметра, угол наклона (α) и диаметр ватерлинии (w), были заданы в следующих диапазонах (табл. 1):

Таблица 1. Проектные параметры
Table 1. Design parameters

Параметр Parameter	Минимум Minimum	Максимум Maximum
Угол наклона структуры поверхности от горизонтали (α), ° Inclination angle of the structure surface from the horizontal (α), °	11°	85°
Диаметр конуса по ватерлинии или ширина наклонной конструкции (w , м) Cone diameter at the waterline or width of the inclined structure (w), m	5 м	20 м

Для заданных проектных параметров код MATLAB дал минимальное значение для F_T полной силы, Н:

$$F_T = \sqrt{F_H^2 + F_V^2} = 4,5485 \times 10^6 \quad (17)$$

Данный результат был рассчитан при значениях 48,3737° и 5 м. Поскольку существует линейная зависимость между силой и диаметром ватерлинии, очевидно, что минимальный диаметр ватерлинии приводит к минимальной силе.

Верификация

Проверка точности расчёта ледовых нагрузок требует выполнения верификации с использованием максимальных значений силы, описанных в табл. 2, чтобы обеспечить правильность результатов.

Ледокольное строение в виде усечённой пирамиды (конуса)

На рис. 2 показан внешний вид платформы, который выполнен в виде усечённого конуса для применения на разных глубинах мелководья – от 0 до 10 м. Это позволяет использовать платформу в различных проектах с разными глубинами, а также в случае обмеления моря ледокольная конструкция сохраняет свой функционал.

Усечённая конусообразная форма позволяет дрейфующему льду обтекать и снижает риски, связанные с нагромождением льда. Высокие горизонтальные нагрузки от дрейфующего льда удерживаются за счёт ледокольного корпуса платформы, сцепленного с дном моря через всасывающие колонны и сваи (рис. 3). Необходимо учитывать влияние нагрузки верхнего строения (топсайд), которое увеличивает стабильность

платформы, но создаёт при этом дополнительные напряжения в конструкции.

Таблица 2. Физические характеристики льда и морской воды
Table 2. Physical properties of ice and seawater

Параметр Parameter	Значение Value
Угол между обломками льда и горизонтальной линией (θ), ° Angle between ice fragments and the horizontal line (θ), °	($\alpha-10$)°
Трение льда об лёд (μ) Ice-ice friction (μ)	0,035
Плотность льда (ρ), кг/м³ Ice density (ρ), kg/m³	920
Температура льда (T) (раз в 100 лет), °C Ice temperature (T) (once in 100 years), °C	-42°C
Модуль Юнга льда (E), ГПа Young's modulus of ice (E), GPa	6
Угол трения ледяного блока (ϕ), ° Friction angle of ice block (ϕ), °	40°
Сплочённость льда (c), кПа Ice cohesion (c), kPa	7
Солёность (S), г/л Salinity (S), g/L	0,002
Толщина льда (h), м Ice thickness (h), m	1,2
Высота обломков (h), м Fragment height (h), m	20
Плотность воды (ρ_w), кг/м³ Water density (ρ_w), kg/m³	1000
Ускорение, м/с² Acceleration, m/s²	9,81
Коэффициент Пуассона (ν) Poisson's ratio (ν)	0,3
Трение между сталью и льдом (μ) Steel-ice friction (μ)	0,03
Пористость щебня (e) Aggregate porosity (e)	0,4

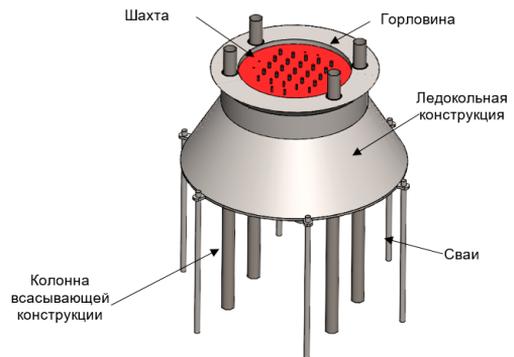


Рисунок 2. 3D модель ледостойкой беспилотной спутниковой платформы
Figure 2. 3D model of an ice-resistant unmanned satellite platform

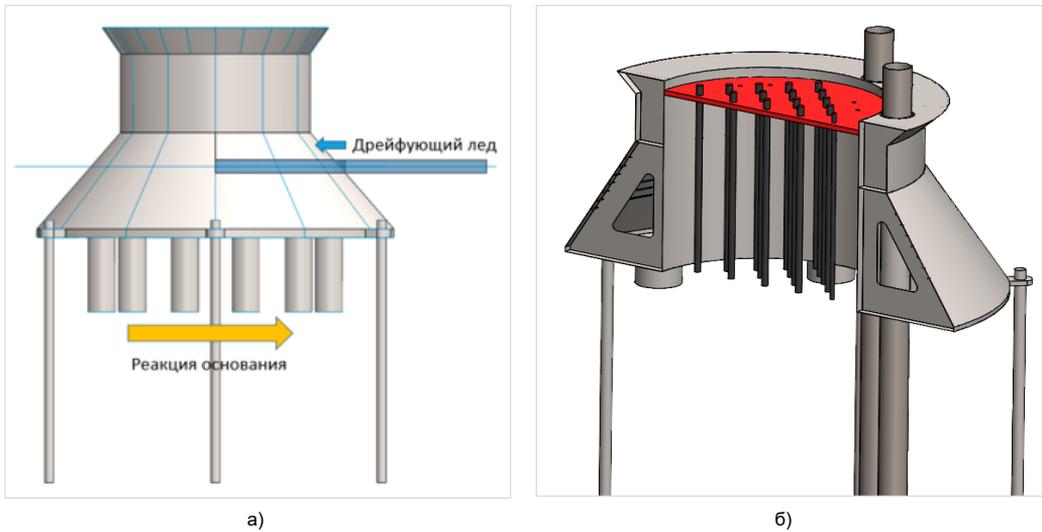


Рисунок 3. Ребра жёсткости
Figure 3. Stiffening ribs

а) вид сбоку / side view; б) в разрезе / cross-sectional view

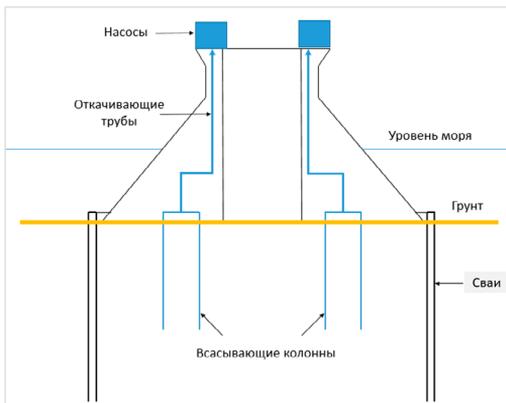


Рисунок 4. Установка ледостойкой беспилотной спутниковой платформы на море
Figure 4. Installation of an ice-resistant unmanned satellite platform at sea

Всасывающие колонны в основании платформы

Принцип всасывающей технологии заключается в том, что колонна создаёт вакуумное присосание к грунту под воздействием собственного веса платформы и полного откачивания воды из внутренней полости. Это приводит к погружению колонны в грунт за счёт разницы давлений. Схематическое изображение принципа расположения всасывающих колонн в основании платформы представлено на рис. 4.

Концепция, описанная в патенте США [20], наиболее близка к предлагаемой, однако её основным недостатком является неэффектив-

ное центрирование платформы при установке на морском дне. Существует риск неравномерного распределения напора воды по площади сечения платформы, что может привести к локальному подмыванию грунта. Более предпочтительным решением является установка отдельных всасывающих колонн в основании платформы, где напор для нагнетания воды будет менее высоким, а управление каждой колонной будет проще, что позволит выровнять платформу в целом.

Результаты и обсуждения

Были учтены природные и климатические условия региона в анализе, включая ледовые и ветровые нагрузки в северной части Каспийского моря регионе с экстремальными значениями, что соответствует вероятности повторения событий один раз в сто лет. Расчёт ледовых нагрузок проводился для льда толщиной 1,5 м, учитывая угол наклона (α) и диаметр ватерлинии (w).

Исходный проект включает три варианта автономных нефтяных платформ различных размеров для разнообразных нефтяных участков в северной части Каспийского моря:

- малая (с диаметром горловины 9 м);
- средняя (с диаметром горловины 12 м);
- большая (с диаметром горловины 15 м).

Все модели обладают одинаковым углом наклона 60° . Поскольку эти конструкции имеют разный диаметр ватерлинии, прежде чем перейти к анализу методом конечных элементов, соответствующие ледовые нагрузки для каждой платформы были рассчитаны по стандарту ISO 19906:2019 [13]. Зависимость нагрузки льда от ватерлинии показана на рис. 5.

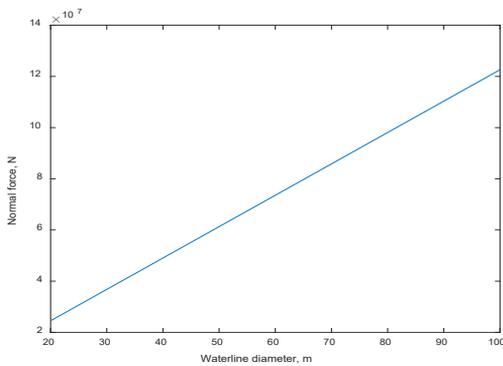


Рисунок 5. Зависимость нагрузки льда от ватерлинии
Figure 5. Ice load versus waterline

Выполнен верхнеуровневый анализ, согласно которому были рассмотрены три вида платформ с различными диаметрами горловины. Данная работа нацелена на изучение возможности интеграции двух технологий – свай и всасывающих колонн для морских нефтяных платформ. Для этого была разработана математическая модель на основе рекомендаций API RP 2A² [21], которая позволяет имитировать реальные условия в симуляциях. Поскольку наша цель – создание идеализированной модели, характеристики грунта были исключены из рассмотрения. Однако для проверки реальной эффективности модели необходимо будет провести ледовые испытания, включая тестирование различного количества свай и их глубину забивки в ледовом бассейне. Только после таких испытаний можно сделать выводы о работоспособности модели в реальных условиях.

Малая платформа (с диаметром горловины 9 м)

Для платформы малого размера результаты, полученные с использованием MATLAB-кода, представлены следующим образом: горизонтальная сила (F_H) составляет $2,84 \times 10^7$ Н, вертикальная сила (F_V) – $1,53 \times 10^7$ Н. Расчёт веса показывает значение 902 т с учётом свай и дополнительного веса в размере 30%. Кроме того, вес верхней части оценивался в 1000 т. Согласно численному моделированию в программе ANSYS FEA³, при заданных нагрузках данная платформа испытывает максимальное напряжение 241 МПа и деформацию 34 мм (рис. 6–7).

Расчёт свай для малогабаритной платформы показал следующие результаты:

Таблица 3. Несущая способность свай для малой платформы
Table 3. Load-bearing capacity of piles for small-sized platform

Номера свай Pile number	Сила реакции, Н Reaction force, N
Pile 1	1,69E+06
Pile 2	3,28E+06
Pile 3	5,18E+06
Pile 4	5,19E+06
Pile 5	3,28E+06
Pile 6	1,64E+06

Согласно API RP 2A [21], сваи с характеристиками, приведёнными ниже, могут поддерживать платформу небольшого размера и имеют максимальную пропускную способность 6,37 МН.

При расчётах конструкции сваи предлагаются сваи следующих размеров (табл. 4):

Таблица 4. Параметры сваи для малой платформы
Table 4. Pile parameters for a small platform

Внешний диаметр, мм Outer diameter, mm	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm	Длина свай, м Pile length, m
914	16	15

Средняя платформа (с диаметром горловины 12 м)

Для платформы среднего размера ледовые нагрузки составили следующие значения: горизонтальная сила (F_H) равна $3,8869 \times 10^7$ Н, вертикальная сила (F_V) – $2,0913 \times 10^7$ Н. Максимальный вес этой конструкции составил 1326 т, включая сваи и дополнительный запас массы в размере 30%. Кроме того, для данного проекта вес верхнего строения составил 2500 т. Результаты анализа методом конечных элементов представлены на рис. 8–9.

Расчёты на платформе среднего размера показали следующие нагрузки реакции сваи (табл. 5):

Таблица 5. Несущая способность свай для средней платформы
Table 5. Load-bearing capacity of the pile for the medium-sized platform

Номера свай Pile number	Сила реакции, Н Reaction force, N
Pile 1	3,55E+06
Pile 2	7,52E+05
Pile 3	6,50E+06
Pile 4	3,92E+06
Pile 5	6,07E+06

² API RP (англ. American Petroleum Institute Recommended Practice –) – это набор руководств и передовых методов для нефтяной и газовой промышленности, устанавливающий технические требования к оборудованию, процессам и безопасности, широко используемые для повышения надежности и гармонизации в отрасли.

³ ANSYS FEA (англ. Analysis System Finite Element Analysis – метод конечных элементов) – это комплексное инженерное программное обеспечение от компании ANSYS, использующее метод конечных элементов для виртуального моделирования и анализа поведения физических объектов, позволяя рассчитывать прочность, тепловые потоки, вибрации, гидродинамику и другие физические явления в сложных конструкциях до их физического создания.

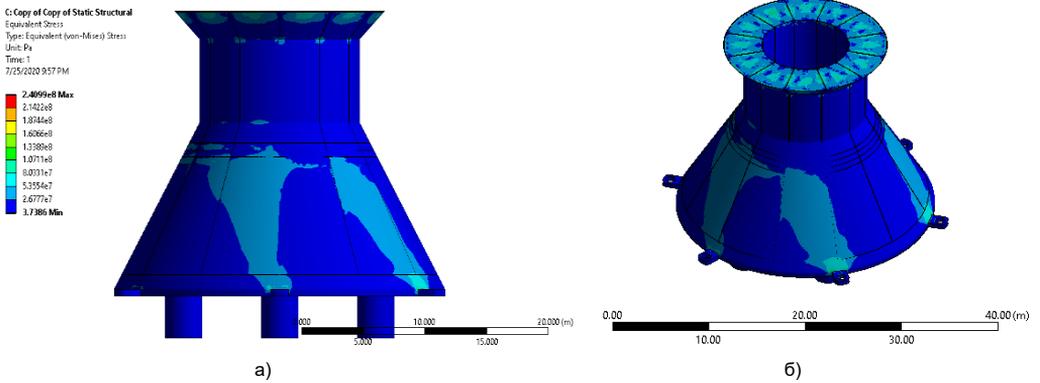


Рисунок 6. Распределение механического напряжения для платформы малой размера (максимальное напряжение 241 МПа)

Figure 6. Mechanical stress distribution for a small-sized platform (maximum stress 241 MPa)
a) вид сбоку / side view; б) изометрический вид / isometric view

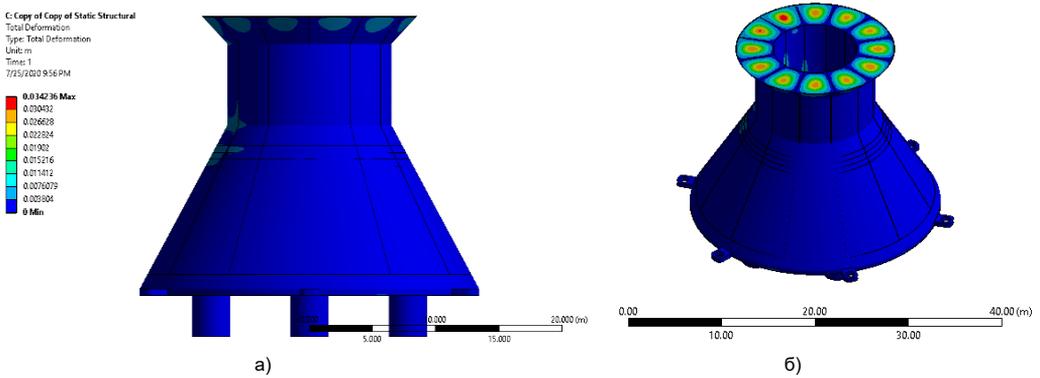


Рисунок 7. Деформация платформы минимального размера (максимальная деформация 34 мм)

Figure 7. Small-sized platform deformation (maximum deformation 34 mm)
a) вид сбоку / side view; б) изометрический вид / isometric view

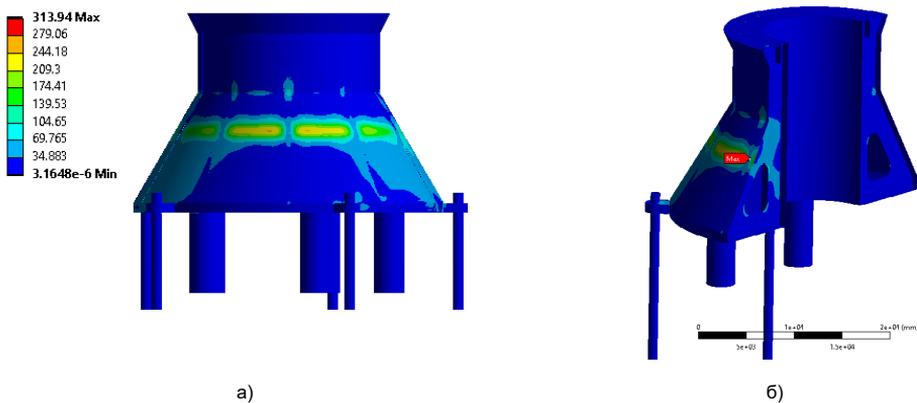


Рисунок 8. Распределение механического напряжения для платформы среднего размера (максимальное напряжение 314 МПа)

Figure 8. Mechanical stress distribution for a medium-sized platform (maximum stress 314 MPa)
a) вид сбоку / side view; б) изометрический вид в разрезе / isometric cross-sectional view

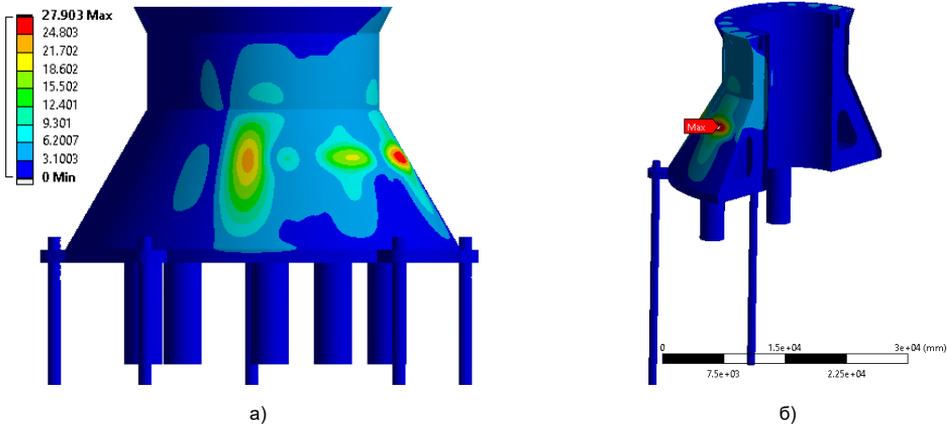


Рисунок 9. Деформация платформы среднего размера (максимальная деформация 28 мм)
Figure 9. Medium-sized platform deformation (maximum deformation 28 mm)
 а) вид сбоку / side view; б) изометрический вид в разрезе / isometric cross-sectional view

Для расчётов конструкции свай рекомендуется использовать сваи указанных размеров (табл. 6):

Таблица 6. Параметры сваи для средней платформы
Table 6. Pile design parameters for a medium-sized platform

Внешний диаметр, мм Outer diameter, mm	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm	Длина сваи, м Pile length, m
1067	17	16

Сваи таких размеров способны выдерживать силу 7,95 МН, что явно больше максимальной силы реакции.

Большая нефтяная платформа (с диаметром горловины 15 м)

Для платформы с горловиной диаметром 15 м в программе SolidWorks⁴ и последующих модификациях общий вес конструкции составил 1576 т, включая сваи и дополнительный вес в размере 30%. Кроме того, вес верхней части оценивался в 7500 т. Ледовые нагрузки, действующие на наклонную поверхность, были следующими: горизонтальная сила (F_{Hl}) составила $4,3188 \times 10^7$ Н, а вертикальная сила (F_{Vl}) – $2,3237 \times 10^7$ Н. Результаты анализа методом конечных элементов подтвердили способность конструкции выдерживать ледовые нагрузки в данных условиях, при этом максимальное напряжение составило 317 МПа при максимальной деформации 32 мм (рис. 10–11).

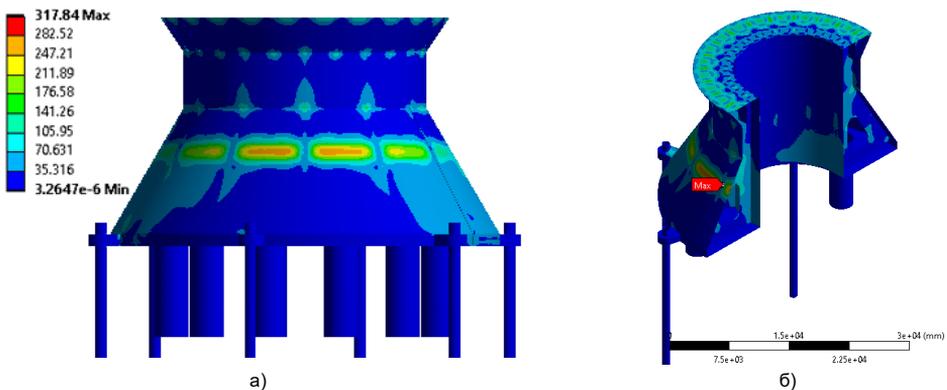


Рисунок 10. Распределение механического напряжения для платформы максимального размера (максимальное напряжение 317 МПа)
Figure 10. Mechanical stress distribution for the maximum-sized platform (maximum stress 317 MPa)
 а) вид сбоку / side view; б) изометрический вид в разрезе / isometric cross-sectional view

4 SolidWorks (от англ. solid – твёрдое тело, works – работает) – программный комплекс для автоматизации работ промышленного предприятия на этапах конструкторской и технологической подготовки производства. Обеспечивает разработку изделий любой степени сложности и назначения.

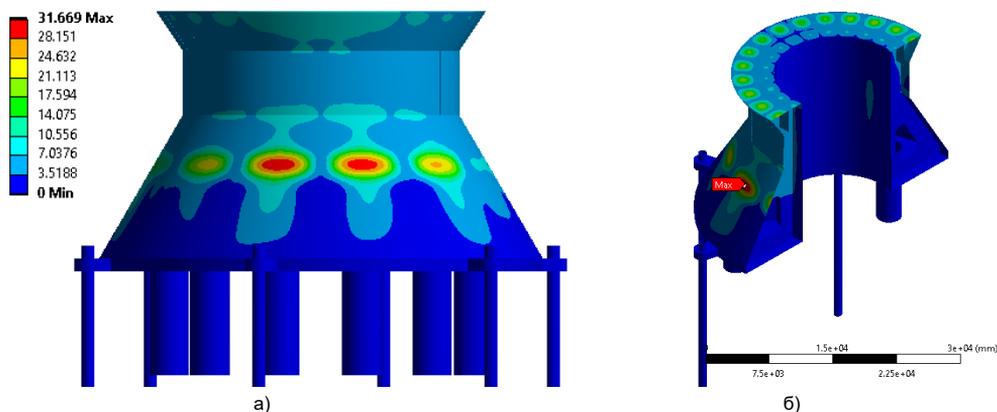


Рисунок 11. Деформация максимальной платформы (максимальная деформация 32 мм)

Figure 11. Maximum-sized platform deformation (maximum deformation 32 mm)

а) вид сбоку / side view; б) изометрический вид в разрезе / isometric cross-sectional view

Силы реакции для большой платформы следующие (табл. 7). Следовательно, согласно стандартному расчёту API RP 2A [21], для большой платформы сваи такого размера способны обеспечить достаточную устойчивость и способность выдерживать внешние нагрузки. Для расчётов конструкции сваи рекомендуется использовать сваи указанных размеров (табл. 5). Такие сваи имеют несущую способность силой 7,46 МН, что превышает максимальную силу реакции, испытываемую сваями.

Таблица 7. Несущая способность сваи для средней платформы

Table 7. Load-bearing capacity of the pile for the medium-sized platform

Номера свай Pile number	Сила реакции, Н Reaction force, N
Pile 1	7,34E+06
Pile 2	3,26E+06
Pile 3	1,87E+06
Pile 4	6,54E+06
Pile 5	5,44E+06
Pile 6	2,15E+06

Таблица 8. Параметры сваи для большой платформы

Table 8. Pile design parameters for the maximum-sized platform

Внешний диаметр, мм Outer diameter, mm	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm	Длина сваи, м Pile length, m
1067	17	15

Ледокольная часть всех конструкций больше всего подвержена высоким нагрузкам, варьирующимся в диапазоне 200–315 МПа, которые значительно превышают допустимые значения 230 МПа. Хотелось бы отметить, что высокие нагрузки носят локальный характер, поэто-

му для исключения пластической деформации в локальных местах допустимое напряжение принимается равным пределу текучести материала 345 МПа (толщина стенки 40 мм). Таким образом, конструкция опорного основания платформы считается приемлемой. Полое пространство ледокольных конструкций заполняется песком для упрочнения конструкций и увеличения стабильности на морском дне. Эффект влияния песка на прочность не был включен в данный расчёт, поэтому при более детальном рассмотрении прочность конструкций будет намного выше допустимого значения 345 МПа. Подобно максимальным нагрузкам, деформация во всех платформах носит локальный характер, и никаких нарушений стабильности платформы не обнаружено. Локальные деформации 34 мм (минимальный размер), 28 мм (средний размер) и 32 мм (максимальный размер) не критичны и могут быть нивелированы за счёт упрочнения рёбрами жёсткости в этих местах и песочной смесью внутри ледокольной конструкции.

Заключение

В ходе данного исследования была изучена новая концепция автономных нефтяных платформ различных размеров – малых (с диаметром горловины 9 м), средних (с диаметром горловины 12 м) и больших (с диаметром горловины 15 м), предназначенных для использования на Северном Каспии. Несмотря на то, что концепция автономных нефтяных платформ широко известна в нефтегазовой промышленности, она ещё не применялась в казахстанском секторе Каспийского моря. Такие платформы могут быть полезны для добычи трудноизвлекаемых запасов в Северо-Каспийском регионе в условиях льда. Одной из ключевых особенностей новой концепции является применение всасывающих оснований в дополнение к обычным сваям,

что может повысить устойчивость платформы. В рамках исследования был проведен расчёт веса платформ и ледовых нагрузок с использованием ISO 19906:2019 [19]. Анализ методом конечных элементов показал, что такие конструкции способны выдерживать нагрузки, вызванные ледовыми глыбами, за исключением некоторых экстремальных локальных воздействий, которые

могут быть легко скорректированы. Деформации таких конструкций также находятся в пределах допустимых значений. Кроме того, для каждой платформы были проведены расчёты конструкций свай. Предлагаемая новая концепция автономных нефтяных платформ может представлять собой инновационное решение для работы в ледовых условиях Северо-Каспийского региона.

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: Альжанов Н.К. – сбор, анализ, проведение исследования, написание рукописи, интерпретация данных исследования, проверка результатов; Тлешев М.Т. – интерпретация данных, проверка результатов; концепция исследования.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nursultan K. Alzhanov – data collection, analysis, conduct of the study, manuscript writing, interpretation of the study data, and verification of the results; Maxat T. Tleshev – interpretation of the data, verification of the results, and study concept.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. bellona.org [интернет]. Bellona Foundation Chapter 1: Oil and gas resources on the Arctic continental shelf in Russia [дата обращения 22.06.2022]. Доступ по ссылке: bellona.org/assets/fil_Chapter_1_Oil_and_gas_resources_on_the_Arctic_Continental_shelf_in_Russia.pdf.
2. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика. Экология и экономика. 2011. №1(1). С. 26–37.
3. em.construction [интернет]. EMC. Fixed Offshore Ice-resistant Off-loading Terminal Varandey, Lukoil [дата обращения 29.06.2022]. Доступ по ссылке: em.construction/en/Lukoil.php.
4. trans.lukoil.ru [интернет]. ООО «ЛУКОЙЛ-Транс». Варандейский терминал [дата обращения 29.06.2022]. Доступ по ссылке: trans.lukoil.ru/ru/About/Structure/VarandeyTerminal.
5. Zhang D., Wang G., Yue Q. Evaluation of ice-induced fatigue life for a vertical offshore structure in the Bohai Sea // Cold Reg. Sci. Technol. 2018. Vol. 154. P. 103–110. doi: [10.1016/j.coldregions.2018.05.012](https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2018.05.012).
6. lukoil.ru [интернет]. Лукойл. Месторождение им. В. Филановского [дата обращения 29.06.2022]. Доступ по ссылке: lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield.
7. Masterson D.M., Bruce J.C., Sisodiya R., Maddock W. Beaufort Sea exploration: past and future // Offshore Technology Conference; May 6–9, 1991; Houston, Texas. Available from: onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/91OTC/91OTC/OTC-6530-MS/41339.
8. Callow L. (LTLC Consulting in association with Salmo Consulting Inc.). Oil and Gas Exploration & Development Activity Forecast Canadian Beaufort Sea 2012 – 2027. Canada; 2012 Apr.
9. Li G., Zhang D., Yue Q. Life-cycle cost-effective optimum design of ice-resistant offshore platforms // J. Offshore Mech. Arct. Eng. 2009. Vol. 133. Issue 3. doi: [10.1115/1.3124138](https://doi.org/10.1115/1.3124138).
10. Zhang D., Yue Q. Major challenges of offshore platforms design for shallow water oil and gas field in moderate ice conditions // Ocean Engineering. 2011. Vol. 38, Issue 10. P. 1220–1224. doi: [10.1016/j.oceaneng.2011.05.012](https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2011.05.012).
11. Boiko A.Y. Offshore ice-resistant fixed platform for the Dolginskoye field in the Pechora Sea : dissertation. Stavanger: University of Stavanger, 2014.
12. Bychkov D.A. Offshore Ice-Resistant Fixed Platform Prirazlomnaya // Problems of Geology and Subsurface Development, Part II; Apr 4–8, 2016; Tomsk, Russia. Available from: portal.tpu.ru/files/conferences/usovma/2016/vol2_2016.pdf.
13. Sharapov D. Ice Factors Overview for Offshore Platforms // Proceedings of the 2nd International Conference on Advanced Civil Engineering and Smart Structures; Nov 25–26, 2023; Chengdu, China. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-981-97-1514-5.

14. Du X., Cui Y., Liu Y. The Research and Application of the Ice-Resistant Technology for the Offshore Structures in Bohai Sea Available to Purchase // ASME 2015 34th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering; May 31 – June 5, 2015; St. John's, Newfoundland, Canada. Available from: asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings-abstract/OMAE2015/56567/V008T07A036/289657.
15. Korneeva Ya.A. Risk factors for Oil and Gas Workers on the Offshore Ice-Resistant Platform in the Caspian Sea // SPE Annual Caspian Technical Conference; Oct 21–22, 2020; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/D023S013R007/449741.
16. orsted.com [Internet]. Ørsted's experience with suction bucket jackets [cited 2022 Jul 9]. Available from: orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind/technology/suction-bucket-jacket-foundations.
17. Pretlove J., Royston S. Towards autonomous operations // Offshore Technology Conference; May 1–4, 2023; Houston, Texas, USA [cited 2022 Jul 9]. Available from: onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/23OTC/23OTC/D041S054R006/519222.
18. ABB. Energy transition equation: Offshore oil & gas: Minimizing emissions on the journey towards autonomous operations. 2022. Report No.: 4JZZ000395enA.
19. iso.org [Интернет]. ISO 19906:2019. Petroleum and natural gas industries — Arctic offshore structures. 2nd ed. [дата обращения 13.07.2022]. Доступ по ссылке: www.iso.org/standard/65477.html.
20. Davenport G.F., Runge K.H., Murff J.D., inventors; ExxonMobil Upstream Research Co, assignee. Offshore caisson having upper and lower sections separated by a structural diaphragm and method of installing the same. United States patent US 6371695B1. 2002 Apr 16.
21. api.org [Интернет]. American Petroleum Institute. RP 2A-WSD: Recommended practice for planning, designing, and constructing fixed offshore platforms—Working stress design (22nd ed.) [дата обращения 15.07.2022]. Доступ по ссылке: publications.api.org.

REFERENCES

1. bellona.org [Internet]. Bellona Foundation Chapter 1: Oil and gas resources on the Arctic continental shelf in Russia [cited 2022 Jun 22]. Available from: bellona.org/assets/fil_Chapter_1_Oil_and_gas_resources_on_the_Arctic_continental_shelf_in_Russia.pdf.
2. Laverov NP, Dmitrievskii AA, Bogoyavlensky VI. Fundamental aspects of the development of oil and gas resources of the Russian Arctic shelf. *Arctic: ecology and economy*. 2011(1(1)):26–37. (In Russ).
3. em.construction [Internet]. EMC. Fixed Offshore Ice-resistant Off-loading Terminal Varandey, Lukoil [cited 2022 Jun 22]. Available from: em.construction/en/Lukoil.php.
4. trans.lukoil.ru [Internet]. LUKOIL-TRANS. Terminal Varandey [cited 2022 Jun 22]. Available from: trans.lukoil.ru/ru/About/Structure/VarandeyTerminal. (In Russ).
5. Zhang D, Wang G, Yue Q. Evaluation of ice-induced fatigue life for a vertical offshore structure in the Bohai Sea. *Col'd Reg. Sci. Technol*. 2018;154:103–110. doi: [10.1016/j.coldregions.2018.05.012](https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2018.05.012).
6. lukoil.ru [Internet]. LUKOIL. Filanovsky Field [cited 2022 Jun 22]. Available from: lukoil.ru/Business/Upstream/KeyProjects/Filanovskyfield.
7. Masterson DM, Bruce JC, Sisodiya R, Maddock W. Beaufort Sea exploration: past and future. Offshore Technology Conference; 1991 May 6–9; Houston, Texas. Available from: onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/91OTC/91OTC/OTC-6530-MS/41339.
8. Callow L. (LTLC Consulting in association with Salmo Consulting Inc.). Oil and Gas Exploration & Development Activity Forecast Canadian Beaufort Sea 2012 – 2027. Canada; 2012 Apr.
9. Li G, Zhang D, Yue Q. Life-cycle cost-effective optimum design of ice-resistant offshore platforms. *J. Offshore Mech. Arct. Eng*. 2009;133(3):031501. doi: [10.1115/1.3124138](https://doi.org/10.1115/1.3124138).
10. Zhang D, Yue Q. Major challenges of offshore platforms design for shallow water oil and gas field in moderate ice conditions. *Ocean Engineering*. 2011;38(10):1220–1224. doi: [10.1016/j.oceaneng.2011.05.012](https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2011.05.012).
11. Boiko AY. Offshore ice-resistant fixed platform for the Dolginskoye field in the Pechora Sea [dissertation]. Stavanger: University of Stavanger; 2014.
12. Bychkov DA. Offshore Ice-Resistant Fixed Platform Prirazlomnaya. Problems of Geology and Subsurface Development, Part II; 2016 Apr 4–8; Tomsk, Russia. Available from: portal.tpu.ru/files/conferences/usovma/2016/vol2_2016.pdf.
13. Sharapov D. Ice Factors Overview for Offshore Platforms. Proceedings of the 2nd International Conference on Advanced Civil Engineering and Smart Structures; 2023 Nov 25–26; Chengdu, China. Available from: link.springer.com/book/10.1007/978-981-97-1514-5.
14. Du X, Cui Y, Liu Y. The Research and Application of the Ice-Resistant Technology for the Offshore Structures in Bohai Sea Available to Purchase. ASME 2015 34th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering; 2015 May 31 – June 5; St. John's, Newfoundland, Canada. Available from: asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings-abstract/OMAE2015/56567/V008T07A036/289657.
15. Korneeva YA. Risk factors for Oil and Gas Workers on the Offshore Ice-Resistant Platform in the Caspian Sea // SPE Annual Caspian Technical Conference; 2020 Oct 21–22; Virtual. Available from: onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/20CTC/20CTC/D023S013R007/449741.
16. orsted.com [Internet]. Ørsted's experience with suction bucket jackets [cited 2022 Jul 9]. Available from: orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind/technology/suction-bucket-jacket-foundations.
17. Pretlove J, Royston S. Towards autonomous operations. Offshore Technology Conference; May 1–4, 2023; Houston, Texas, USA. Available from: onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/23OTC/23OTC/D041S054R006/519222.
18. ABB. Energy transition equation: Offshore oil & gas: Minimizing emissions on the journey towards autonomous operations. 2022. Report No.: 4JZZ000395enA.
19. iso.org [Интернет]. ISO 19906:2019. Petroleum and natural gas industries — Arctic offshore structures. 2nd ed. [cited 2022 Jul 13]. Available from: www.iso.org/standard/65477.html.
20. Davenport GF, Runge KH, Murff JD, inventors; ExxonMobil Upstream Research Co, assignee. *Offshore caisson having upper and lower sections separated by a structural diaphragm and method of installing the same*. United States patent US 6371695B1. 2002 Apr 16.

21. api.org [Internet]. American Petroleum Institute. RP 2A-WSD: Recommended practice for planning, designing, and constructing fixed offshore platforms-Working stress design (22nd ed.) [cited 2022 Jul 15]. Available from: publications.api.org.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Альжанов Нурсултан Коныспаевич**

PhD

ORCID [0000-0001-9348-884X](https://orcid.org/0000-0001-9348-884X)e-mail: n.alzhanov@kmge.kz.**Тлешев Максат Тлешевич**ORCID [0000-0003-4713-9491](https://orcid.org/0000-0003-4713-9491)e-mail: m.tleshev@kmge.kz.**AUTHORS' INFO*****Nursultan K. Alzhanov**

PhD

ORCID [0000-0001-9348-884X](https://orcid.org/0000-0001-9348-884X)e-mail: n.alzhanov@kmge.kz.**Maxat T. Tleshev**ORCID [0000-0003-4713-9491](https://orcid.org/0000-0003-4713-9491)e-mail: m.tleshev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

УДК 681.518:69
МРНТИ 52.01.75

DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947)

Получена: 02.02.2026.

Одобрена: 17.03.2026.

Опубликована: 31.03.2026.

Оригинальное исследование

Создание автоматизированного модуля по оценке управленческого резерва на непредвиденные расходы при планировании строительства нефтегазовых объектов

С.В. Чижиков, Е.А. Дубовицкая, Р.Н. Ахметов, С.Д. Кадырова

Ingenix Group, г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Существующие российские и международные принципы формирования управленческого резерва на непредвиденные расходы (далее – РНР) при планировании капитального строительства в нефтегазовой отрасли имеют существенные различия. Авторы предлагают собственную методику оценки РНР и описывают алгоритм расчётов на базе автоматизированного модуля управления рисками, разработанного ООО «Индженикс Групп» на основе этой методики.

Цель. Целью работы является более корректный учёт рисков при оценке нефтегазовых проектов в зависимости от стадии реализации нефтегазовых проектов и сложности объектов капитального строительства.

Материалы и методы. В основу методики положен синтез международных практик, включая классификацию Международной ассоциации развития стоимостного инжиниринга AACE International (далее – AACEI) и рекомендации Департамента энергетики США (далее – DoE), а также российских нормативов. Авторы предлагают адаптировать диапазоны РНР от DoE к классам точности AACEI и применить их на пообъектном уровне, соотнеся с российскими стадиями проектирования. Автоматизированный модуль оценки РНР реализован в составе авторского программного комплекса по оценке затрат нефтегазовых проектов Ingenix Cost Manager®.

Результаты. В статье представлена детализированная информация с рекомендациями по величине РНР в зависимости от стадии проекта (ТЭО, проектная документация и пр.) и класса сложности объекта. Методика протестирована на реальном проекте, показав возможность расчёта обоснованного совокупного резерва по проекту.

Заключение. Предложенная методика позволяет количественно оценить РНР на различных стадиях, учитывая специфику и сложность каждого объекта, что способствует снижению рисков недофинансирования и повышению вероятности соблюдения бюджета и целевых показателей рентабельности проекта. Автоматизированный модуль оценки позволяет в режиме экспресс-оценки производить расчёты с учётом всей доступной по проекту информации и корректно учитывать размер РНР при оценке стоимости строительства объектов.

Ключевые слова: *непредвиденные расходы, резерв, обустройство нефтегазового месторождения, предпроектная оценка затрат, капитальные вложения, стоимостная модель, базы данных по затратам, управление рисками, управленческий резерв.*

Как цитировать:

Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ахметов Р.Н., Кадырова С.Д. Создание автоматизированного модуля по оценке управленческого резерва на непредвиденные расходы при планировании строительства нефтегазовых объектов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №1. С. 113–122.

DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947).

UDC 681.518:69
CSCSTI 52.01.75

DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947)

Received: 02.02.2026.

Accepted: 17.03.2026.

Published: 31.03.2026.

Original article

Development of an Automated Module for Assessing the Management Reserve for Contingencies in Oil and Gas Construction Planning

Sergey V. Chizhikov, Yekaterina A. Dubovitskaya, Rustem N. Akhmetov, Satya Dzh. Kadyrova

Ingenix Group, Moscow, Russia

ABSTRACT

Background: Existing Russian and international principles for establishing management reserves for contingencies (hereinafter – MRC) in capital construction planning within the oil and gas sector differ significantly. The authors propose their own methodology for assessing the MRC and describe a calculation algorithm based on an automated risk management module developed by Ingenix Group LLC using this methodology.

Aim: The aim of this work is to provide a more accurate accounting of risks in the evaluation of oil and gas projects, taking into account the project implementation stage and the complexity of capital construction facilities.

Materials and methods: The methodology is based on a synthesis of international practices, including the classification of the Association for the Advancement of Cost Engineering International (hereinafter – AACEI) and the recommendations of the U.S. Department of Energy (hereinafter – DoE), as well as Russian regulations. The authors propose adapting the DoE contingency reserve ranges to the AACEI accuracy classes and applying them at the individual project level, aligning them with Russian design stages. The automated MRC assessment module is implemented as part of the proprietary Ingenix Cost Manager® software suite for evaluating costs of oil and gas projects.

Results: The article provides detailed information and recommendations on the size of the MRC depending on the project stage (feasibility study, design documentation, etc.) and the complexity class of the facility. The methodology has been tested on a real project, demonstrating the feasibility of calculating a justified total contingency reserve for the project.

Conclusion: The proposed methodology facilitates a quantitative assessment of the MRC at different project stages, considering the specific characteristics and complexity of each facility. This approach helps mitigate the risk of underfunding and enhances the likelihood of compliance with the budget and achievement of the project's targeted profitability. The automated assessment module enables rapid calculations using all available project data and ensures accurate incorporation of the MRC in evaluating the construction costs of facilities.

Keywords: *contingency; reserve; development of an oil and gas field; pre-project cost estimate; capital investments; cost model; cost databases; risk management; management reserve.*

To cite this article:

Chizhikov SV, Dubovitskaya YA, Akhmetov RN, Kadyrova SD. Development of an Automated Module for Assessing the Management Reserve for Contingencies in Oil and Gas Construction Planning. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(1):113–122. DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947).

ӨОЖ 681.518:69

ГТАХР 52.01.75

DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947)

Қабылданды: 02.02.2026.

Мақұлданды: 17.03.2026.

Жарияланды: 31.03.2026.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай-газ объектілерінің құрылысын жоспарлау барысында күтпеген шығындарға арналған басқарушылық резервті бағалау бойынша автоматтандырылған модульді құру

С.В. Чижиков, Е.А. Дубовицкая, Р.Н. Ахметов, С.Д. Кадырова

Ingenix Group, Мәскеу қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай – газ саласындағы күрделі құрылысты жоспарлау кезінде күтпеген шығындарға арналған басқарушылық резервті (бұдан әрі-КШР) қалыптастырудың қолданыстағы ресейлік және халықаралық қағидаттарында айтарлықтай айырмашылықтар бар. Авторлар КШР бағалаудың өзіндік әдістемесін ұсынады және осы әдістеменің негізінде «Индженикс Групп» ЖШҚ әзірлеген тәуекелдерді басқарудың автоматтандырылған модулінің негізінде есептеу алгоритмін сипаттайды.

Мақсаты. Жұмыстың мақсаты мұнай газ жобаларын іске асыру сатысына және күрделі құрылыс объектілерінің күрделілігіне байланысты мұнай газ жобаларын бағалау кезінде тәуекелдерді неғұрлым дұрыс есепке алу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Әдістеме AACE International халықаралық құндық инжинирингі дамыту қауымдастығының (бұдан әрі – AACEI) жіктелуін және АҚШ энергетика департаментінің (бұдан әрі – DoE) ұсыныстарын, сондай-ақ ресейлік нормативтерді қоса алғанда, халықаралық тәжірибелердің синтезіне негізделген. Авторлар DoE-ден КШР диапозондарын AACEI дәлдік кластарына бейімдеуді және оларды ресейлік дизайн кезеңдерімен байланыстыра отырып, объектілік деңгейде қолдануды ұсынады. КШР бағалаудың автоматтандырылған модулі Ingenix Cost Manager® мұнай-газ жобаларының шығындарын бағалау жөніндегі авторлық бағдарламалық кешен құрамында іске асырылды.

Нәтижелері. Мақалада жобаның сатысына (ТЭН, жобалық құжаттама және т.б.) және объектінің күрделілік класына байланысты КШР шамасы бойынша ұсыныстары бар егжей-тегжейлі ақпарат берілген. Әдістеме жоба бойынша негізделген жиынтық резервті есептеу мүмкіндігін көрсете отырып, нақты жобада сыналды.

Қорытынды. Ұсынылған әдіс әр объектінің ерекшелігі мен күрделілігін ескере отырып, әр түрлі кезеңдерде КШР сандық бағалауға мүмкіндік береді, бұл жеткіліксіз қаржыландыру тәуекелдерін азайтуға және бюджеттің сақталу ықтималдығын және жобаның рентабельділігінің мақсатты көрсеткіштерін арттыруға көмектеседі. Автоматтандырылған бағалау модулі экспресс-бағалау режимінде жоба бойынша қол жетімді барлық ақпаратты ескере отырып, есептеулер жүргізуге және объектілер құрылысының құнын бағалау кезінде РНР мөлшерін дұрыс ескеруге мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: күтпеген шығыстар, резерв, мұнай-газ кен орнын жайластыру, шығындарды жобалау алдындағы бағалау, күрделі салымдар, құн моделі, шығындар бойынша деректер базасы, тәуекелдерді басқару, басқару резерві.

Дәйексөз келтіру үшін:

Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ахметов Р.Н., Кадырова С.Д. Мұнай-газ объектілерінің құрылысын жоспарлау барысында күтпеген шығындарға арналған басқарушылық резервті бағалау бойынша автоматтандырылған модульді құру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №1. 113–122 б. DOI: [10.54859/kjogi108947](https://doi.org/10.54859/kjogi108947).

Введение

В процессе реализации нефтегазовых проектов компании сталкиваются с большим количеством неопределённостей, которые влияют на конечный результат. Меняются как геологические и технические оценки, так и соответствующие им бюджеты на строительство и эксплуатацию объектов. В теории оценка бюджета уже должна включать определённый РНР, однако параметры, от которых зависит этот резерв, и сама его величина являются предметами дискуссий.

Авторы статьи разработали свою методику оценки РНР для проектов обустройства нефтегазовых месторождений [1]. На данный момент эта методика применяется компанией Ingenix Group в работе по оценке реальных нефтегазовых проектов.

Для применения данной методики при решении практических задач было принято решение о разработке соответствующего автоматизированного модуля в составе собственного программного комплекса по оценке затрат и анализу эффективности инвестиций в нефтегазовые проекты Ingenix Cost Manager®¹.

Международный опыт и отраслевые практики

В разработке авторской методики по оценке управленческого резерва эксперты Ingenix Group учитывали уже существующие практики. В качестве первоочередного шага было изучено практическое применение методологии AACEI, используемой при проектировании и планировании строительных объектов в разных отраслях. Данная методология устанавливает интервалы возможных отклонений в оценке стоимости, которые коррелируют с уровнем детализации проектной документации / стадией реализации проекта². На основе этих интервалов вводятся пять градаций точности оценки, где первой присваивается высшая степень надёжности, а пятой – наименьшая, соответствующая начальным, концептуальным стадиям проекта.

Однако в рамках методологии AACEI отсутствуют чёткие нормативные указания по размеру РНР для каждой из градаций точности. Решение о нормативном проценте такого резерва принимается инженером-сметчиком на основе его профессионального суждения и носит характер экспертной оценки.

Рекомендации по величине РНР содержатся в Руководстве по оценке стоимости (Cost Estimating Guide) Департамента энергетики США (DoE)³ и также структурированы в соответствии с классами точности AACEI. На этапе концепта предлагается заложить резерв в размере

от 20% до 30% от величины капитальных затрат (возможно до 50% для уникальных объектов), на этапе контрактования – от 5% до 15%. Рекомендованный нормативный процент применяется ко всему проекту.

Российский опыт оценки РНР

Вопрос определения РНР регламентируется на этапе подготовки проектной и рабочей документации, в частности, при составлении сводного сметного расчёта. Этот порядок закреплён в «Методике определения сметной стоимости строительства...», утверждённой в 2020 г.⁴ (далее – Методика).

Как указано в данной Методике, необходимость формирования РНР связана с возможными корректировками, которые могут возникнуть на последующих этапах проектирования: при детализации рабочей документации или в процессе самого строительства вследствие уточнения первоначальных проектных решений либо изменений условий реализации проекта. Норматив резерва выражается в процентах от итоговой стоимости строительства по сводному сметному расчёту (далее – ССР) и составляет от 2% (объекты непромышленного назначения) до 10% (уникальные объекты). Анализ показывает, что действующие в РФ нормативные требования по формированию резерва на непредвиденные работы и затраты ориентированы на стадию проекта с высокой степенью детализации и не обеспечивают полноценной основы для создания универсальной методики, которая позволяла бы последовательно оценивать стоимость объекта капитального строительства на протяжении всего его жизненного цикла – от концепции до реализации.

Необходимо также отметить, что единых отраслевых стандартов нормирования РНР, разработанных каким-либо негосударственным профессиональным обществом экспертов и принятых большинством участников рынка (аналог AACEI), не существует. Каждая нефтегазовая компания разрабатывает и применяет для задач внутреннего планирования собственные подходы к расчёту РНР, которые, как правило, являются коммерческой тайной.

Материалы и методы

На основе экспертизы в сфере оценки проектов нефтегазовой отрасли компания Ingenix Group создала авторскую методологию расчёта РНР для объектов обустройства месторождений [1].

Анализ сильных и слабых сторон сложившейся международной и российской практики позволил специалистам Ingenix Group сформировать

¹ Программное обеспечение для оценки затрат Ingenix Cost Manager

² ISO 9000:2015 Quality management systems — Fundamentals and vocabulary.

³ Cost Estimating Guide DOE G 413.3-21A

⁴ Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 04.08.2020 N 421/пр (ред. от 23.01.2025 г.) «Об утверждении Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации»

ровать подход, в котором размер PNP определяется двумя ключевыми факторами:

- степенью готовности проектной документации для отдельного объекта капитального строительства;
- уровнем технологической сложности объекта.

Для вычисления конкретных значений резерва были учтены, в частности, указания из Руководства DoE, соотнесённые с классами точности методологии AACEI, но скорректированные с учётом российской специфики. Кроме того, опираясь на практический опыт, эксперты компании установили соответствие между классами точности AACEI и стадиями проектирования, принятыми в России (табл. 1).

Помимо этого, специалисты Ingenix Group, опираясь на внутреннюю базу данных по стоимости аналогичных проектов и принятую в неф-

тегазовом строительстве классификацию, провели категоризацию объектов обустройства месторождений по уровню сложности. Основным принцип заключается в том, что рост количества технологических модулей и связей между ними напрямую повышает сложность проектирования и возведения объекта.

Для определения величины резерва на непредвиденные расходы все объекты были классифицированы экспертами на три группы: простые, средней сложности и сложные.

К простым относятся проекты, в основе которых лежат типовые решения и которые включают ограниченное число технологических компонентов (блоков). Степень сложности возрастает пропорционально уникальности объекта, увеличению состава технологических элементов и усложнению системы взаимосвязей между ними (табл. 2).

Таблица 1. Соответствие этапов реализации проектов AACEI и российских этапов планирования строительства
Table 1. Correspondence Between AACEI Project Execution Stages and Russian Construction Planning Stages

Российские стадии проектирования Russian Design Stage	Классы точности AACEI AACEI Accuracy Class	Ожидаемый диапазон точности AACEI Expected AACEI Accuracy Range
ТЭО. Основные технические решения Feasibility Study. Key Technical Solutions	Класс 5 Class 5	Верхняя граница: +30% до +100% Upper bound: +30% to +100%
Проектная документация Design Documentation	Класс 4 Class 4	Нижняя граница: -15% до -30% Верхняя граница: +20% до +50% Lower bound: -15% to -30% Upper bound: +20% to +50%
Рабочая документация и ССР Working Documentation and Construction & Installation Works (CIW)	Класс 3 Class 3	Нижняя граница: -10% до -20% Верхняя граница: +10% до +30% Lower bound: -10% to -20% Upper bound: +10% to +30%
Проведение тендеров и заключение договоров Tendering and Contracting	Класс 2 Class 2	Нижняя граница: -5% до -15% Верхняя граница: +5% до +20% Lower bound: -5% to -15% Upper bound: +5% to +20%
Анализ план-факта построенных объектов Post-construction Plan vs. Actual Analysis	Класс 1 Class 1	Нижняя граница: -3% до -10% Верхняя граница: +3% до +15% Lower bound: -3% to -10% Upper bound: +3% to +15%

ТЭО / FS – технико-экономическая оценка / Feasibility Study

Таблица 2. Классы сложности объектов нефтегазового строительства [4]
Table 2. Complexity Classes of Oil and Gas Construction Facilities [4]

Класс сложности согласно Ingenix Group Complexity Class according to Ingenix Group	Тип объекта обустройства Type of Development Facility	Классификатор Classifier	Количество технологических блоков (элементов системы), ед. Number of Process Blocks (System Elements), units	Методика оценки стоимости строительства Construction Cost Estimation Method
Простые Simple	ПКС GGS	ПКС нефтяных скважин, ПКС газовых скважин Oil well GGS, Gas well GGS	8–10	Стоимостная модель Cost model
	Трубопроводы Pipelines	Нефтегазосборные, газосборные, внешнего транспорта, водоводы Oil gathering, Gas gathering, External transport, Water pipelines	2–4	
	ВЛ OHL	ВЛ, КЛ OHL, CL	8–10	
	Автомобильные дороги Roads		5–13	
	Объекты непромышленного назначения Non-production Facilities	ВЖК, БПО AC, PCB	20–30	

Класс сложности согласно Ingenix Group Complexity Class according to Ingenix Group	Тип объекта обустройства Type of Development Facility	Классификатор Classifier	Количество технологических блоков (элементов системы), ед. Number of Process Blocks (System Elements), units	Методика оценки стоимости строительства Construction Cost Estimation Method
Средней сложности Medium	Объекты основного производства (частично, в основном блочное строительство) Main Production Facilities (partially, mostly block construction)	ПСП, НПС, МФНС, БКНС UCP, OPS, MFPS, BCPS	20–30	Пересчёт по структурированным объектам-аналогам Recalculation based on structured analogous facilities
	Энергоцентры Power Centers	ГПЭС, ГТЭС, ДЭС GPES, GTES, DES	20–30	
Сложные Complex	Объекты основного производства (частично) Main Production Facilities (partially)	ЦПС, УПН, УКПГ, КС, ДКС, УПГ, УСК, ДНС с УПСВ CPC, OPU, GPU, CS, BCS, GTU, CCU, BPS with WFTU	более 30 more than 30	

ПКС / GGS – площадки кустов скважин / Gathering and Gas Station; ВЛ / OHL – воздушная линия электропередачи / Overhead Power Line; КЛ / CL – кабельная линия / Cable Line; ВЖК / AC – вахтовый жилой комплекс / Accommodation Camp; БПО / PCB – база производственного обслуживания / Production Service Base; ПСП / UCP – приемо-сдаточный пункт / Underground Collection Point; НПС / OPS – нефтеперекачивающая станция / Oil Pumping Station; МФНС / MFPS – мультифазная насосная станция / Multiphase Pump Station; БКНС / BCPS – блочная кустовая насосная станция / Block-Compressing Pump Station; ГПЭС / GPES – газопоршневая электростанция / Gas Piston Electric Station; ГТЭС / GTES – газотурбинная электростанция / Gas Turbine Electric Station; ДЭС / DES – дизельная электростанция / Diesel Electric Station; ЦПС / CPC – центральный пункт сбора / Central Processing Station; УПН / OPU – установка подготовки нефти / Oil Preparation Unit; УКПГ / GPU – установка комплексной подготовки газа / Gas Processing Unit; КС / CS – компрессорная станция / Compressor Station; ДКС / BCS – дожимная компрессорная станция / Booster Compressor Station; УПГ / GTU – установка подготовки газа / Gas Treatment Unit; УСК / CCU – установка стабилизации конденсата / Condensate Collection Unit; ДНС / BPS – дожимная насосная станция / Booster Pumping Station; УПСВ / WFTU – установка предварительного сброса воды / Well Fluid Treatment Unit.

Таблица 3. Оценка резерва на непредвиденные расходы по объектам капитального строительства согласно методике Ingenix Group, %

Table 3. Assessment of the Management Reserve for Contingencies by Capital Construction Facilities According to the Ingenix Group Methodology, %

Стадия реализации Project Stage	ТЭО FS	Проектная документация Design Documentation	Рабочая документация Detailed Design	Тендер / договор Tender / Contract
Класс оценки согласно ААСЕИ AAEI Accuracy Class	5	4	3	2
Класс сложности согласно Ingenix Group: Complexity Class according to Ingenix Group:				
Простые Simple	25	12	10	5
Средней сложности Medium	30	15	12	10
Сложные Complex	40	20	15	10

В табл. 3 представлен диапазон величины рекомендуемого РНР для каждого типа объекта [1], который зависит от стадии реализации и сложности объекта.

Результаты и обсуждение

Для сокращения времени на оценку РНР и унификации применяемых подходов для всех оцениваемых проектов был разработан автоматизированный модуль расчёта РНР на базе программного комплекса Ingenix Cost Manager® [2, 3], включающий следующие элементы:

– классификаторы типов объектов обустройства нефтегазовых месторождений. На основе этих классификаторов автоматически определяется уровень сложности объектов;

– многоуровневая база данных затрат объектов обустройства с разбивкой по видам затрат (строительно-монтажные работы (далее – СМР), оборудование, прочие затраты). При этом обеспечивается полнота затрат по их составу в рамках каждого из объектов.

Нормативный процент для расчёта РНР, таким образом, применяется к полной стоимости строительства объекта (рис. 1), включая:

– СМР (в т.ч. прочие затраты подрядчика, включая непредвиденные затраты в размере около 3% согласно Методике);

– оборудование (в т.ч. складские расходы и расходы на транспортировку),

– прочие затраты, не входящие в СМР (затраты заказчика, включая затраты на проектно-исследовательские работы, содержание служб заказчика-застройщика и авторский надзор).

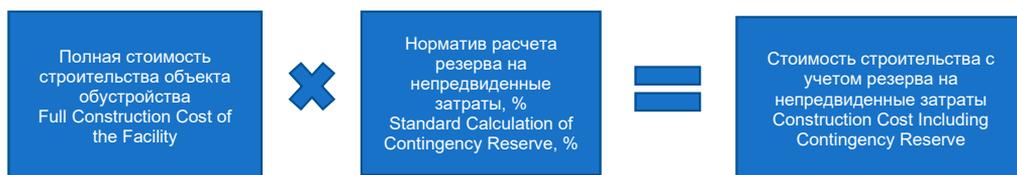


Рисунок 1. Блок-схема расчёта РНР
Figure 1. Flowchart for Calculating the MRC

Наименование	Классификатор объекта
Расширение УКПГ	УКПГ
Расширение УПН AL	УПН
Расширение НВТ AL	НПС
МФНС на U4	МФНС
МФНС на VP	МФНС
КС AL	КС
Расширение ЦПС SN	УПН
МФНС на L 16	МФНС
УПНна Е 1 с АБК и БПО	УПН
НВТ Е 1	НПС

Рисунок 2. Пример классификаторов объектов в программном комплексе
Figure 2. Example of Facility Classifiers in the Software Suite

Пошагово принцип работы автоматизированного модуля можно представить следующим образом:

1. Шаг 1. Определение сложности объекта.

В первую очередь, происходит определение сложности объекта строительства по классификатору объектов обустройства Ingenix Group (рис. 2).

2. Шаг 2. Определение стадии проектирования / планирования объекта.

Стадия проектирования / планирования объекта обустройства задаётся вручную пользователем в соответствии с методологией, описанной в табл. 1. Пользователь должен выбрать актуальный этап оценки, на котором находится проект из следующего выпадающего списка:

- ТЭО или основные технологические решения;
- готова проектная документация;
- готова рабочая документация;
- заключён / согласован договор:
- на СМР;
- на поставку оборудования длительного цикла изготовления (далее – ОДЦИ).

3. Шаг 3. Расчёт РНР.

3.1. Расчёт резерва по объекту

Процент для расчёта РНР применяется к полной стоимости строительства объекта (табл. 5). При этом в одном проекте могут быть объекты, которые находятся на разных этапах проектирования. Например, может сложиться ситуация, при которой на нефтепровод уже есть рабочая документация, а на УПН подготовлена проектная документация.

Даже в рамках одного объекта на поздних стадиях реализации для разных видов затрат стадии могут отличаться, например, для оборудования и СМР, когда договор на ОДЦИ уже заключен, а договор подряда на СМР еще нет. В этом случае снижается РНР именно для стоимости оборудования. Более подробно о методике можно прочитать в статье, посвященной РНР [1].

3.2. Расчёт резерва по проекту

Общий РНР по проекту получается путём суммирования рекомендуемых РНР по всем объектам.

Управленческий резерв должен отображаться в стоимости отдельной строкой для каждого объекта.

Далее, данные по стоимости объектов с учётом РНР поступают в модуль календарно-сетевого планирования для распределения затрат во времени и формирования профилей затрат на строительство по годам.

Пример оценки величины РНР на реальном проекте с помощью автоматизированного модуля расчёта РНР

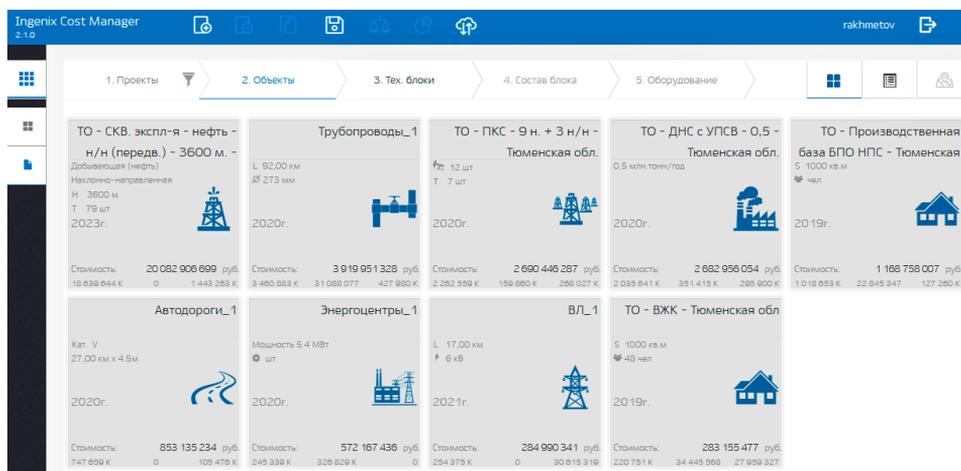
Рассмотрим пример расчёта РНР для небольшого нефтяного проекта «Н» с общими капитальными затратами 32,5 млрд руб. (рис. 3).

Для стадии ТЭО (рис. 4) общий нормативный процент РНР, согласно методике Ingenix Group, составляет 29%, при этом для сложных объектов (например, ДНС) нормативный резерв составляет 40%, а для простых (например,

ВЖК) – 25%. Общая стоимость строительства с учётом резерва составляет 42,1 млрд руб.

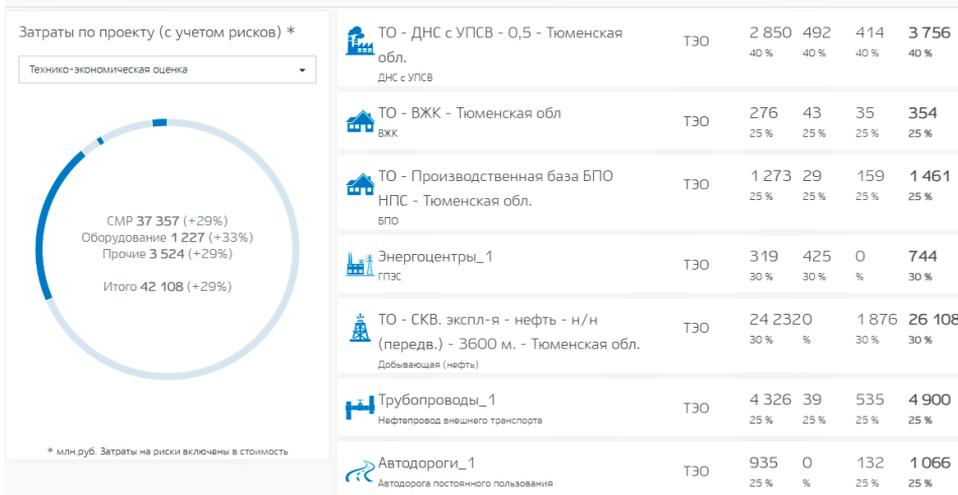
Когда часть объектов переходит на стадию «Проектная документация» или «Рабочая документация» (рис. 5) общий нормативный процент для РНР по методике Ingenix Group снизился до 9%, при этом для сложных объектов (например, ДНС) нормативный резерв составляет 15%, а для простых (например, ВЖК) – 6% с учетом наличия договора на СМР. Общая стоимость строительства с учётом резерва составляет 35,6 млрд руб.

Однако следует заметить, что в каждом конкретном случае окончательная величина нормативного процента для расчёта РНР будет зависеть от соотношения сложных и простых объектов внутри проекта.



**Рисунок 3. Набор объектов обустройства для проекта «Н»
Figure 3. Set of Development Facilities for Project «N»**

Модуль управления рисками



**Рисунок 4. Оценка РНР для проекта «Н» для стадии «ТЭО»
Figure 4. Assessment of the MRC for Project «N» at the FS Stage**

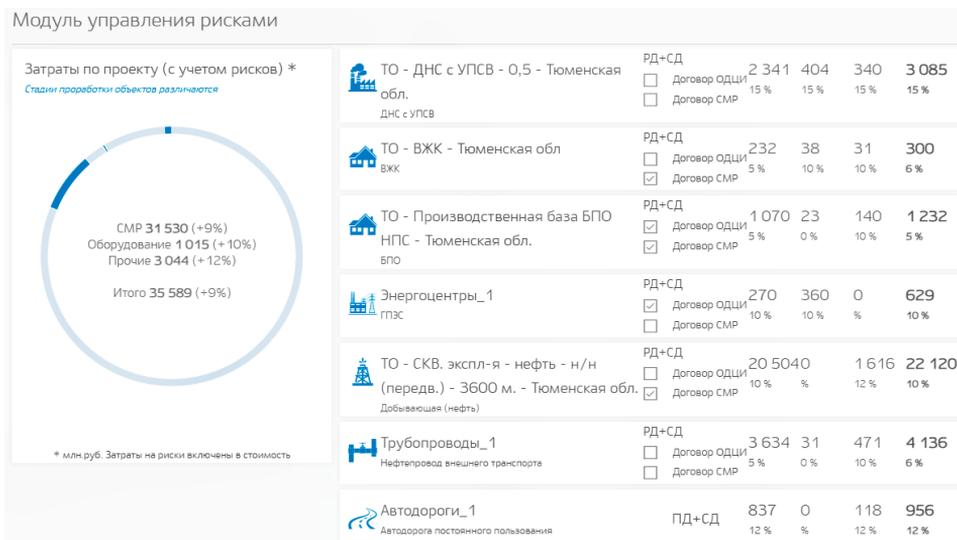


Рисунок 5. Оценка РНР для проекта «Н» для стадии «Рабочая документация»
Figure 5. Assessment of the MRC for Project «N» at the Detailed Design Stage

Заключение

Предложенная авторами в 2022 г. методика по оценке величины РНР на пообъектной основе с учётом стадии проектирования и сложности объекта хорошо показала себя в реализованных проектах по оценке нефтегазовых активов, в связи с чем было принято решение создать ИТ-инструмент для автоматизации расчётов РНР.

В составе собственного программного комплекса по оценке затрат и анализу эффективности инвестиций Ingenix Cost Manager® был разработан автоматизированный модуль расчёта РНР (модуль управления рисками), поддерживающий разработанную в Ingenix Group мето-

дику. Модуль управления рисками позволяет унифицировать подходы для всех оцениваемых объектов / проектов и сократить время на оценку РНР.

В рамках совершенствования предложенного подхода планируется: интеграция модуля РНР с системами календарно-сетового планирования и финансового мониторинга для обеспечения сквозного контроля затрат на всех этапах жизненного цикла проекта.

Полученные результаты рекомендуется применять консалтинговым, финансовым и нефтегазовым компаниям для оценки РНР на всех стадиях развития проекта.

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: Чижиков С.В. – формирование концепции методики; Дубовицкая Е.А. – разработка методики; Ахметов Р.Н. – анализ исходных данных; Кадырова С.Д. – литературный обзор, формирование 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: Sergey V. Chizhikov – development of the methodology concept; Yekaterina A. Dubovitskaya – methodology development; Rustem N. Akhmetov – analysis of source data; Satya Dzh. Kadyrova – literature review, manuscript preparation and editing.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ахметов Р.Н., Пушкина Н.О. Теория и практика оценки резерва на непредвиденные расходы при планировании обустройства нефтегазовых проектов с учетом стадии и сложности объектов // Нефтяное хозяйство. 2022. №6. С. 82–86. doi: [10.24887/0028-2448-2020-6-82-86](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-82-86).
2. Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Пащенко А.Д. Проблемы оценки затрат на строительство нефтегазовых объектов в России и пути их решения // Нефтяное хозяйство. 2013. №9. С. 92–95.
3. Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А. Анализ эффективности технико-экономического моделирования на этапе предпроектной оценки капитальных вложений в нефтегазовой отрасли // Нефтяное хозяйство. 2021. №4. С. 10–16. doi: [10.24887/0028-2448-2021-4-10-16](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-10-16).
4. Кохановский В. А., Сергеева М.Х., Комахидзе М.Г. Оценка сложности систем // Вестник ДГТУ. 2012. №4 (65). С. 22–26.

REFERENCES

1. Chizhikov SV, Dubovitskaya EA, Akhmetov RN, Pushkina RO. Assessment of contingency CAPEX for construction of oil and gas facilities depending on their stage and complexity: theory and practice. *Oil Industry*. 2022;6:82–86. doi: [10.24887/0028-2448-2020-6-82-86](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-82-86).
2. Chizhikov SV, Dubovitskaya EA, Pashchenko AD. Problems and proposed solutions for oil and gas projects cost estimation in Russia. *Oil Industry*. 2013;9:92–95.
3. Chizhikov SV, Dubovitskaya EA. Pre-FEED CAPEX evaluation in oil&gas upstream: analyzing effectiveness of integrated technical and economic modelling approach. *Oil Industry*. 2021;4:10–16. doi: [10.24887/0028-2448-2021-4-10-16](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-10-16).
4. Kokhanovskyi VA, Sergeeva MK, Komakhidze MG. System Complexity Index. *Advanced Engineering Research (Rostov-on-Don)*. 2012;4(65):22–26.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Чижиков Сергей Витальевич**ORCID [0009-0004-3662-7216](https://orcid.org/0009-0004-3662-7216)e-mail: s.chizhikov@ingenix-group.ru.***Дубовицкая Екатерина Алексеевна**

PhD

ORCID [0009-0000-7303-7750](https://orcid.org/0009-0000-7303-7750)e-mail: e.dubovitskaya@ingenix-group.ru.**Ахметов Рустем Наилевич**ORCID [0009-0003-1981-2375](https://orcid.org/0009-0003-1981-2375)e-mail: r.akhmetov@ingenix-group.ru.**Кадырова Сатя Джалоловна**ORCID [0009-0008-0628-0206](https://orcid.org/0009-0008-0628-0206)e-mail: s.kadyrova@ingenix-group.ru.**AUTHORS' INFO****Sergey V. Chizhikov**ORCID [0009-0004-3662-7216](https://orcid.org/0009-0004-3662-7216)e-mail: s.chizhikov@ingenix-group.ru.***Yekaterina A. Dubovitskaya**

PhD

ORCID [0009-0000-7303-7750](https://orcid.org/0009-0000-7303-7750)e-mail: e.dubovitskaya@ingenix-group.ru.**Rustem N. Akhmetov**ORCID [0009-0003-1981-2375](https://orcid.org/0009-0003-1981-2375)e-mail: r.akhmetov@ingenix-group.ru.**Satya Dzh. Kadyrova**ORCID [0009-0008-0628-0206](https://orcid.org/0009-0008-0628-0206)e-mail: s.kadyrova@ingenix-group.ru.

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author

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

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организации без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица

2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в неотредактированном формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/referencess_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при

необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задаётся прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/

Corresponding author» («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gntii.ru/>

be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “**”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment –

on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3) ...; a), b), c) ...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver)

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”, АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ” is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold.

An asterisk (“*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “*Corresponding author” (“*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда *.doc, *.docx, *.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. ӘОЖ¹, ФТАХР², басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация

мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Әрбір дереккөз жұмыс мәтнінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде МЕМСТ Р 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – АМА (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда

басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 31.03.2026 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Пчела-РV»
140000, г. Аксу, ул. Пушкина д.4. Тел.: +7 708 001 84 06. p4ela_pvl@mail.ru