

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

Scientific and Practical Journal

KAZAKHSTAN JOURNAL FOR

OIL & GAS INDUSTRY

Научно-практический журнал

ВЕСТНИК

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Ғылыми-практикалық журнал

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ

САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

Volume 7(1), 2025

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 7, № 1 (2025)

Астана 2025

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

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 7, № 1 (2025)

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

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

Члены редколлегии

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

Ответственный секретарь

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

тел. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

Нугманов Б.Х., Алексеева Е.В.

Фациальная изменчивость отложений в юрской продуктивной толще месторождения Бурмаша 8

Кереев А.Б., Алдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С.

Моделирование трещиноватости карбонатного резервуара на примере месторождения Восточный Урихтау 19

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сексенбай М.Ж., Дарибаев Ю.А.

Меры по устранению осложнений при эксплуатации Амангельдинского газоконденсатного месторождения 34

Таджибаев М.О., Баямирова Р.У., Тогашева А.Р.

Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень 42

Ерлепесов М.У., Ермеков А.А., Амиров С.К.

Алгоритм определения массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин в специализированном программном обеспечении 54

Юсубалиев Р.А., Туленбаева Б.Р., Кыныс А.Б.

Анализ применения проппантного ГРП при освоении газоконденсатных месторождений со слабо проницаемыми коллекторами нижневизейских и серпуховских отложений 66

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж.

Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты 79

Хорамиян Р., Пурафшари П., Рирази М.

Роль капиллярного гистерезиса в повышении эффективности улавливания и стабильности хранения CO₂ 91

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Осьминин С.А., Рахманкулова З.Н., Исин К.А.

Цифровой помощник (ЦДНГ). Программный модуль информационной системы ABAI 100

ЭКОНОМИКА

Джакиев А.М., Абдыхалыков К.А.

Возможности и проблемы для совместных предприятий в мире SHIVA: применимость к Казахстану 115

Требования к статьям научно-практического журнала

«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 127

Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 17609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

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

Members of the editorial board

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

Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

Building 8, Dinmukhamed
Konayev Str., Astana

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

e-mail: vestnik@kmg.e.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Contents

Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry	3
---	---

GEOLOGY

Nugmanov B.Kh, Alexeyeva Ye.V.

Facies variability of sediments in the Jurassic productive strata of the Burmasha oilfield	9
--	---

Kereyev A.B., Aldebek A.Ye., Bondaruk V.V., Mardanov A.S.

Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir: A Case Study of the East Urikhtau Field	20
---	----

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Daribayev Yu.A., Seksenbay M.Zh.

Measures for Mitigating Operational Complications at the Amangeldy Gas Condensate Field	33
---	----

Tadzhibayev M.O., Bayamirova R.U., Togasheva A.R.

Development of an Integrated Approach to Assessing the Localization of the Residual Remaining Recoverable Oil Reserves to Enhance the Effectiveness of Geological and Technical Measures at the Uzen Field	43
--	----

Yerlepessov M.U., Yermekov A.A., Amirov S.K.

Algorithm for determining the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells in specialized software	55
--	----

Yussubaliyev R.A., Tulenbayeva B.R., Konys A.B.

Analysis of the Application of Proppant Hydraulic Fracturing in the Development of Gas Condensate Fields with Low Permeable Reservoirs of the C ₁ V ₁ and C ₁ SR Deposits	67
--	----

PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

Dukessova N.K., Kunzharikova K.M., Bissikenova L.M., Bektas G.Zh.

PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results	80
--	----

Khoramian R., Pourafshary P., Riazi M.

The role of Capillary Hysteresis in Enhancing CO ₂ Trapping Efficiency and Storage Stability	90
---	----

DIGITAL TECHNOLOGIES

Osminin S.A., Rakhmankulova Z.N., Issin K.A.

Digital Assistant (OGPU). Software module of the ABAI information system	101
--	-----

ECONOMY

Jakiyev A.M., Abdykhalykov K.A.

Opportunities and Challenges for Joint Ventures in the SHIVA World: Applicability to Kazakhstan	114
---	-----

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice	129
--	-----

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

7 том, № 1 (2025)

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

Құрылтайшы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор

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

Редакциялық алқа мүшелері

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

Атқарушы хатшы

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

Почталық мекенжайы:

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы4

ГЕОЛОГИЯ

Нұрманов Б.Х., Алексеева Е.В.

Бурмаша кен орнының өнімді қалыңдығындағы юралық
шөгінділердің фациальды өзгергіштігі10

Кереев А.Б., Әлдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С.

Шығыс Өріктау кен орнының мысалында карбонатты
резервуардың жарықшақтылығын модельдеу21

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Сексенбай М.Ж., Дәрібаев Ю.Ө.

Амангелді гакоңденсатты кен орнын пайдалану кезіндегі
шиеленістерді жою шаралары32

Тәжібаев М.О., Баямирова Р.У., Тоғашева А.Р.

Өзен кен орнында геологиялық-техникалық шаралардың
тиімділігін арттыру мақсатында қалдық алынатын мұнай
қорларының орналасуын бағалаудың интеграцияланған
тәсілін әзірлеу44

Ерлеспесов М.У., Ермеков А.А., Әміров С.К.

Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудегі
бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің
құрғақтығын және массалық шығынын анықтау алгоритмі56

Юсубалиев Р.А., Туленбаева Б.Р., Қоныс А.Б.

Төменгі визиялық және серпұхов шөгінділерінің өткізгіштігі
төмен коллекторлары бар газ конденсатты кен орындарын
игеру кезінде проппантты ҚГЖ қолдануды талдау68

ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

**Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Бисикенова Л.М.,
Бектас Г.Ж.**

PVT деректерін бағалау және геохимиялық фингерпринтинг:
тәсілдер мен нәтижелер.....81

Хорамиян Р., Пурафшари П., Рирази М.

Капиллярлық гистерезистің CO₂ тұту тиімділігі мен сақтау
тұрақтылығын арттырудағы рөлі92

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Осьминин С.А., Рахманқұлова З.Н., Исин К.А.

Сандық көмекші (МГӨЦ). АВАІ ақпараттық жүйесінің
бағдарламалық модулі102

ЭКОНОМИКА

Жакиев А.М., Әбдіқалықов К.А.

SHIVA әлеміндегі бірлескен кәсіпорындар үшін мүмкіндіктер
мен проблемалар: Қазақстанға қолданылуы116

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар131

УДК 551.435.172; 550.8.056

МРНТИ 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Получена: 23.05.2024.

Одобрена: 28.01.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Фациальная изменчивость отложений в юрской продуктивной толще месторождения Бурмаша

Б.Х. Нугманов, Е.В. Алексеева

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Основой разработки месторождения и обоснования коэффициентов извлечения нефти является точная геологическая модель. Достоверность геологической модели зависит от особенностей строения залежи месторождения. Трудности при построении модели возникают из-за высокой литолого-фациальной изменчивости пород. В статье рассмотрены особенности строения горизонта Ю-IX байосского яруса средней юры нефтяного месторождения Бурмаша с учётом новых данных сейсмики методом общих глубинных точек 3D (далее – МОГТ 3D) и данных бурения скважин.

Цель. Представление новой геологической модели продуктивной залежи месторождения Бурмаша по данным сейсморазведки МОГТ 3D и данным бурения, а также определение условий осадконакопления в период формирования залежи.

Материалы и методы. В научной работе использованы новые данные интерпретации сейсморазведки МОГТ 3D. Были проанализированы срезы атрибутов eXchroma, спектральной декомпозиции, RMS и Vp/Vs в пределах продуктивного горизонта, а также данные бурения всего фонда скважин месторождения.

Результаты. В результате проведённой работы были уточнены границы палеорусловых отложений продуктивного горизонта и определены условия осадконакопления продуктивной залежи. Полученные данные показывают важность применения современных методов геологоразведки для представления достоверной геологической модели.

Заключение. Результаты проведенной работы позволяют более точно представить геологическое строение, оценить запасы углеводородного сырья, а также дают возможность дальнейшего планирования рациональной системы разработки месторождения. Это позволит повысить эффективность добычи, снизить риск вскрытия заглинизированной части разреза, а также размещать точки новых скважин в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами.

Ключевые слова: структура, сейсмика, сейсморазведка, горизонт, песчаное «тело», разлом.

Как цитировать:

Нугманов Б.Х., Алексеева Е.В. Фациальная изменчивость отложений в юрской продуктивной толще месторождения Бурмаша // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 8–18.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

UDC 551.435.172; 550.8.056

CSCSTI 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Received: 23.05.2024.

Accepted: 28.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Facies variability of sediments in the Jurassic productive strata of the Burmasha oilfield

Bekbolat Kh. Nugmanov, Yekaterina V. Alexeyeva

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The foundation for field development and the justification of oil recovery factors relies on a precise geological model. The reliability of this geological model depends on the specific characteristics of the deposit structure. Challenges in constructing the model arise from the significant lithological and facies variability of rocks. This article examines the structural features of the Yu-IX horizon of the Middle Jurassic Bajocian Stage of the Burmasha oilfield, incorporating new seismic data using the 3D common depth point (3D CDP) method and well drilling data.

Aim: Presentation of a new geological model of the productive strata of the Burmasha oilfield based on the 3D CDP and drilling data, and determination of sedimentation conditions during the deposit formation.

Materials and methods: The study applies new data from the interpretation of the 3D CDP seismic survey. It analyzes cross slices of the eXchroma attributes, spectral decomposition (SD), RMC and Vp/Vs within the productive horizon, as well as drilling data from the entire well stock of the field.

Results: The study results in the clarification of the boundaries of paleorusic deposits of the productive horizon and the determination of the sedimentation conditions in the productive strata. The data obtained show the importance of using modern exploration methods to provide a reliable geological model.

Conclusion: The findings of this study provide a more accurate representation of the geological structure, estimate the reserves of hydrocarbon raw materials (hereinafter HRM), and enable further planning of a efficient system for the field development. All this will enhance the efficiency of hydrocarbon production, mitigate the risk of penetrating the clay-rich sections, and enable strategically position of new wells in areas with beneficial reservoir properties.

Keywords: *structure; seismics; seismic exploration; horizon; sandy "body"; fault.*

To cite this article:

Nugmanov BK, Alexeyeva YV. Facies variability of sediments in the Jurassic productive strata of the Burmasha oilfield. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2025;7(1):8–18. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

ӨОЖ 551.435.172; 550.8.056

FTAXP 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Қабылданды: 23.05.2024.

Мақұлданды: 28.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Бурмаша кен орнының өнімді қалыңдығындағы юралық шөгінділердің фациальды өзгергіштігі

Б.Х. Нұғманов, Е.В. Алексеева

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Кен орнын игерудің және мұнай алу коэффициенттерін негіздеудің бастауы дәл геологиялық модель болып табылады. Геологиялық модельдің сенімділігі кен орнының құрылымының ерекшеліктеріне байланысты. Модельді құрудағы қиындықтар жыныстардың литологиялық-фациальды өзгергіштігінің жоғары болуына байланысты туындайды. Мақалада 3D жалпы тереңдік нүктелерінің әдісімен (бұдан әрі – ЖТНӨ 3D) сеймиканың жаңа деректерін және ұңғымаларды бұрғылау деректерін ескере отырып, Бурмаша мұнай кен орнының орта юрадағы Ю-IX байос деңгейіндегі көкжиек құрылымының ерекшеліктері қарастырылған.

Мақсаты. ЖТНӨ 3D сейсмикалық барлау деректері мен бұрғылау деректері бойынша Бурмаша кен орнының өнімді кен орнының жаңа геологиялық моделін ұсыну, сондай-ақ кен орнын қалыптастыру кезеңінде шөгінділердің жиналу жағдайларын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Ғылыми жұмыста ЖТНӨ 3D сейсмикалық барлауды интерпретациялаудың жаңа деректері пайдаланылды. Өнімді горизонт шегінде eXchroma, спектрлік ыдырау, RMS және Vp/Vs атрибуттарының бөлімдері, сондай-ақ кен орнының бүкіл ұңғымалар қорының бұрғылау деректері талданды.

Нәтижелері. Жүргізілген жұмыс нәтижесінде өнімді горизонттың палеоруслды шөгінділерінің шекаралары нақтыланды және өнімді кен орнының шөгу жағдайлары анықталды. Алынған мәліметтер сенімді геологиялық модельді ұсыну үшін заманауи геологиялық барлау әдістерін қолданудың маңыздылығын көрсетеді.

Қорытынды. Жүргізілген жұмыстың нәтижелері геологиялық құрылымды дәлірек көрсетуге, көмірсутек шикізатының қорларын бағалауға мүмкіндік береді, сондай-ақ кен орнын игерудің ұтымды жүйесін одан әрі жоспарлауға мүмкіндік береді. Мұның бәрі өндірістің тиімділігін арттыруға, кесудің сазданған бөлігін ашу қаупін азайтуға, сондай-ақ коллекторлық қасиеттері жақсартылған аймақтарда жаңа ұңғымалардың нүктелерін орналастыруға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: құрылым, сейсмикалық, сейсмикалық барлау, горизонт, құмды «дене», жарылыс.

Дәйексөз келтіру үшін:

Нұғманов Б.Х., Алексеева Е.В. Бурмаша кен орнының өнімді қалыңдығындағы юралық шөгінділердің фациальды өзгергіштігі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 8–18 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

Введение

Эффективность поиска, разведки, подсчёта или пересчёта запасов углеводородного сырья, а также разработки месторождения во многом определяется точной геологической моделью. В свою очередь, качество построенной геологической модели зависит от геометрии залежи месторождения. Трудности при построении модели возникают из-за высокой литолого-фациальной изменчивости.

В статье представлены особенности строения нефтяного месторождения Бурмаша, расположенного на территории Мангистауской области Казахстана. Бурмаша является одним из небольших месторождений по запасам нефти. Нефтеносность была установлена в 1975 г., когда в разведочной скважине 3 был получен фонтан нефти из горизонта Ю-IX.

Впервые площадь Бурмаша выявлена в 1965 г. по результатам сейсморазведки на площади Южный Карасыз-Таспас способом плоского фронта [1], и отмечено её сложное строение. Позднее в 1993–1994 гг. выполнены детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площади Восточный Жетыбай – юг Карамандыбаса, что позволило значительно уточнить строение площади Бурмаша.

Последний пересчёт запасов с представленной геологической моделью был выполнен в 2009 г. В декабре 2019 г. на месторождении были проведены полевые сейсморазведочные работы новым МОГТ 3D площадью 31,2 км² [2].

С целью изучения геологического строения по новым данным сейсмики и бурения был прослежен горизонт Ю-IX, являющийся продуктивным на изучаемой площади.

В пределах горного отвода месторождения вскрыто 22 скважинами, из которых 3 поисковых, 2 разведочных, 1 оценочная и 16 эксплуатационных. В пределах контура нефтеносности залежи продуктивного горизонта (далее – ПГ) насчитывается 19 скважин.

В 1975–1979 гг. керн отобрали по 5 скважинам (1–3, 6 и 7), а после последнего подсчёта запасов из скважин 12, 122 и 123. Результаты по новым данным керна показаны в табл. 1.

По материалам обработки и интерпретации полученных сейсмических данных проводилась корреляция отражающих горизонтов (далее – ОГ), и были построены структурные карты по целевым 8 ОГ в отложениях мезозоя и палеозоя: IIa (подшва альбских отложений), III1 (подшва готерива), III (кровля юрских отложений), IV (сейсмический репер в отложениях оксфорда), Ю-IX (кровля байосский ярус), V1 (подшва юрских отложений) (рис. 1), V3 (репер в низах оленекских отложений триаса), VI (предположительно размытая поверхность палеозойских отложений).

Продуктивным является горизонт Ю-IX. На рис. 1 перепад глубин изучаемого горизонта

составляет от 1000 м в северо-восточной части участка и до 1790 м в северо-западной части. Горизонт имеет унаследованное тектоническое строение с моноклинальным погружением антиклинального поднятия в юго-западном направлении с углом падения пород, в среднем составляющим около 10°.

При сокращении глубины залегания пород в структурном плане происходит постепенное выполаживание горизонта. На севере изученного работами МОГТ 3D участка частично наблюдается надвинутая часть регионального Беке-Башкудукского разлома F1. Севернее были выделены три малоамплитудных (около 5 м) тектонических разрывных нарушения субширотного простирания f_1 , f_2 и f_3 , (рис. 1). Разломы прослеживаются с подошвы юрских отложений, ограничивающих поднятие в исследуемом горизонте с юго-восточного, южного и северного направлений. С юго-востока поднятие осложнено тектоническим нарушением f_1 .

Материалы и методы

Для изучения фациальной изменчивости отложений юрской продуктивной толщины месторождения Бурмаша использовались современные методы геофизического анализа и интерпретации данных, а именно:

1. Сейсморазведка МОГТ 3D. Данные были собраны с помощью высококачественных сейсмических датчиков, обеспечивающих детальную запись отраженных сигналов от различных геологических слоёв.

2. Данные бурения. Важным компонентом исследования стали данные бурения скважин, материалы геофизических исследований скважин (далее – ГИС), исследования кернового материала, которые были собраны за весь период разработки месторождения.

3. Интеграция данных. Для достижения более полной картины фациальной изменчивости все полученные данные были интегрированы в единую геоинформационную систему. Построены карты по кровле коллектора, карты эффективных толщин. Это позволило провести комплексный анализ и сопоставить результаты сейсмической интерпретации с данными бурения, что в свою очередь дало возможность выявить закономерности и тенденции в распределении фаций в юрской продуктивной толще.

4. Статистический анализ. Для обработки полученных данных был применён статистический анализ, который включал корреляционные исследования и кластерный анализ. Были построены корреляционные схемы. Это позволило выделить группы схожих по характеристикам участков и определить ключевые факторы, влияющие на фациальную изменчивость.

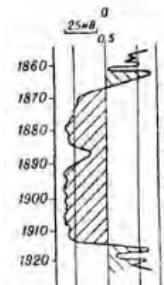
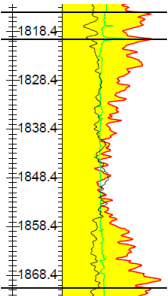
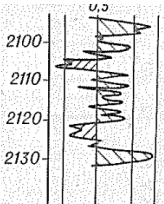
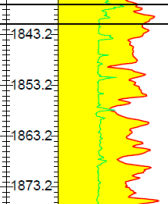
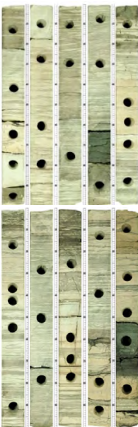
Фациальная характеристика ПГ Ю-IX в пределах участка Бурмаша

Площадь сейсмической съёмки в 4 раза больше самого горного отвода месторождения

Бурмаша, что позволяет достоверно установить геологическое строение залежи и определить характер осадконакопления в период её формирования. В работе был проанализирован срез по атрибуту eXchroma средней части рассматриваемого горизонта, по которому обычно определяются палеоруслa [3].

Удалось установить, что нефтеносность данного горизонта предположительно связана с флювиальным объектом, так называемым песчаным «телом» [4], проходящим через свод структуры, простирающимся далее в юго-восточном направлении и переходящим в возможную часть дельтовой системы.

Таблица 1. Таблица выделенных фаций
Table 1. Table of identified facies

Фация Facies	Субфация Subfacies	Микрофация Microfacies	Электрометрическая модель по В.С. Муромцеву Electrometric model by V.S. Muromtsev	Электрометрическая характеристика Electrometric characteristic	Фото керна Photo of the core	Литологическое описание пород по керну Lithological description of rocks from the core
Аллювиальная / дельтовая равнина (CA) Alluvial/Deltaal plain	Рукавообразные каналы (CA1) Channel deposits	Отложения заброшенного канала (CA1b) Deposits of an abandoned channel				Скважина №123 Глубина 1820–1825 м. Крепкий мелкозернистый песчаник серого цвета, с редкими тонкими глинистыми налётами на плоскости наслоения. Глубина 1825–1835 м. Песчаник среднезернистый, имеются редкие тонкие глинистые налёты на плоскостях наслоения с запахами УВ. Отмечается буроватый оттенок. средней крепости. Well No. 123 Depth 1820–1825 m. Sturdy fine-grained sandstone of grey colour, with rare thin clay deposits on the sheeting plane. Depth 1825–1835 m. Sandstone is medium-grained, with rare thin clay deposits on sheeting planes with HC odours. Brownish tinge is noted. Medium hardness.
	Пойменные / озёрные (CA6) Flood plain facies / Lake facies	С преобладанием глин (CA6b) Clays predominant				Скважина №12 Глубина 1836–1856 м. Переслаивание глин и алевролитов. Алевролит песчанистый, серый, с тонкими слоями глинистого и углистого материала. Слоистость прерывистая и горизонтальная. Глины темно-серые, с прослойками серого алевролита с включениями и фрагментами ОРО. Песчаник мелкозернистый, алевитистый, полимиктовый, серый. Well No. 12 Depth 1836–1856 m. Clay and siltstone interlayering. Siltstone is sandy, of grey color, with thin layers of clayey and carbonaceous material. Layering is discontinuous and horizontal. Clays are dark grey, with interlayers of grey siltstone with the inclusions and fragments of the PRs. Sandstone is fine-grained, silty, polymictic, of grey color.

ОРО / PRs – остатки растительных организмов / plant remains

На рис. 2–3 представлены сопоставление среза по атрибуту eXchroma и карты эффективных толщин продуктивного горизонта, а также скважинных данных в виде корреляционных схем вдоль песчаного «тела» восточного и западного бортов структуры ПГ. На данном срезе атрибута отображаются линейно-вытянутые зоны, относящиеся, возможно, к канальным отложениям флювиального генезиса. Скважины 113 и 108, приведенные на данных рисунках,

при условии относительной близости с позиции местоположения отображают комплексы пород разного типа. Поскольку местоположение скважины 108 обусловлено попаданием на участок с наличием канала, согласно срезам атрибута eXchroma, то и разрез данной скважины отражает ~40-метровое высокопористое песчаное «тело» [4] по отношению к скважине 113, которая в свою очередь не вскрыла породы подобного комплекса в пределах уровня ПГ.

На карте эффективных толщин обозначена область повышенных толщин, относительно выдержанная по ширине, которая уверенно сопоставляется с каналом, выделенным на срезе атрибута.

На корреляционных схемах вдоль песчаного «тела» по линии скважин 103-6-121-108-120-114-7-2 выделяются продуктивные толщины от 20 до 40 м, в то время как в скважинах 112 и 113 пойменной части залежь лишь пласты небольших толщин. На переходной зоне в скважине 122 продуктивные толщины увеличиваются до 15 м, и в скважине 120, вскрывающей песчаное «тело», толщины опять достигают 37 м.

На рис. 4 представлена новая геологическая модель залежи с учётом новых данных сейсмики МОГТ 3D и данных бурения новых 5 эксплуатационных (121–125) и одной оценочной (12) скважин в сравнении с ранее утверждённой моделью 2009 г.

В целом по месторождению Бурмаша суммарные геологические запасы нефти по промышленной категории C_1 увеличились, по сравнению с ранее утверждёнными запасами, на 615 тыс. т, или на +20,6%, а по категории C_2 уменьшились на 403 тыс. т, или на 68,9%. Основной причиной роста запасов нефти категории C_1 является увеличение объёмов нефтенасыщенных пород на 5841 тыс. m^3 и увеличение площади на 540 тыс. m^2 .

Изменение площади и объёмов произошло в результате уточнения строения залежи по материалам интерпретации 3D сейсмики, переинтерпретации геофизических исследований и за счёт уточнения границы песчаного «тела». Увеличение промышленных запасов нефти произошло в связи с переводом запасов из категории C_2 в категорию C_1 , т.к. ранее категория C_1 присваивалась только по границе песчаного «тела», а восточному и западному участку присваивалась категория C_2 .

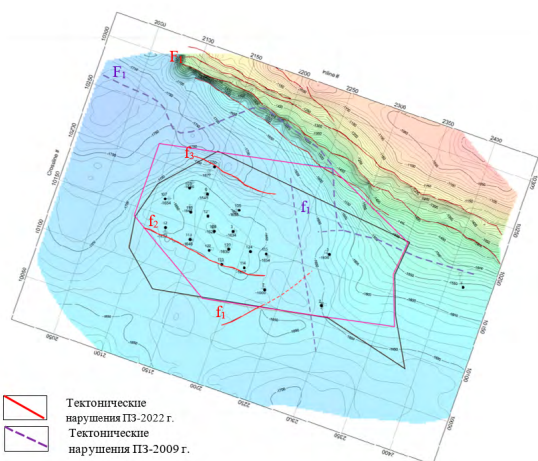
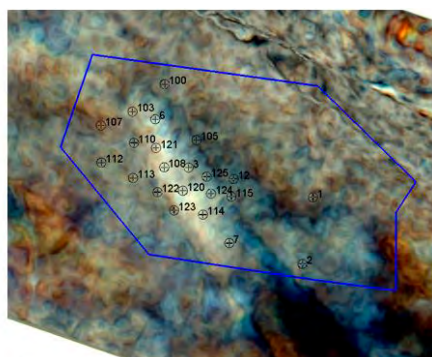
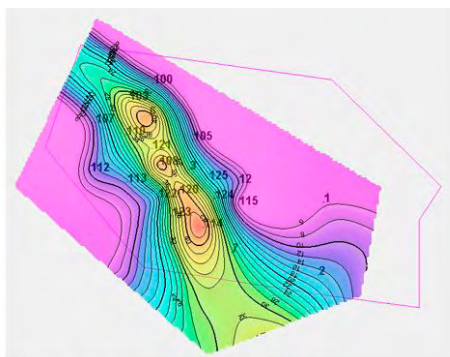


Рисунок 1. Структурная карта по кровле горизонта Ю-IX месторождения Бурмаша
Figure 1. Structural map of the Burmasha deposit Yu-IX horizon top



Срез по атрибуту eXchroma



Карта эффективных толщин

Рисунок 2. Сопоставление eXchroma с картой эффективных толщин месторождения Бурмаша в горизонте Ю-IX
Figure 2 Comparison of eXchroma with the net oil pay map of the Burmasha deposit in the Yu-IX horizon

а) срез по атрибуту eXchroma / eXchroma attribute slice; б) карта эффективных толщин / net oil pay map

Определённые условия осадконакопления при формировании песчаного «тела» позволяют отнести его к дельтовым фациям рукавообразного канала. Как видно из табл. 1, отложения дельтовых протоков обычно сложены песчаниками мелкозернистыми, хорошо отсортированными разностями, что наглядно представлено результатами литологического описания кернового материала скважины 123, в которой преобладает песчаник. Для скважины 12 свойственно переслаивание глин и алевролитов, что характерно для пойменной фации [5].

Были рассмотрены и другие атрибуты сейсмики для установления условий осадконакопления в период формирования залежи. На рис. 5 приводится сопоставление срезов по атрибутам спектральной декомпозиции (*англ.* Spectral Decomposition, далее – SD), среднееквадратичное значение (*англ.* Root Mean Square, далее – RMS) и отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн (*англ.* P-wave velocity / S-wave velocity, далее – V_p/V_s), интерпретация выполнена с помощью нейронной сети (*англ.* Neural Network, далее – NN) в пределах ПГ.

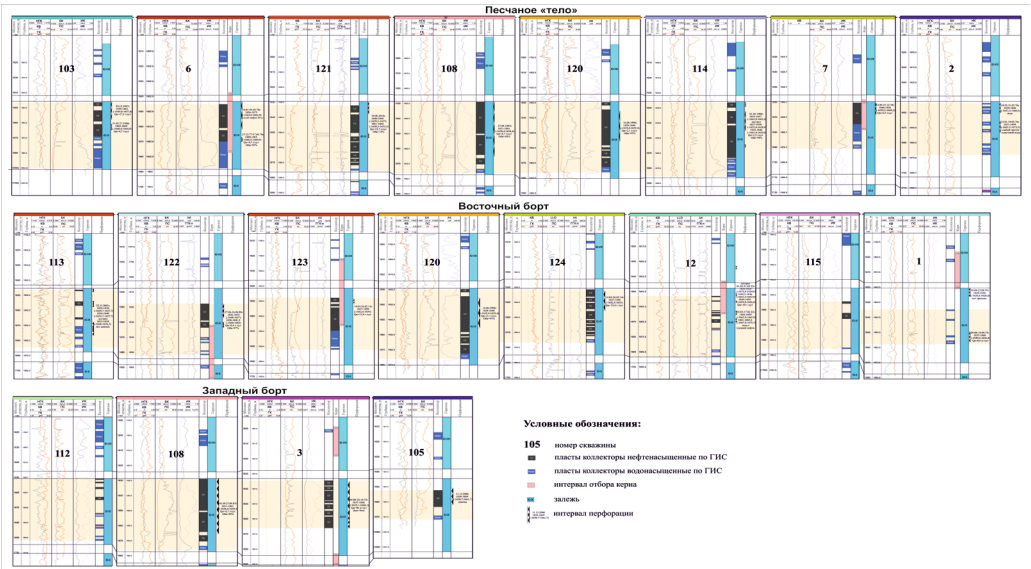


Рисунок 3. Корреляционные схемы месторождения Бурмаша в горизонте Ю-IX
Figure 3. Correlation diagrams of the Burmasha oilfield in the Yu-IX horizon

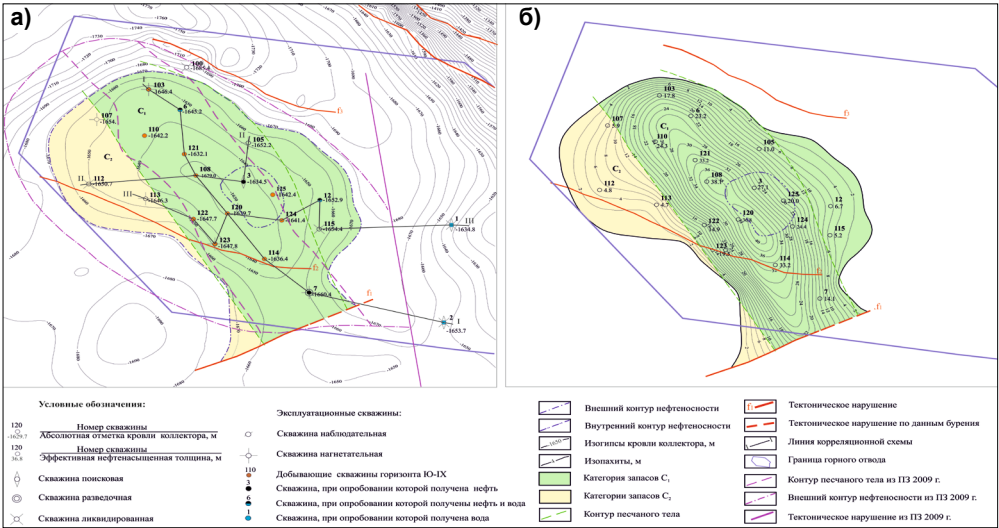


Рисунок 4. Горизонт Ю-IX месторождения Бурмаша
Figure 4. Yu-IX horizon of the Burmasha oilfield

а) структурная карта по кровле / top structure map; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин / net oil pay map

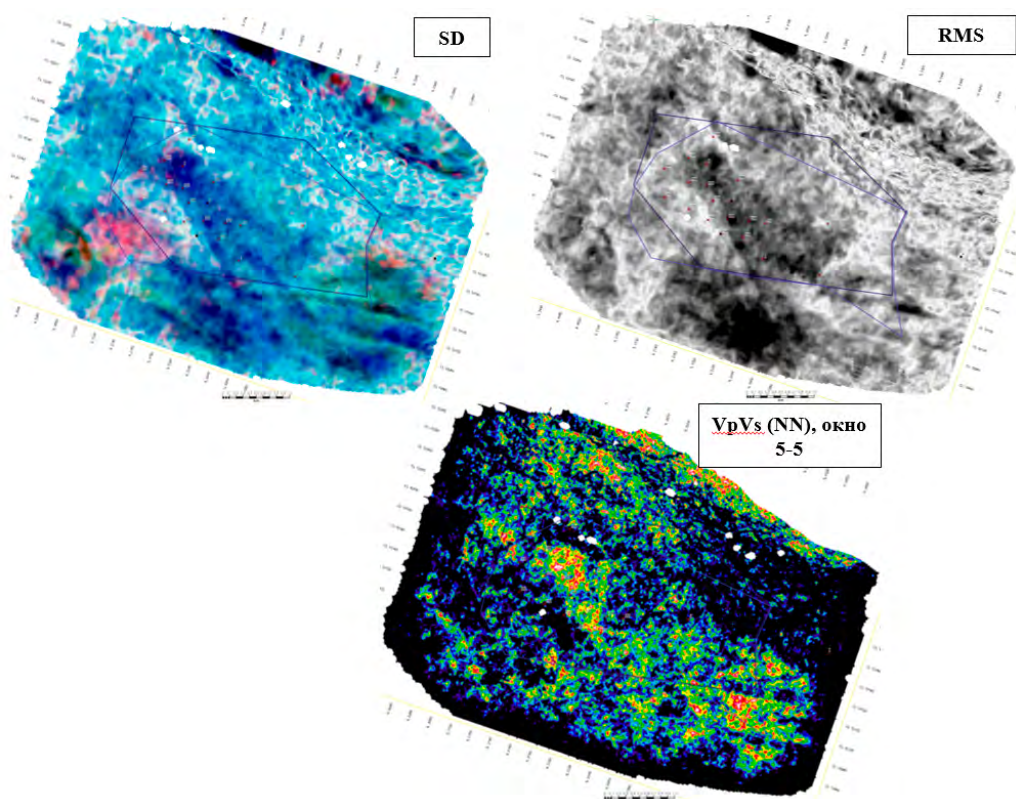


Рисунок 5. ПГ Ю-IX. Сопоставление срезов по атрибутам SD, RMS и VP/Vs (NN)
Figure 5. Pay horizon Yu-IX. Comparison of slices by SD, RMS and VP/Vs attributes (NN)

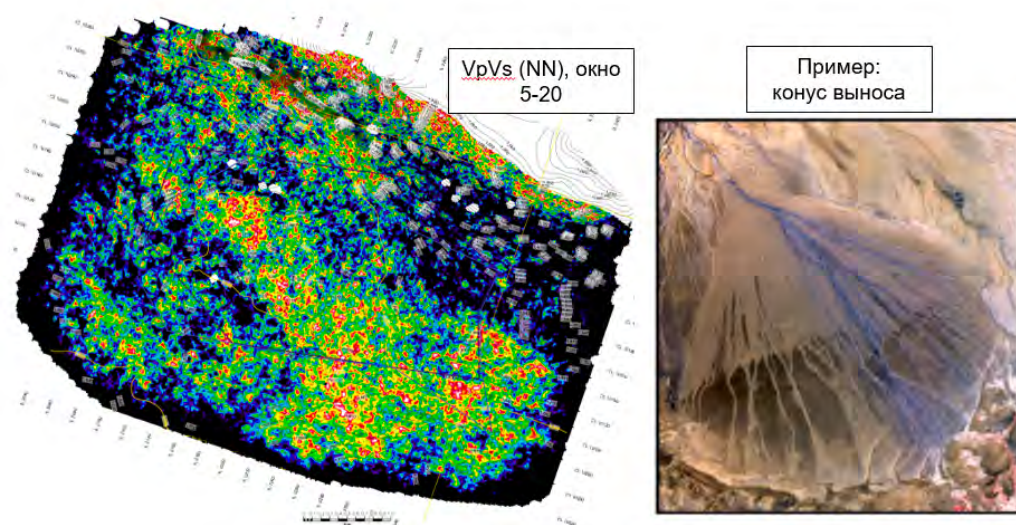
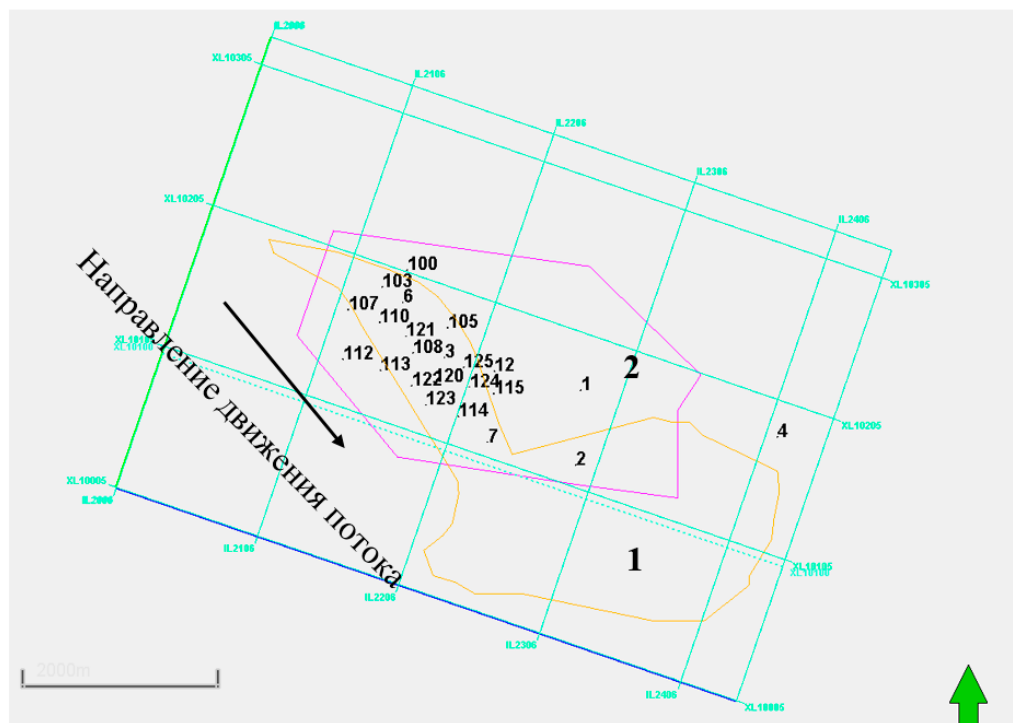


Рисунок 6. Пример интерпретации среза атрибута Vp/Vs (NN) в окне 5–20 мс
Figure 6. Example of interpretation of the Vp/Vs (NN) attribute slice in a 5–20 ms interval



- 1 – фация флювиального типа
2 – фация прибрежно-морского типа

Рисунок 7. ПГ Ю-IX. Фациальная схема
Figure 7. Pay horizon Yu-IX. Facies diagram

Срезы SD и RMS отображали в пределах участка работ относительно интересную картину. Во-первых, опираясь на геометрические атрибуты, допустимо проследить разветвление сети каналов, что может представлять собой возможную проксимальную часть конуса выноса. Во-вторых, срез по атрибуту V_p/V_s отмечает на данном участке относительно улучшенные, по отношению к окружающему фону осадков, коллекторские свойства.

Рис. 6 приводит интерпретацию среза по атрибуту V_p/V_s по аналогии с формой рельефа, представляющую собой конус выноса.

На формирование флювиальных конусов выноса пород влияет скорость потока. Когда поток достигает предгорной равнины, скорость резко снижается, что приводит к отложению потока осадков в форме веерообразного конуса выноса, при этом вязкая или жидкая сила потока, попадая на равнину, либо немедленно разгружает массив грубых обломков в песчанистую среду (что характерно для вязких селевых потоков), либо разделяется на прямые русловые каналы, по которым дальше распространяется материал различной крупности, приобретая грубую сортировку по пути. «Тёплые» цвета на срезе по атрибуту V_p/V_s говорят о пониженных значениях, что в свою очередь свидетельствует о возможном

изменении углеводородного насыщения либо о возможном изменении коллекторских свойств в пределах рассматриваемого комплекса пород.

Рис. 7 приводит схематичное фациальное деление участка работ согласно описанной выше теории [6].

Обсуждение

Результаты проведенных исследований месторождения Бурмаша позволяют сделать важные выводы относительно геологического строения, особенностей осадконакопления и перспективности дальнейшей разработки. Использование современных методов сейсморазведки МОГТ 3D и анализа данных бурения позволило уточнить структурное и фациальное строение продуктивного горизонта Ю-IX. Рассмотрим основные аспекты и их влияние на интерпретацию полученных данных.

Тектонические и осадочные особенности

Структурный анализ показал, что залежь имеет сложное строение, обусловленное наличием надвинутостей и тектонических нарушений. Это подтверждается картой структурных элементов и срезами по различным сейсмическим атрибутам. Особое внимание

привлекли малоамплитудные разрывные нарушения f_1 , f_2 и f_3 , которые существенно влияют на распределение коллекторских свойств. Их учёт позволяет более точно определить границы залежи и планировать дальнейшее бурение.

Важным аспектом стало уточнение условий осадконакопления. Анализ срезов по атрибутам $eXchngma$, RMS и Vp/Vs позволил установить связь нефтеносности с дельтовыми песчаными телами и каналами флювиального происхождения. Данная интерпретация была подтверждена сопоставлением карт эффективных толщин и данных бурения. Результаты показали, что наиболее перспективные участки расположены в областях, связанных с песчаными каналами, имеющими улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства.

Переоценка запасов

Проведённые работы позволили уточнить геологические запасы нефти в пределах продуктивного горизонта Ю-IX. Увеличение объёмов нефтенасыщенных пород и площади залежи свидетельствует о значительном потенциале месторождения для дальнейшей разработки. Перевод запасов из категории C_2 в C_1 подтверждает эффективность новых методов исследования и их роль в повышении достоверности оценки ресурсов.

Ограничения и перспективы

Несмотря на полученные результаты, остаются вопросы, требующие дальнейшего изучения. Например, не до конца изучена

природа некоторых тектонических нарушений и их влияние на фациальную изменчивость пород. Дополнительные исследования с использованием методов геодинамического моделирования и высокоточного кернового анализа могут предоставить более полное представление о параметрах коллектора. Также перспективным направлением является использование методов компьютерного вычисления для интерпретации сложных данных и прогнозирования свойств коллектора в малопокрытых бурением участках.

Заключение

Данные бурения скважин, а также кернового материала полностью подтверждают результаты интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D. По результатам работ бурения и сейсмики были проанализированы различные атрибуты, протраассированы малоамплитудные нарушения взбросового характера, рассчитаны размеры структуры, уточнено геологическое строение залежи, её генезис и развитие. Эти результаты предоставили возможность более детально определить контур нефтеносности, что является важным шагом для выбора рациональной и эффективной системы разработки месторождения, а также минимизировать риски и увеличить добычу нефти. Комплексный подход, включающий бурение, анализ кернового материала и интерпретацию данных сейсморазведки, обеспечил получение высокоточной геологической модели, которая ляжет в основу дальнейших этапов разработки залежи.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

Благодарность. Авторы выражают большую признательность Жупаргалиеву Н.Б. за оказанную помощь и консультации при проведении научной работы.

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: Нугманов Б.Х. – контроль за выполнением работы, редакция рукописи; Алексеева Е.В. – интерпретация данных исследования, проверка результатов, написание 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.

Appreciation. The authors express their great gratitude to Zhupargaliev N.B. for the assistance and advice provided during the scientific work.

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: Bekbolat Kh. Nugmanov – supervision of the work, revision of the manuscript; Yekaterina V. Alexeyeva – interpretation of study data, verification of the results, writing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мурзагалиев Д., Батухин В. Отчет о работе сейсморазведочной партии 32-33/64-65, проводившей исследования МОВ (СПФ) в пределах Южного Мангышлака на площадях Жалганой, Туркменой, Северной Жетыбай, Кокумбай в Мангистауском районе Гурьевской области КазССР в 1965 г. Актау: Фонд «МНГР», 1965. 72 с.
2. Отчет о работе сейсмической партии 1/93 «Результаты детальных сейсмических работ МОГТ на площади Восточный Жетыбай – Южного Карамандыбаса в Мангистауском и Каракиянском районах Мангистауской области Республики Казахстан. Актау: АО «Мангистаумунайгеофизика», 1994. 54 с.
3. Кирзельева О.Я., Кирьянова Т.Н., Фёдорова М.Д., и др. Палеорусла и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта Ю3-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири) // Нефть. Газ. Новации. 2021. №4. С. 18–25.
4. Суслов А.А., Вайнерман Б.П. Выделение палеорусел в песчано-глинистых отложениях среднеюрского возраста в программном комплексе «Petrel» // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. №6. С. 26–31. doi: [10.32454/0016-7762-2019-6-26-31](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-26-31).
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Ленинград : Недра, 1984. 260 с.
6. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсмических работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории АО «ММГ» на месторождении Бурмаша ПУ «ЖМГ». Актау: ТОО «Профессионал Гео Солюшнс Казахстан», 2020. 56 с.

REFERENCES

1. Murzagaliyev D, Batukhin V. Report on the work of Seismic Party 32-33/64-65, which conducted the MOU research (SPF) within the Southern Mangyshlak on the squares of Zhalgana, Turkmenoy, Northern Zhetysbay, Kokumbai in the Mangistau district of the Guryev region of the Kazakh SSR in 1965. Aktau: Fond «MNGR»; 1965. 72 p. (In Russ).
2. Report on the work of seismic party 1/93 "Results of detailed seismic surveys of the MOGT in the area of Vostochny Zhetysbay – Yuzhny Karamandybas in the Mangistau and Karakiyansky districts of the Mangistau region of the Republic of Kazakhstan. Aktau: Mangistaumunaygeofizika JSC; 1994. 54 p. (In Russ).
3. Kirzeleva OY, Kiryanova TN, Fedorova MD. Paleo-channels and Paleo-rivers in Seismic Data (at the Example of Pay Yu3-4 of the Tyumen Suite at One of the Fields in Western Siberia). *Neft. Gaz. Novatsii*. 2021;4: 18–25. (In Russ).
4. Suslov AA, Vaynerman BP. Allocation of paleochannels in sand-clay sediments of Middle Jurassic age in Petrel Software Complex. *Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration*. 2019;(6):26–31. doi: [10.32454/0016-7762-2019-6-26-31](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-26-31). (In Russ).
5. Muromtsev VS. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza*. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p. (In Russ).
6. Report on the results of processing and interpretation of data from the MOGT 3D seismic surveys performed within the contract territory of MMG JSC at the Burmash PU ZHMG field. Aktau: LLP «Professional Geo Solutions Kazakhstan»; 2020. 56 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Нұғманов Бекболат Хасанұлы

ORCID [0009-0008-4418-3773](https://orcid.org/0009-0008-4418-3773)

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

*Алексеева Екатерина Васильевна

ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)

e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Bekbolat Kh. Nugmanov

ORCID [0009-0008-4418-3773](https://orcid.org/0009-0008-4418-3773)

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

*Yekaterina V. Alexeyeva

ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)

e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 550.8.013
МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Получена: 12.11.2024.

Одобрена: 04.03.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Моделирование трещиноватости карбонатного резервуара на примере месторождения Восточный Урихтау

А.Б. Кереев, А.Е. Алдебек, В.В. Бондарук, А.С. Марданов

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Моделирование трещиноватости карбонатных резервуаров играет ключевую роль в прогнозировании продуктивности скважин и оптимизации разработки месторождений. Восточный Урихтау расположен в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины и характеризуется сложным тектоническим строением с развитой сетью разломов и трещин. Эти особенности существенно влияют на фильтрационно-ёмкостные свойства карбонатных коллекторов, что требует применения современных методов геологического моделирования. Создание детализированной модели трещиноватости позволяет более точно оценить структурные неоднородности и их влияние на миграцию и накопление углеводородов.

Цель. Исследование было направлено на построение трёхмерной модели трещиноватости карбонатного резервуара для выявления зон повышенной трещиноватости и их связи с продуктивностью скважин. Данная модель необходима для повышения точности прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и разработки эффективных решений по дальнейшей эксплуатации месторождения.

Материалы и методы. В работе использованы современные методы геологического моделирования, включая интерпретацию данных FMI, анализ керна, сейсмические атрибуты и моделирование дискретной сети трещин (DFN). Исходные геолого-геофизические данные были обработаны в программном обеспечении Petrel с применением методов Ant Tracking и Distance to Object для определения направлений и интенсивности трещиноватости. Построенная трендовая модель легла в основу дискретного моделирования трещиноватости, что позволило количественно оценить степень трещиноватости и выделить наиболее перспективные зоны для дальнейшей разработки.

Результаты. Разработанная модель трещиноватости позволила детально определить зоны с повышенной трещиноватостью и установить их корреляцию с продуктивностью скважин. Было выявлено, что наиболее интенсивно трещиноватые зоны располагаются вблизи разломов, что подтверждается анализом дебитов флюидов. Использование методов Ant Tracking и DFN позволило минимизировать неопределенности в межскважинном пространстве и улучшить прогноз фильтрационно-ёмкостных свойств резервуара.

Заключение. Разработанная методика позволяет детализировать геологическое строение, повысить точность прогнозирования продуктивности скважин и оптимизировать планирование разработки. Полученные данные могут быть использованы при проектировании новых скважин и корректировке стратегии освоения месторождений с двойной пористостью и проницаемостью.

Ключевые слова: 3D геологическая модель, FMI, сейсмический атрибут, продуктивность скважин, проницаемость, карбонатные отложения, трещиноватость, Petrel, объектное моделирование, DFN.

Как цитировать:

Кереев А.Б., Алдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С. Моделирование трещиноватости карбонатного резервуара на примере месторождения Восточный Урихтау // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 19–31. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

UDC 550.8.013
CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Received: 12.11.2024.

Accepted: 04.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir: A Case Study of the East Urikhtau Field

Anuar B. Kereyev, Almira Ye. Aldebek, Vladislav V. Bondaruk, Altynbek S. Mardanov
Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Fracture Modeling of carbonate reservoirs plays a key role in predicting well productivity and enhancing field development efficiency. The East Urikhtau field, located in the eastern flank zone of the Pre-Caspian Depression, features a complex tectonic structure with an extensive system of faults and fractures. These geological features significantly impact the filtration and storage properties of carbonate reservoirs, making advanced geological modeling techniques necessary. A comprehensive fracture model allows a more precise evaluation of structural heterogeneities and their effect on hydrocarbon migration and accumulation.

Aim: A three-dimensional fracture model of a carbonate reservoir was developed to identify highly fractured zones and evaluate their correlation with well productivity. This model is essential for improving the accuracy of reservoir filtration-capacity property predictions and designing effective strategies for the field's further development.

Materials and methods: Modern geological modeling techniques were applied in this study, including FMI data interpretation, core analysis, seismic attributes, and Discrete Fracture Network (DFN) modeling. Initial geological and geophysical data were processed using Petrel software, utilizing Ant Tracking and Distance to Object methods to determine fracture orientations and intensities. The developed trend model served as the foundation for discrete fracture modeling, enabling the quantitative assessment of fracture intensity and the identification of the most promising zones for further development.

Results: The results of this study demonstrate that the developed fracture model facilitated the detailed identification of highly fractured zones and established their correlation with well productivity. It was found that the most intensely fractured zones are located near faults, as confirmed by fluid flow rate analysis. The application of Ant Tracking and DFN methods reduced uncertainties in the inter-well space and improved predictions of the reservoir's filtration-capacity properties.

Conclusion: The developed methodology allows for a more detailed characterization of the geological structure, enhances the accuracy of well productivity forecasting, and optimizes development planning. The obtained data can be used for designing new wells and adjusting field development strategies for reservoirs with dual porosity and permeability.

Keywords: 3D geological model; FMI; seismic attribute; well productivity; permeability; carbonate deposits; fracturing; Petrel; object modeling; DFN.

To cite this article:

Kereyev AB, Aldebek AY, Bondaruk VV, Mardanov AS. Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir: A Case Study of the East Urikhtau Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):19–31.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

ӨОЖ 550.8.013

ГТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>

Қабылданды: 12.11.2024.

Мақұлданды: 04.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Шығыс Өріктау кен орнының мысалында карбонатты резервуардың жарықшақтылығын модельдеу

А.Б. Кереев, А.Е. Әлдебек, В.В. Бондарук, А.С. Марданов

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Карбонатты резервуарлардың жарықшақтылығын модельдеу ұңғымалардың өнімділігін болжау мен кен орындарын игеруді оңтайландыруда маңызды рөл атқарады. Шығыс Өріктау Каспий маңы ойпатының шығыс жағалау аймағында орналасқан және ақаулар мен жарықтардың дамыған желісі бар күрделі тектоникалық құрылыммен сипатталады. Бұл ерекшеліктер карбонатты коллекторлардың фильтрациялық - сыйымдылық қасиеттеріне айтарлықтай әсер етеді, бұл геологиялық модельдеудің заманауи әдістерін қолдануды қажет етеді. Жарықшақтылықтың егжей-тегжейлі моделін құру құрылымдық біртектіліктерді және олардың көмірсутектердің көшуі мен жинақталуына әсерін дәлірек бағалауға мүмкіндік береді.

Мақсаты. Зерттеу жоғары жарықшақ аймақтарын және олардың ұңғымалардың өнімділігімен байланысын анықтау үшін карбонатты резервуардың үш өлшемді жарықшақ үлгісін құруға бағытталған. Аталған модель резервуарлардың фильтрациялық және сыйымдылық қасиеттерін болжау дәлдігін арттыру және кен орнын одан әрі пайдалану бойынша тиімді шешімдерді әзірлеу үшін қажет.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста FMI деректерін интерпретациялау, негізгі талдау, сейсмикалық атрибуттар және дискретті жарықтар желісін (DFN) модельдеу сияқты заманауи геологиялық модельдеу әдістері қолданылады. Бастапқы геологиялық-геофизикалық деректер жарықшақтардың бағыттары мен қарқындылығын анықтау үшін Ant Tracking және Distance to Object әдістерін қолдана отырып, Petrel бағдарламалық жасақтамасында өңделді. Салынған тренд моделі жарықшақты дискретті модельдеуге негіз болды, бұл жарықшақтың дәрежесін сандық бағалауға және одан әрі дамыту үшін ең перспективалы аймақтарды бөлуге мүмкіндік берді.

Нәтижелері. Әзірленген жарықшақтық моделі жоғары жарықшақты аймақтарды толық анықтауға және олардың ұңғымалардың өнімділігі арқылы корреляциясын орнатуға мүмкіндік берді. Ең қарқынды жарылған аймақтар ақаулардың жанында орналасқандығы анықталды, бұл сұйықтықтың дебитін талдау арқылы расталады. Ant Tracking және DFN әдістерін қолдану ұңғымалар арасындағы кеңістіктегі белгісіздіктерді азайтуға және резервуардың фильтрациялық және жинау қасиеттерін болжауды жақсартуға мүмкіндік берді.

Қорытынды. Әзірленген әдіс геологиялық құрылымды толығырақ көрсетуге, ұңғымалардың өнімділігін болжау дәлдігін арттыруға және дамуды жоспарлауды оңтайландыруға мүмкіндік береді. Алынған деректер жаңа ұңғымаларды жобалауда және қос кеуектілігі мен өткізгіштігі бар кен орындарын игеру стратегиясын түзетуде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: 3D геологиялық модель, FMI, сейсмикалық атрибут, ұңғымалардың өнімділігі, өткізгіштік, карбонатты шөгінділер, жарықшақтылық, Petrel, объектілік модельдеу, DFN.

Дәйексөз келтіру үшін:

Кереев А.Б., Әлдебек А.Е., Бондарук В.В., Марданов А.С. Шығыс Өріктау кен орнының мысалында карбонатты резервуардың жарықшақтылығын модельдеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 19–31 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108799>.

Введение

Месторождение Восточный Урихтау расположено на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Осадочный чехол изучаемой территории делится на три основных структурных этажа: подсолевой, соленосный и надсолевой. С точки зрения нефтегазоносности, наибольший интерес представляют карбонатные пачки КТ-II и КТ-I, представленные на соседних месторождениях в пределах рассматриваемого региона.

Разрез, представленный верхневизейско-башкирскими и верхнеподольско-гжельскими отложениями, охватывает нижний и средний карбон, формируя карбонатную толщу КТ-II. В верхнюю карбонатную толщу (КТ-I) входят карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, а также касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона. По данным бурения установлено, что мощность карбонатных пачек варьируется в пределах 550–750 м для КТ-II и 400–500 м для КТ-I (рис. 1).

Тектонические особенности региона

В тектоническом плане месторождение приурочивается к зоне Жанажол-Торткольской ступени, которая расположена между Жаркамыским сводовым поднятием и Сакмаро-Кокпектинским разломом (рис. 2). В 2023–2024 гг. ТОО «PGS Kazakhstan» провело переобработку и переинтерпретацию 3D сейсмических данных для более детального изучения и уточнения геологического строения территории. По сейсмическим данным на участке протрассированы тектонические нарушения. В регионе развиты системы глубинных разломов как субмеридионального, так и субширотного простирания, которые являются унаследованными структурными элементами, сформировавшимися в период обособления Прикаспийской синеклизы на юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы. В свою очередь, эти тектонические процессы способствуют развитию сети трещин в данном регионе, что влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства (далее – ФЕС) карбонатных коллекторов, улучшая условия для накопления и миграции углеводородов.

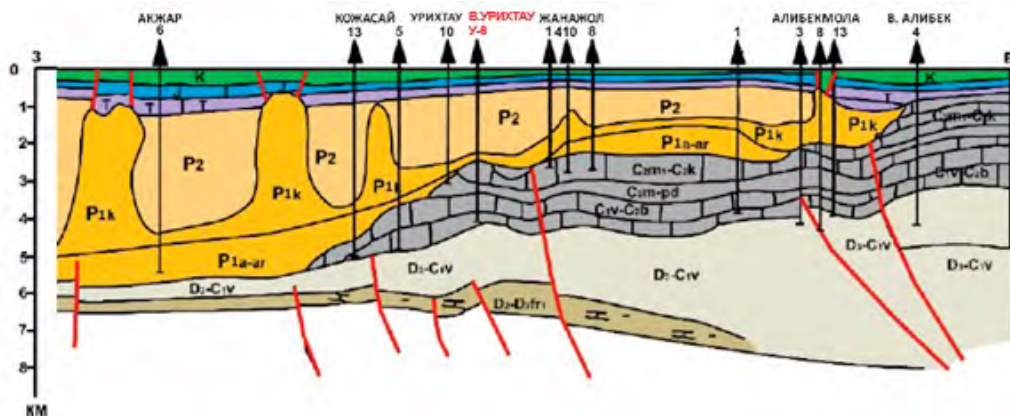


Рисунок 1. Схематический региональный профиль через восточную бортовую зону
Figure 1. Schematic regional profile through the eastern flank

Анализ исходных данных

На рассматриваемом месторождении было пробурено семь скважин: В-1–В-6, а также скважина Г-01, пробуренная в 1980-х гг. По всем скважинам были проведены комплексные геофизические исследования (далее – ГИС), включая FMI-анализ (от *англ.* Formation Micro Imager – электрический микроимиджер). По данным интерпретации FMI, в разрезе продуктивных горизонтов наблюдаются трещины различной раскрытости. Анализ керна также подтверждает наличие трещиноватых зон, оказывающих влияние на ФЕС.

Ранее Е.С. Ромм [2] отмечал, что на глубинах залегания продуктивных трещиноватых коллекторов раскрытость трещин в различных системах незначительно варьируется и в среднем составляет 20–30 мкм. Этот вывод согласуется с данными, полученными на рассматриваемом месторождении, где интерпретация FMI показывает схожие значения раскрытости.

По данным анализов керна, породы-коллекторы продуктивных пачек КТ-I и КТ-II (нижний, средний и верхний карбон) представлены карбонатными породами – известняками, известняками доломитизированными, массивными, крепкими,

со стилолитовыми швами, трещиноватыми (рис. 3). Средняя пористость пород-коллекторов составляет 6%, что было определено на основании точек пересечения кумулятивных кривых, построенных по классам пористости (рис. 4). В качестве граничного значения проницаемости принято значение 0,1 мД по литературным данным для карбонатных пород [3].

Для дальнейшего проектирования и анализа динамики эксплуатации месторождения в скважинах В-1–В-4 и В-6 был проведен комплекс гидродинамических исследований (далее – ГДИ) с целью уточнения гидродинамических свойств эксплуатационных объектов, продуктивности пластов и характеристик флюида.

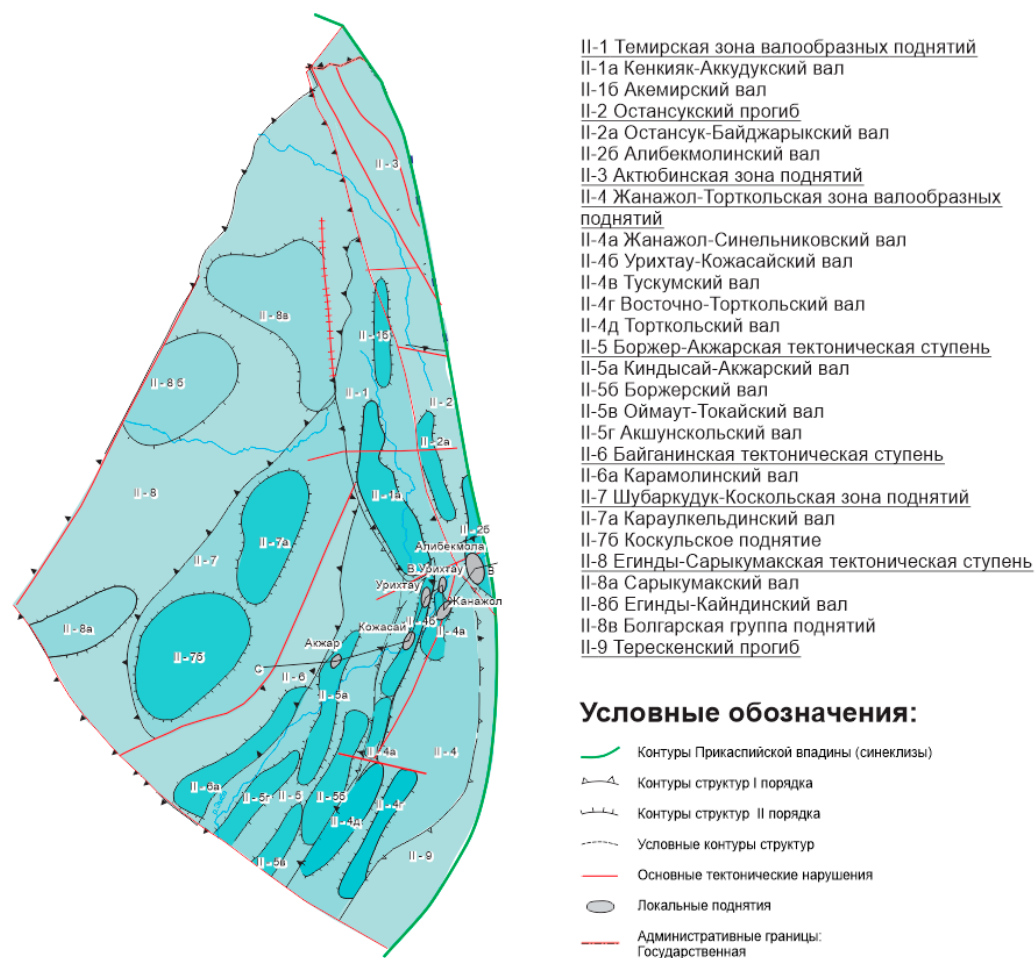


Рисунок 2. Схема тектонического районирования Восточной части Прикаспийской впадины [1]
Figure 2. Tectonic zoning scheme of the Eastern part of the Pre-Caspian Depression [1]

На основании результатов кривой падения давления (далее – КВД) наблюдается характерное изменение наклона кривых давления, что указывает на наличие трещиноватости в коллекторе (рис. 5).

На начальной стадии видна резкая зависимость, связанная с откликом близко расположенных трещин, в то время как на более

поздних этапах график плавно изменяется, что может свидетельствовать о глубинном распространении трещиноватых зон. Такое поведение кривых подтверждает трещиноватую природу коллектора, оказывающую значительное влияние на его ФЕС и указывающую на наличие высокопроницаемых путей для фильтрации флюидов.

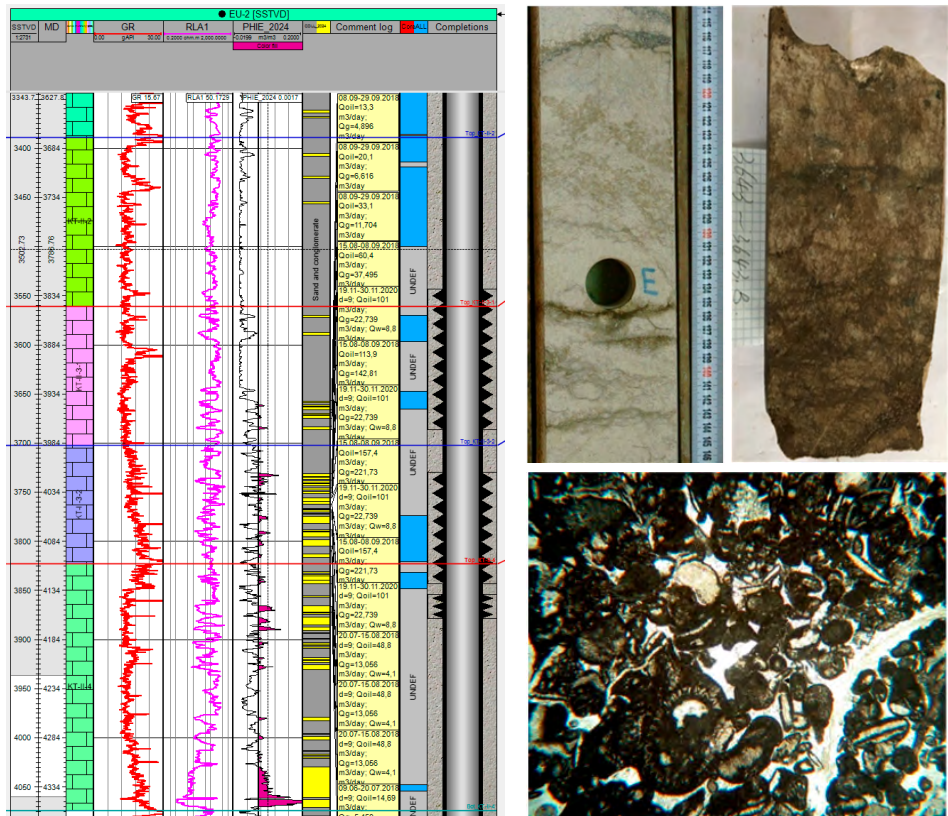


Рисунок 3. Месторождение Восточный Урихтау, скважина ВУ-2. Сопоставление ГИС и керна

Figure 3. East Urikhtau field. Well B-2. Comparison of geophysical well logging and core

Стрелками на рисунке показаны результаты макроскопического и микроскопического исследований керна карбонатных пород.

The arrows in the figure show the results of macroscopic and microscopic studies of carbonate rock cores.

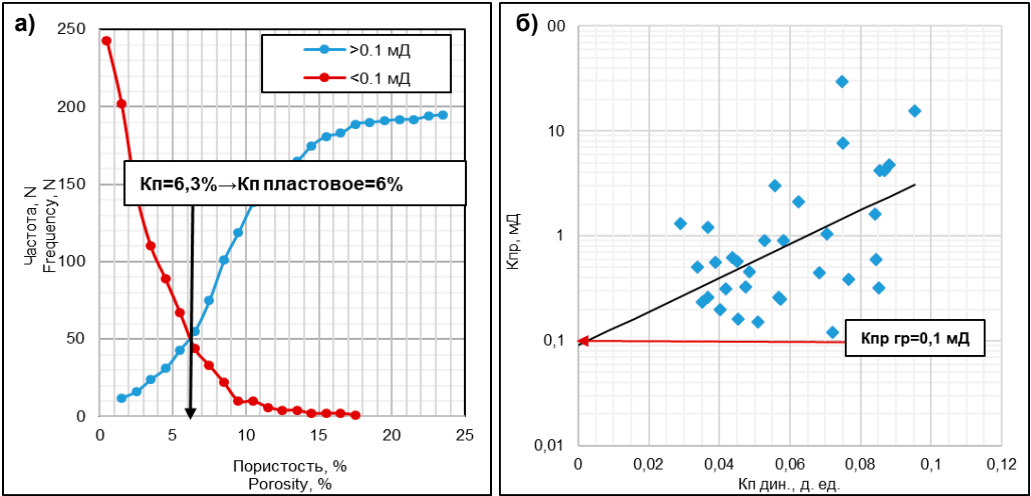


Рисунок 4. Граничные значения пористости и проницаемости

Figure 4. Limit values for porosity and permeability

а) коэффициент пористости / porosity coefficient ; б) коэффициент проницаемости / permeability coefficient
Кп – коэффициент пористости / porosity coefficient; Кп пластовое – пластовой коэффициент пористости / reservoir porosity coefficient; Кпр_гр – граничный коэффициент проницаемости / limiting permeability coefficient; Кп_дин. – динамический коэффициент проницаемости / dynamic permeability coefficient

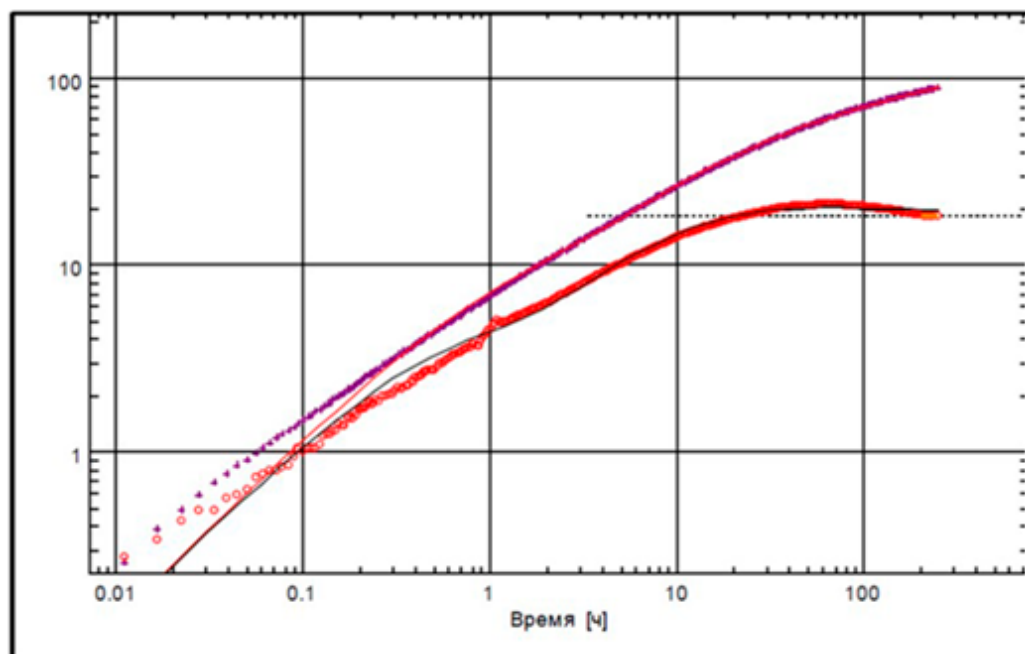


Рисунок 5. КВД-замер и производная в биглографмических координатах. Скважина В-1
Figure 5. PWF measurement and derivative in semi-logarithmic coordinates. Well B-1

Особенности и риски разработки карбонатного месторождения

Рассматриваемое месторождение находится на первой стадии разработки, также известной как стадия освоения, для которой характерен рост годовой добычи без значительных технических и геологических проблем. Однако, опираясь на опыт близлежащего месторождения, расположенного в той же тектонической ступени и эксплуатируемого более 20 лет, можно предположить, что со временем могут возникнуть сложности, связанные с трещиноватостью и литологическими особенностями.

Практика разработки месторождений с трещиноватыми коллекторами показывает, что трещины могут существенно повышать проницаемость пород и создавать дополнительные пути фильтрации флюидов. Исследования М.Х. Булача [4] и К.И. Багринцевой [5] подтверждают, что развитые трещинные системы играют значимую роль в формировании продуктивных зон, обеспечивая эффективную миграцию и аккумуляцию углеводородов. Однако высокая трещиноватость может также привести к осложнениям, связанным с прорывом газа или воды, что требует учёта этих факторов при проектировании разработки.

На месторождении-аналоге наблюдается существенный рост газового фактора (далее – ГФ) в карбонатных коллекторах. Это может быть вызвано повышенным давлением в трещинных зонах, приводящим к активации газовой шапки или вторичной дегазации

при понижении пластового давления. Дополнительно наблюдается недостаточная эффективность системы поддержания пластового давления в трещиноватых коллекторах, что связано с возможным перераспределением закачиваемой жидкости по крупным трещинам, из-за чего основная часть закачки минует малопроницаемые зоны, оставляя их незапитанными и не учтёнными в разработке.

С учётом вышеизложенного для предотвращения возможных аналогичных проблем на рассматриваемом месторождении была разработана модель трещиноватости, что позволит улучшить прогнозирование продуктивности скважин и оптимизировать планирование последующих этапов разработки, обеспечивая более равномерное и эффективное извлечение запасов углеводородов.

Процесс создания модели трещиноватости

Карбонатные коллекторы по своей сложной пористо-кавернозной структуре требуют особого подхода в моделировании и прогнозировании ФЕС. Наличие трещин и каверн усиливает неоднородность таких коллекторов, что может осложнять предсказание поведения флюидов, в особенности на стадиях активного извлечения.

С учётом цели исследования и объема доступных данных для рассматриваемого месторождения был выбран метод DFN (*англ.* Discrete Fracture Network – моделирование дискретных трещин). Основой для создания

модели послужили результаты ГИС, в частности, данные FMI, проведённые компанией Schlumberger, а также сейсмические данные, данные керна, ГДИ и результаты испытаний скважин.

Следует отметить, что моделирование трещиноватости является вторичным этапом создания геологической модели, т.е. основная структурная, литологическая и петрофизическая модели были уже построены. Поскольку процесс моделирования карбонатных коллекторов

в целом аналогичен моделированию терригенных отложений, авторы не уделяют дополнительного внимания данной теме.

Процесс построения модели трещиноватости включает несколько ключевых этапов: импорт и анализ исходных геолого-геофизических данных, построение трендовой модели с использованием сейсмических атрибутов, определение направлений трещин, моделирование их интенсивности и на финальном этапе, создание дискретной модели трещин (DFN) (рис.6).

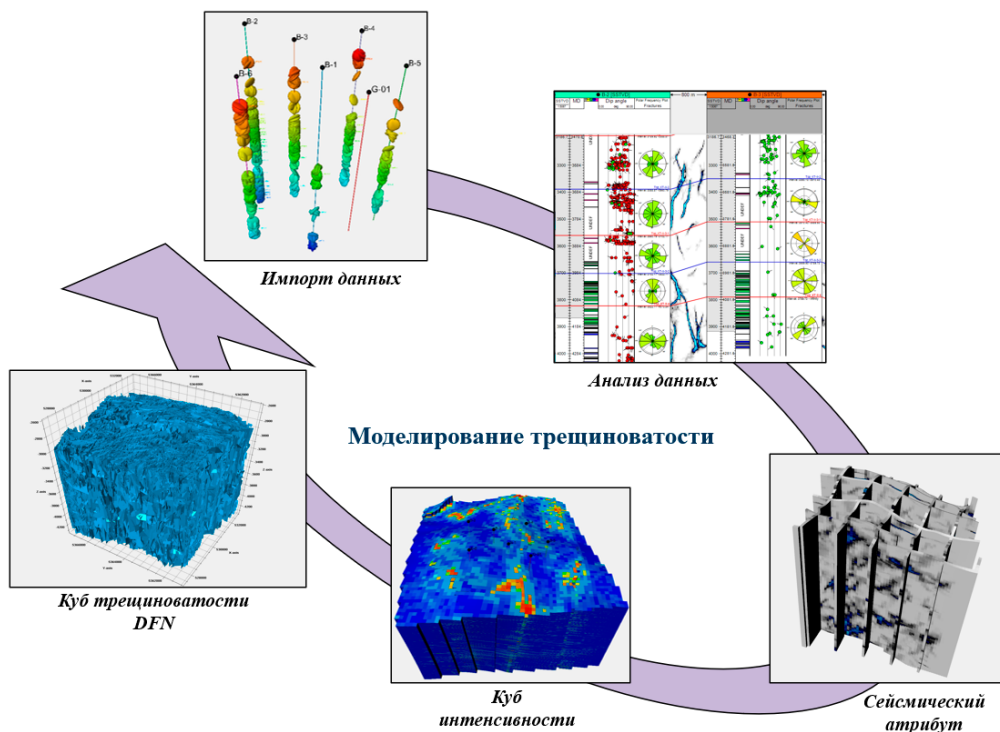


Рисунок 6. Схема создания модели трещиноватости

Figure 6. Fracture modeling workflow

В ходе анализа выявляются ключевые параметры трещин, такие как зона развития, направление, апертура. Интерпретированные данные были импортированы в программное обеспечение Petrel, что позволило провести дальнейший анализ. Основные направления простирания трещин были определены как NE-SW (*англ.* North-East – South-West – северо-восток – юго-запад), что в целом соответствует ориентации основных разломов. Результаты интерпретации микроимиджеров показаны на рис. 7.

Важно отметить, что полученные характеристики трещин основаны на точечных данных по скважинам, которые не охватывают

межскважинное пространство и представляют эту зону как область неопределённости.

Контроль неопределённости в межскважинном пространстве осуществлен с использованием сейсмического куба. В данном исследовании применялся атрибут Ant-Tracking (отслеживание разломов), позволяющий получить более детализированное представление о геологических структурах и зонах ослабления, а также улучшить визуализацию разломов и трещиноватых зон (рис. 8). Этот инструмент позволяет экстраполировать разломы для последующего определения их основных направлений, которые затем сопоставляются с направлениями трещин, выделенными на основании данных скважин.

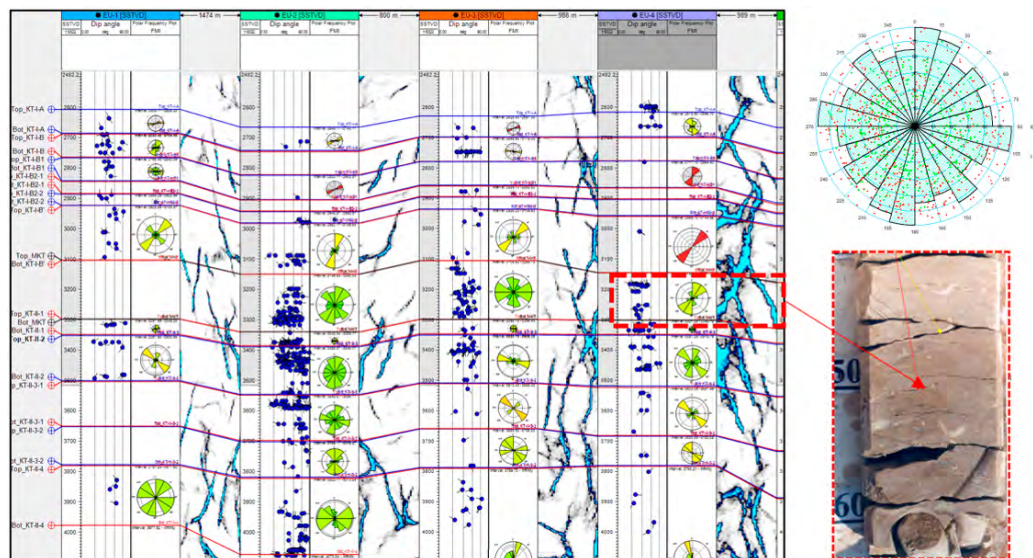


Рисунок 7. Визуализация исходных данных FMI по скважинам и стереограммам

Figure 7. Visualization of initial FMI data by wells and stereograms

Стрелками на рисунке показаны трещины, наличие которых подтверждается образцом керна из скважины B-4
Arrows in the figure indicate fractures, the presence of which is confirmed by the core sample from well B-4

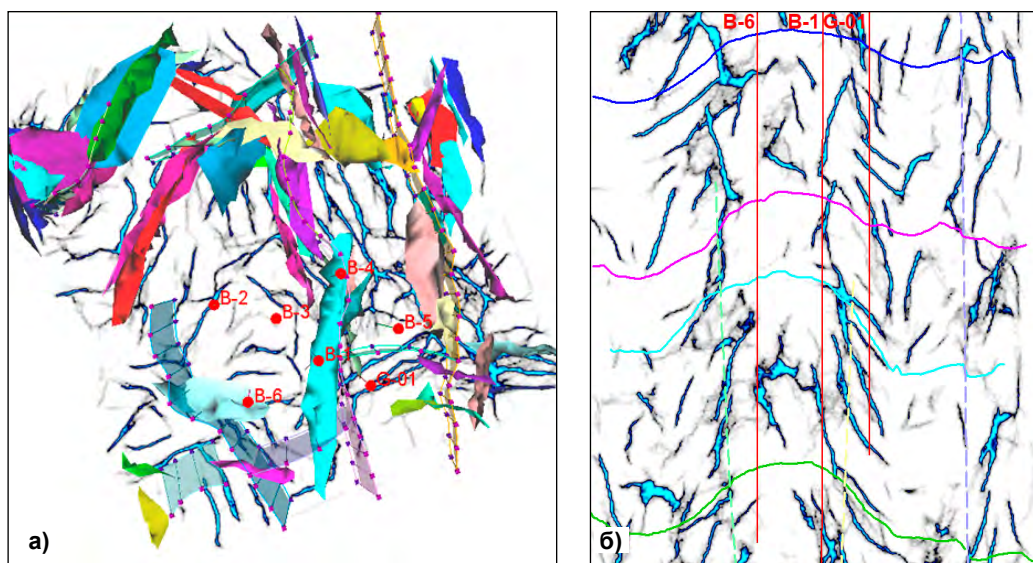


Рисунок 8. Визуализация сейсмического атрибута Ant Tracking

Figure 8. Visualization of the seismic attribute Ant Tracking

а) слайс ant-tracking в двумерном пространстве / ant-tracking slice in two-dimensional space;

б) профиль по кубу ant-tracking в разрезе / profile through the ant-tracking cube in section

Дополнительно для минимизации рисков неопределенности был задан тренд на основе расстояния от разломов (Distance to object), поскольку трещины в рассматриваемом месторождении образуются под воздействием тектонических нарушений и движений блоков (рис. 9). Это подтверждается также

результатами испытаний скважин, где приток флюидов в скважинах, расположенных рядом с разломами, существенно выше.

Построенные трендовые кубы Ant Tracking и Distance to Object используются в качестве входных данных для последующего построения куба интенсивности трещиноватости.

Оценка плотности трещин (интенсивности), отражающая количество трещин на единицу площади или объёма, играет ключевую роль в определении ФЕС пласта. Плотность трещин показывает частоту их встречаемости в конкретной зоне, а её распределение напрямую влияет на проницаемость пород и динамику движения флюидов.

Расчет плотности трещин воспроизведен на основе данных микросканеров, в результате

чего формировалась каротажная кривая по скважине (Intensity Log) (рис. 10).

В результате был построен куб интенсивности, по которому выгружались карты интенсивности трещиноватости для зон КТ-I и КТ-II (рис. 11–12). Они указывают зоны с повышенной трещиноватостью, на которые можно ориентироваться при планировании размещения новых скважин.

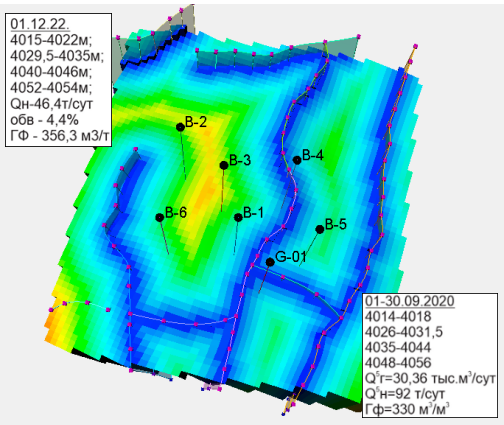


Рисунок 9. Трендовый куб Distance to object
Figure 9. Trend cube: Distance to object
QH – дебит нефти, т/сут / oil production rate, t/day; Q'г – дебит газа на штуцере 5 дм, тыс. м³/сут / gas flow rate at the 5 cm choke, thousand m³/day; Q'н – дебит нефти на штуцере 5 дм, м³/сут / oil flow rate at the 5 cm choke

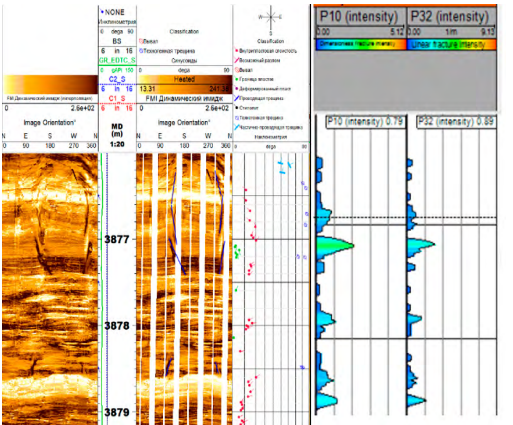


Рисунок 10. Пример трещиноватости с определением интенсивности
Figure 10. Example of fracturing with intensity measurement

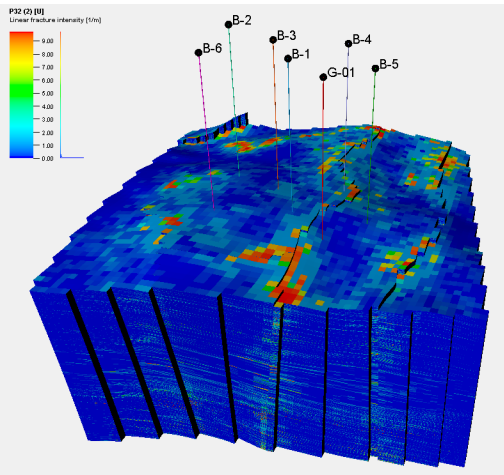


Рисунок 11. Куб интенсивности
Figure 11. Intensity cube

Заключительным этапом является создание дискретной сети трещин методом стохастического распределения (рис.13). На основе базы данных о трещинах, сформированной на предыдущем этапе, задаются основные геометрические и пространственные параметры трещиноватости, включая угол наклона, азимут и степень раскрытия трещин.

Эти параметры позволяют глубже понять динамику трещинообразования и их распределение.

Результаты и обсуждение

В рамках исследования продемонстрирована эффективность использования методов моделирования трещиноватости на примере одного месторождения, что позволило детализировать процессы трещинообразования и связать их с глубинными разломами. Разработанная модель трещиноватости, основанная на сейсмических

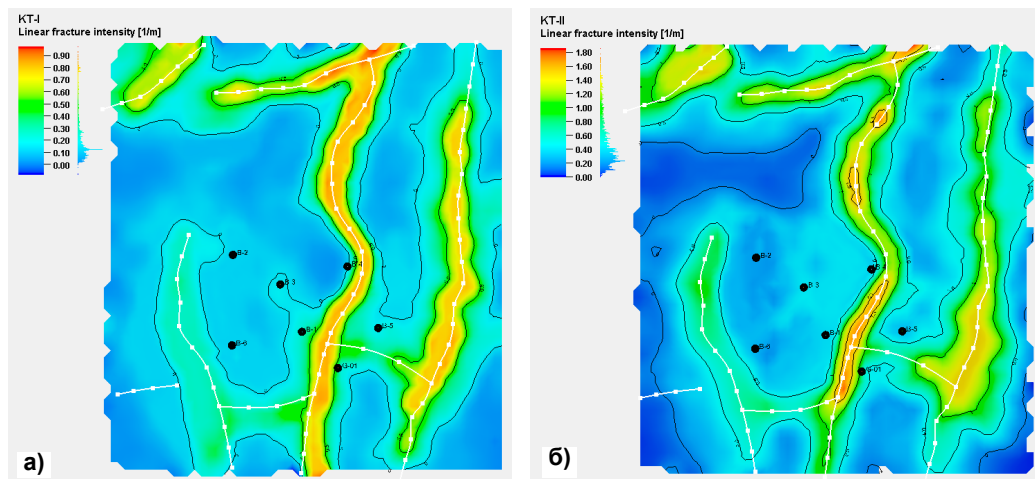


Рисунок 12. Карты интенсивности трещин по зонам KT-I и KT-II
Figure 12. Fracture intensity maps for KT-I and KT-II

а) KT-I; б) KT-II

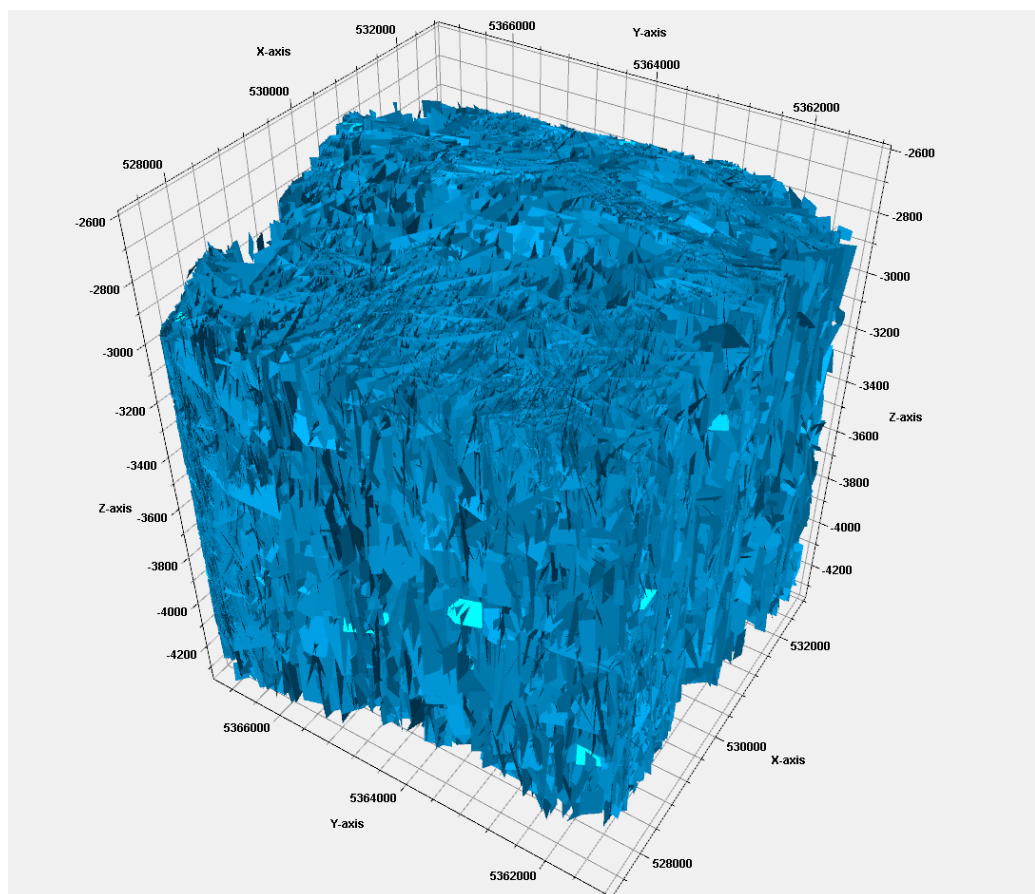


Рисунок 13. Куб трещиноватости (DFN)
Figure 13. Discrete Fracture Network (DFN)

и скважинных данных, предоставляет возможность прогнозировать зоны с высоким потенциалом для бурения и избегать участков с чрезмерной трещиноватостью, которые могут вызвать нежелательные водопритoki и осложнения в разработке. Данная методика позволяет создавать прогнозные модели трещиноватых коллекторов даже при ограниченном количестве исходных данных, что актуально для условий с недостаточной геолого-геофизической изученностью.

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: Кереев А.Б. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение модели трещиноватости, составление текстовой части, редактирование рукописи; Алдебек А.Е. – сбор и анализ геолого-геофизических материалов, построение геологической модели, составление таблиц и графиков; Бондарук В.В. – анализ геолого-геофизического материала; Марданов А.С. – общее руководство.

Таким образом, предложенная методика способствует повышению точности моделей трещиноватости, минимизации рисков и достижению значительного экономического эффекта при разработке месторождений с двойной пористостью и проницаемостью. Это делает методику важным инструментом для эффективного планирования и успешной реализации процессов разработки.

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: Anuar B. Kereyev – collection and analysis of geological and geophysical data, fracture modeling, writing the text, and manuscript editing; Almira Ye. Aldebek – collection and analysis of geological and geophysical data, geological modeling, preparation of tables and graphs; Vladislav V. Bondaruk – analysis of geological and geophysical data; Altynbek S. Mardanov – general supervision.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абиляхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. Москва : Издательский дом Академии Естествознания, 2016. 244 с.
2. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. Москва : Недра, 1966. 271 с.
3. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учебное пособие для вузов. Москва : Недра, 2007.
4. Булач М.Х., Белоновская Л.Г. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. Ленинград : ВНИГРИ, 1989. 103 с.
5. Багеринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва : РГГУ, 1999. 285 с.
6. Дальян И.Б. Особенности тектоники подсоловых комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 1996. №6. С. 8–17.
7. Бражников О.Г. Перспективы нефтегазоносности Прикаспийской впадины с позиции тектоники плит: дисс. докт. геол.-мин. наук. Москва, 1993. Режим доступа: <https://earthpapers.net/perspektivy-neftegazonosnosti-prikaspiyskoy-vpadiny-s-pozitsii-tektoniki-plit>. Дата обращения: 10.12.2024.
8. Козяев А.А., Шуковский Р.М., Закревский К.Е. Моделирование трещиноватости. Практикум по DFN в Petrel 2016–2019. Москва : МАИ, 2019. 94 с.
9. Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е. Характеристика карбонатных и терригенных подсоловых отложений востока Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2019. Вып. 98. С. 65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805).
10. Ажаалиев Д.К. Уточнение модели строения подсоловой толщи восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 31–40. doi: [10.31087/0016-7894-2019-6-31-40](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-31-40).

REFERENCES

1. Abilkhassimov KB. *Osobennosti formirovaniya prirodnnykh rezervuarov paleozoyskikh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti*. Moscow: Publishing House of the Academy of Natural Sciences; 2016. 244 p. (In Russ).
2. Romm ES. *Fil'tratsionnye svoystva treshchinovatykh gornyykh porod*. Moscow: Nedra; 1966. 271 p. (In Russ).
3. Gudok NS, Bogdanovich NN, Martynov VG. *Opredeleniye fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod: uchebnoye posobiye dlya vuzov*. Moscow: Nedra 2007. (In Russ).
4. Bulach MK, Belonovskaya LG. *Metodicheskiye rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa*. Leningrad: VNIGRI; 1989. 103 p. (In Russ).
5. Bagrintseva KI. Conditions for the formation and properties of carbonate oil and gas reservoirs. Moscow: RGGU, 1999. 285 p. (In Russ).
6. Dalyan IB. Osobennosti tektoniki podsolevykh kompleksov vostochnoy okrainy Prikaspiyskoy vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu. *Russian Oil and Gas Geology*. 1996;6:8–17.
7. Brazhnikov OG. *Perspektivy neftegazonosnosti Prikaspiyskoy vpadiny s pozitsii tektoniki plit* [dissertation]. Moscow; 1993. Available from: <https://earthpapers.net/perspektivy-neftegazonosnosti-prikaspiyskoy-vpadiny-s-pozitsii-tektoniki-plit>. (In Russ).
8. Kozaev AA, Shchukovsky RM, Zakrevsky KY. *Modelirovaniye treshchinovatosti. Praktikum po DFN v Petrel 2016–2019*. Moscow: MAI; 2019. 94 p. (In Russ).
9. Zholtaev GZ, Kulumbetova GY. Kharakteristika karbonatnykh i terrigennykh podsolevykh otlozheniy vostoka Prikaspiyskoy vpadiny. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2019;98:65–77. doi: [10.24411/1997-8316-2019-19805](https://doi.org/10.24411/1997-8316-2019-19805). (In Russ).
10. Azhgaliev DK. Utochneniye modeli stroeniya podsolevoy tolshchi vostochnoy bortovoy zony Prikaspiyskoy vpadiny. *Russian Oil and Gas Geology*. 2019;6:31–40. doi: [10.31087/0016-7894-2019-6-31-40](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-31-40).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Кереев Ануар Болатулы**

ORCID [0009-0009-7494-0584](https://orcid.org/0009-0009-7494-0584)

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

Алдебек Альмира Есенаманкызы

ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)

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

Бондарук Владислав Викторович

ORCID [0009-0008-6791-7290](https://orcid.org/0009-0008-6791-7290)

e-mail: v.bondaruk@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сулейменулы

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

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

AUTHORS' INFO

***Anuar B. Kereyev**

ORCID [0009-0009-7494-0584](https://orcid.org/0009-0009-7494-0584)

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

Almira Ye. Aldebek

ORCID [0009-0004-2233-4412](https://orcid.org/0009-0004-2233-4412)

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

Vladislav V. Bondaruk

ORCID [0009-0008-6791-7290](https://orcid.org/0009-0008-6791-7290)

e-mail: v.bondaruk@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

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

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨЖ 621.8; 622.69

FTAXP 67.53.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>

Қабылданды: 19.12.2024.

Мақұлданды: 12.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Амангелді газ конденсатты кен орнын пайдалану кезіндегі шиеленістерді жою шаралары

М.Ж. Сексенбай, Ю.Ә. Дарибаев

Қазақ ұлттық су шаруашылығы және ирригация университеті, Тараз қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Амангелді газ конденсатты кен орнын пайдалануға берілгеннен бері конденсаттың құрамындағы ылғалды толығымен бөліп алу мүмкін болмай келеді. Газ конденсатының құрамындағы ылғалды толық бөліп алу технологиялық үрдісті жеңілдетіп, шиеленістердің алдын-алуға септігін тигізеді, сондықтан бұл газ конденсатты кен орындарындағы өзекті мәселелердің бірі. Осы мақсатта қазіргі уақытта көптеген газ және газ конденсатты кен орындарындағы ішкі кәсіпшілік газ тасымалдау құбырларында гидрат түзілу температурасын төмендету көзделіп отыр. Газ конденсатты кен орындарында газды дайындау кезінде шлейфтерде, коллекторларда, жабдықтарда гидратқа қарсы ингибиторлар (метанол және диэтиленгликоль) кеңінен қолданылып келеді. Егер мұнай, мұнай өнімдерін және газды ұңғылардан өндіру және дайындау кезінде гидратқа қарсы шаралар (ингибиторлар) қолданылмаса кәсіпшілікте бірқатар қиындықтар туындайды, себебі өнім өндіру кезінде ұңғылардан кешенді газ дайындау қондырғысына дейінгі аралықта, яғни шлейфте гидрат түзілу салдарынан оның ішкі диаметрі кішірейіп, өнім толығымен өтпей, кей жағдайларда мүлдем бекітіліп қалады. Бұл өз кезегінде өндірілетін өнім мөлшерінің азаюына алып келеді, немесе ұңғыны мүлдем тоқтатылады. Сондықтан, өндірілген өнімнің (газ, конденсат) бір бөлігі жанып тұрған алауға немесе тұтандыру білмесіне үрленеді. Аталған өндірістік шиеленістер кен орнының өндіру көрсеткіштеріне кері әсерін тигізеді.

Мақсаты. Амангелді конденсатты газ кен орнында ұңғы өнімдерін өндіріп жинау және дайындау кезінде, өнімді ұңғыдан кешенді газ дайындау қондырғысына дейін тасымалдайтын құбырларда және қондырғы жабдықтарында гидраттың пайда болуының алдын-алып, шиеленістерге жол бермеу шаралары қарастырылған.

Материалдар мен тәсілдер. Гидраттың пайда болуының алдын-алып шиеленістерді болдырмау үшін ұңғылардан кешенді газ дайындау қондырғысына дейін (УКПГ) ингибиторларды мөлшерлеп беру сораптарымен газ ағынына метанол (метил спирті, техникалық), ал кешенді газ дайындау қондырғысындағы жабдықтар арқылы өтетін газ ағынына тұман түрінде бүркіп берілетін диэтиленгликоль қосу көзделген.

Нәтижелері. Жоғарыда келтірілген нәтижелерді қорытындылай келе, метанол мен диэтиленгликольді қолданбай ұңғымалардан газконденсат өнімін өндіретін болсақ, онда факелге және үрлеу свечасына үрленетін газдың көлемі 4,95 млн м³ т, ал бұл газдың жалпы құны 128,7 млн теңгені құрайды, ал гидратқа қарсы ингибиторларды қолданатын болсақ, ингибиторды керекті көлемде сатып алу үшін 180 т метанол және 10 т диэтиленгликоль қажет болады. Олардың жалпы сатып алу бағасы 28 млн теңге. Екі нұсқаны салыстыра отырып, гидратқа қарсы ингибиторларды қолданған кезде 100,7 млн теңгенің өнімі үнемделетіні белгілі болды. Сол себепті гидраттың түзілуіне қарсы ингибиторларды қолдану өзекті болып есептеледі.

Қорытынды. Осы уақытқа дейін Амангелді газ конденсатты кен орнын пайдалану кезінде газдың құрамындағы ылғалды толық бөліп алу шаралары іске аспай келді. Соның салдарынан қысқы мезгілде кен орнында бірқатар шиеленістер орын алуда, яғни артық ылғал қыс мезгілінде шлейфтерде гидрат тығандарын түзіп, газконденсатының өтуіне кедергі келтіреді. Сондықтан, ГҚДҚ ингибиторларды мөлшерлеп беру сораптарымен газ ағынына метанол (метил спирті, техникалық), ал кешенді газ дайындау қондырғысындағы жабдықтар арқылы өтетін газ ағынына тұман түрінде бүркіп берілетін диэтиленгликоль қосу арқылы аталған шиеленістерді жою шаралары ұсынылады. Аталған шараларды басқа да газ конденсатты кен орындарында кеңінен қолдануға болады. Ұсынылып отырған шараларды қолдану арқылы тек шиеленістердің алдын-алып қана қоймай, алауға жіберілетін газконденсатын үнемдеуге болады.

Негізгі сөздер: газ, конденсат, ылғал, шлейф, гидраттың түзілуі, метанол, диэтиленгликоль, ингибитор.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сексенбай М.Ж., Дәрібаев Ю.Ә. Амангелді газ конденсатты кен орнын пайдалану кезіндегі шиеленістерді жою шаралары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, № 1. 32–41 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>.

UDC 621.8; 622.69

CSCSTI 67.53.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>

Received: 19.12.2024.

Accepted: 12.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Measures for Mitigating Operational Complications at the Amangeldy Gas Condensate Field

Mukhamedzhan Zh. Seksenbay, Yuldashbay A. Daribayev

Kazakh National University of Water Management and Irrigation, Taraz, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Since commencement of the operations at the Amangeldy gas condensate field, fully separating the moisture from the condensate has proven challenging. Achieving complete moisture separation in gas condensate is essential for enhancing the technological process and preventing potential complications. To address this issue, current methods involve lowering the hydrate formation temperature in the internal gas transport pipes across various gas and gas condensate fields. In gas treatment, antihydrate inhibitors such as methanol and diethylene glycol are commonly used in flowlines, reservoirs, and various equipment. If precautions are not taken to prevent hydrate formation (inhibitors) during the production and treatment of oil, several challenges may occur. For instance, during production, the internal diameter of the flowline can diminish due to the of hydrate buildup, and in some cases, gas condensate may not flow properly due to the hydrate blockages. This can result in a reduction in the amount of products produced, or may lead to a complete shutdown of the well. Consequently, a portion of the produced products, such as gas and condensate, is sent to a flare. These production complications negatively affect the overall performance of the field.

Aim: To develop measures to prevent hydrate formation and address complications at the Amangeldy gas condensate field that may arise during production and treatment of well effluents and the transportation of these products through pipelines and plant equipment to the integrated gas treatment unit.

Materials and methods: To prevent the formation of hydrate from wells to the Central Processing Facility (CPF), it is proposed to introduce methanol (technical grade) into the gas stream using inhibitor dosing pumps. Additionally, diethylene glycol will be sprayed as a mist into the gas stream as it passes through the CPF equipment.

Results: When producing gas condensate from wells without the use of methanol and diethylene glycol, the volume of gas directed to the flare and vent stack amounts to 4.95 million m³, with a total cost of 128.7 million tenge. In contrast, if hydrate inhibitors are employed, it will be necessary to procure 180 tons and 10 tonnes of diethylene glycol, resulting total expenditure of 28 million tenge. Utilizing these hydration inhibitors has led to an estimated product savings of 100.7 million tonnes.

Conclusion: To date, the operation at the Amangely gas condensate field have not fully addressed the separation of moisture from the gas. As a result, several issues arise during the winter month: excess moisture leads to the formation of hydrate blockage in the pipelines, obstructing the flow of gas and condensate. To mitigate this issue, we propose implementing measures that involve adding methanol (methanol technical grade) to the gas stream with metering pumps of inhibitors, and diethylene glycol sprayed as a mist into the gas stream passing through the CPF equipment. These measures could also be widely applied to other gas condensate fields. By adopting these measures, it is possible not only to alleviate operational challenges but also to reduce the volume gas and condensate that is wasted and flared.

Keywords: gas; condensate; moisture; flowline; hydrate formation; methanol; diethylene glycol; inhibitor.

To cite this article:

Seksenbay MZ, Daribayev YA. Measures for Mitigating Operational Complications at the Amangeldy Gas Condensate Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):32–41.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>.

УДК 621.8; 622.69

МРНТИ 67.53.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>

Получена: 19.12.2024.

Одобрена: 12.03.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Меры по устранению осложнений при эксплуатации Амангельдинского газоконденсатного месторождения

М.Ж. Сексенбай, Ю.А. Дарибаев

Казахский национальный университет водного хозяйства и ирригации, г. Тараз, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. С момента ввода в эксплуатацию Амангельдинского газоконденсатного месторождения не представляется возможным полностью отделить влагу, содержащуюся в конденсате. Полное выделение влаги в составе газового конденсата облегчает технологический процесс и способствует предупреждению осложнений. С этой целью в настоящее время предусматривается снижение температуры образования гидрата во внутренних промысловых газотранспортных трубах на многих газовых и газоконденсатных месторождениях. При подготовке газа широко применяются антигидратные ингибиторы (метанол и диэтиленгликоль) в шлейфах, коллекторах, оборудовании. Если при добыче и подготовке нефти, нефтепродуктов и газа не применяются меры по предупреждению образования гидрата, то может возникнуть ряд трудностей: при добыче происходит уменьшение внутреннего диаметра шлейфа из-за образования гидрата, иногда из-за гидратной пробки газовый конденсат полностью не проходит. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению количества производимой продукции либо даже к полной остановке скважины. Поэтому часть произведенной продукции (газ, конденсат) направляется на факел или свечу. Указанные производственные осложнения негативно сказываются на показателях добычи месторождения.

Цель. Разработка мероприятий по предотвращению образования гидрата и недопущению осложнений на Амангельдинском газоконденсатном месторождении при добыче и подготовке продуктов скважин, в трубопроводах и оборудовании установки, транспортирующих продукцию от скважины до установки комплексной подготовки газа.

Материалы и методы. Для предотвращения образования гидрата от скважин до установки комплексной подготовки газа предусматривается добавление метанола (метилового спирта, технического) в газовый поток дозирующими насосами ингибиторов и диэтиленгликоля, распыляемого в виде тумана в газовый поток, проходящий через оборудование установки комплексной подготовки газа.

Результаты. Если производить газоконденсатную продукцию из скважин без применения метанола и диэтиленгликоля, то объем выдуваемого газа в факел и продувочную свечу составляет 4,95 млн м³, а общая стоимость этого газа составляет 128,7 млн тг. Если использовать противогидратные ингибиторы, то потребуется закупить ингибитор в объеме: метанол – 180 т, диэтиленгликоль – 10 т, общая закупочная цена составляет 28 млн тг. При использовании ингибиторов гидратации стало известно, что экономия продукции составит 100,7 млн тг.

Заключение. До настоящего времени при эксплуатации Амангельдинского газоконденсатного месторождения меры по полному отделению влаги в составе газа не были реализованы в полной мере. Вследствие этого в зимний период на месторождении происходят ряд обострений: избыток влаги в зимний период, образуя на шлейфах гидратные пробки, препятствует прохождению газа и конденсата. В этой связи предлагаются меры по устранению указанных обострений путём добавления метанола (метил-технического спирта) в газовый поток дозирующими насосами ингибиторов, а диэтиленгликоля, распыляемого в виде тумана, – в газовый поток, проходящий через оборудование установки комплексной подготовки газа. Данные меры можно широко применять и на других газоконденсатных месторождениях. Предлагаемые меры могут не только предотвратить обострения, но и сэкономить количество теряемого газа и конденсата, направляемого на факел.

Ключевые слова: газ, конденсат, влага, шлейф, гидратообразование, метанол, диэтиленгликоль, ингибитор.

Как цитировать:

Сексенбай М.Ж., Дарибаев Ю.А. Меры по устранению осложнений при эксплуатации Амангельдинского газоконденсатного месторождения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, № 1. С. 32–41. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108808>.

Кіріспе

Газ және газ конденсатты кен орындарын игеру кезеңінде белгілі бір термобаралық жағдайда, өнімді қабаттағы табиғи газдар сумен байланысып қатты кристалды заттар – яғни газды гидраттар түзеді.

Газ құрамына кіретін метан, этан, пропан, бутан көмір қышқыл газ негізгі гидрат түзуші компоненттер болып саналады. Көмірсутектің сумен тұрақсыз байланыста (қоспасы) болуына қарамастан гидраттар ұңғы оқпанында, газды жинау, тасымалдау жүйелерінде түзіліп, олардың газды өткізу мүмкіндігін төмендетіп, олардың желілерде жүруін толығымен тоқтатуы мүмкін, яғни ұңғылардың өнімділігінің төмендеуіне алып келеді. Амангелді кен орнындағы өндіру ұңғымаларының жұмыс істеуін талдау 2015–2019 жж. аралығындағы өндірістік және авторлық бақылау мәліметтері негізінде жүргізілді.

Конденсатты газ ұңғымасынан кешенді дайындау қондырғысына дейін шлейфпен (выкидная линия) тасымалданады. Шлейфтің ұзындығы 1 км-ден 4,5 км-ге дейін және газдың құрамында босылғалдың болуы, газдың температурасы тепе-теңдік температурасынан төмен болған жағдайда шлейфтерде гидраттың түзілуіне қолайлы жағдай жасалынады. Қыс мерзімінде шлейфтерде гидраттар түзілмеуі үшін, яғни шлейфтегі газдың температурасы тепе-теңдік температурасынан төмен болған жағдайда, плунжерлі сораппен шлейфтегі газ ағымына метанол, яғни гидрат түзілуінің ингибиторы метил спирті (метанол CH_3OH , ингибитор гидратообразования) жіберіледі. Сондықтан гидраттың түзілуіне қарсы ингибиторларды қолдану өзекті болып есептеледі.

Зерттеулерді жүргізу әдістері және шарттары

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен орындарындағы газды жинау тізбегінде, өндіріс ішінде тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында:

- ұңғы шлейфіндегі газды алауға немесе шыраққа үрлеу, яғни газды жинау жүйесіндегі қысымды гидрат түзілуінің тепе-теңдік қысымынан төмендету;

- шлейф (құбыр) диаметрінің кішірейген, ұлғайған, бұрылыстарын және жоғарыға көтерілген жерлерін және бекіту-реттегіш арматураларын метанолды регенерациялау қондырғысының Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздыру;

- манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын ыстық қайнаған сумен қыздыру немесе манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын далаға үрлеу;

- газды Е-704 жылу алмастырғышы арқылы «Терминол-57» жылу тасымал-

дағышымен қыздырып, қыздырылған газды жалпы коллекторға беру;

- қысымның бірден түсіп кетуінің алдын алу (температураның төмен түсіп гидрат түзілуіне алып келеді), яғни бекіту-реттегіш арматураларының саңылаулары арқылы газдың сыртқа шықпауын қамтамасыз ету;

- гидрат түзілуінің тепе-теңдік температурасын төмендету үшін гидрат түзілген жерлерге метанол беру қарастырылған.

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен орындарындағы газды жинау тізбегінде, өндіріс ішінде тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде түзілген гидраттарды жою мақсатында:

- шлейфтегі газды свечаға немесе факелге үрлеп қысымды бірден біржақтама төмендету арқылы, (0 атм. дейін) түзілген гидратты жою;

- шлейфтегі газды свечаға немесе факелге үрлеп қысымды бірден екіжақтама төмендету және құбырды қоршаған топырақтың қызуы арқылы (0 атм дейін) түзілген гидратты жою және газды түзілген гидратты жоюға қажет уақытқа тоқтату;

- түзілген гидратты жеделдетіп жою мақсатында гидрат түзілген жерге метанол өндіру арқылы гидратты жою көзде тұтылған.

Зерттеулер нәтижесі

Табиғи газды жер қойнауынан ұңғы оқпанына өндіру кезінде, ұңғы сағасындағы құрал-жабдықтарда және өндірістің өнімді жинау жүйесінің кез келген бөлігінде, газды дайындау және құбырлар арқылы тасымалдау кезінде гидраттың пайда болуы мүмкін.

Гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында метанолды жүйеге енгізу кезінде жер қойнауынан келіп түскен сулармен байланысып, су буларының қысымын және газдың шық түсу нүктесін төмендетеді. Гидрат түзілуінің дәрежесін төмендету су ерітіндісіндегі реагент концентрациясына байланысты анықталады.

Түзілген гидрат тығандарын жою кезінде метанол буы газ фракциясын қанықтырады және гидраттың парциальды қысымын төмендетіп, оның тез арада ыдырауына алып келеді.

Гидрат түзілуімен күресу үшін метанолды кең түрде қолдана бастады, ол гидрат түзілу температурасын жоғарғы дәрежеде төмендетеді. Және түзілген гидрат тығынын тез арада ыдыратады, қату температурасын және тұтқырлығын төмендетеді

Метанолды гидрат түзілуінің ингибиторы есебінде қолдану гидрат түзілу шарттарының өзгеруіне негізделген, яғни оның сумен толықтай араласып гидраттың түзілу температурасын айтарлықтай төмендетеді. Сонымен бірге берілген термобаралық шартта гидрат түзілуінің алдын алады.

Өнімді жинау және дайындау технологиясы

Қазіргі уақытта Амангелді кен орнында ұңғыларды пайдалану қоры 38 бірлік ұңғыны құрайды. Ұңғыларды пайдалану ұңғылар жұмысының бекітілген технологиялық режиміне сәйкес жүзеге асырылады [1].

Амангелді, Жарқұм және Айрақты кен орындары бойынша 2023 ж. «Амангелді Газ» ЖШС бойынша 319 930,201 мың м³ көлемінде газ және 15 056,315 т газ конденсатын өндіру жоспарланған болатын.

«Амангелді Газ» ЖШС табиғи газ және конденсатты өндірудің жоспарлы және нақты көлемі 1-кестеде келтірілген.

«Амангелді Газ» ЖШС бойынша табиғи газ және конденсатты өндіру көлемі 2023 ж. – 278 182,062 мың м³ және – 14 152,758 тоннаны құрады, тиісінше, газ және конденсат өндіру жоспары 86,95 және 93,99% орындалды.

Кесте 1. «Амангелді Газ» ЖШС бойынша 2023 ж. табиғи газ және конденсатты өндіру деңгейінің көрсеткіштері

Table 1. Natural gas and condensate production level indicators for 2023 for Amangeldy Gas LLP

2023 ж. жоспардың орындалуы Fulfilment of the plan for 2023			Ауытқу Deviation	
Атауы Name	жоспар planned	нақты Actual	+/-	%
Табиғи газ Natural gas	319930,2 мың м³ (thousand m³)	278182,1 мың м³ (thousand m³)	-41748,1 мың м³ (thousand m³)	87,0
Газ конденсаты Gas condensate	15056,3 т (tonnes)	14152,8 т (tonnes)	-903,6 т (tonnes)	94,0



Сурет 1. 2023 ж. газ өндіру жоспары (Амангелді газ конденсатты кенорны)
Figure 1. Gas production plan for 2023 (Amangeldy gas condensate field)

2023 ж. Амангелді кен орны бойынша газ және газ конденсатын өндіру көрсеткіштері тиісінше 86,1% және 94,4% орындалды.
Gas and gas condensate production indicators for the Amangeldy field for 2023 were achieved by 86.1% and 94.4%, respectively.

Газ және газ конденсатын өндіру көрсеткіштерін орындамаудың негізгі себебі магистральдық газ құбырындағы жөндеу жұмыстары болды.

Ұңғылар ұзақ мерзімге тоқтатылды, нәтижесінде серіктестік тамыз айында барлық ұңғыларды жоспардан тыс тоқтату туралы шешім қабылдады.

2023 ж. Амангелді газ конденсатты кен орны бойынша табиғи газ және конденсатты өндіру деңгейінің көрсеткіштері

2023 ж. Амангелді кен орны бойынша газ және газ конденсатын өндіру көлемі:

- газ өндіру – 244 660,649 мың м³;
- конденсат өндіру – 13 859,606 т.

Амангелді газ конденсатты кен орны бойынша табиғи газ және конденсат өндіру көрсеткіштері 2-кестеде және 1, 2-суреттердегі диаграммалар түрінде келтірілген [2].

Кесте 2. 2023 ж. өндіру жоспарын орындау (Амангелді газ конденсатты кенорны)
Table 2. Fulfilment of the production plan for 2023 (Amangeldy gas condensate field)

2023 ж. жоспардың орындалуы Fulfilment of the plan for 2023			Ауытқу Deviation	
Атауы Name	жоспар planned	нақты Actual	+/-	%
Табиғи газ Natural gas	284 057,891 мың м³ (thousand m³)	244 660,649 мың м³ (thousand m³)	-39 397,242 мың м³ (thousand m³)	86,1
Газ конденсаты Gas condensate	14 684,472 т (tonnes)	13 859,606 т (tonnes)	-824,866 т (tonnes)	94,4



Сурет 2. 2023 ж. конденсат өндіру жоспары (Амангелді газ конденсатты кенорны)
Figure 2. Condensate production plan for 2023 (Amangeldy gas condensate field)

2023 ж. газ және конденсатын өндіріп тасымалдау кезіндегі ишеленістерді жою.
2023 Elimination of tension in gas and condensate transportation.



Сурет 3. Ұңғылар бойынша метанолдың жалпы шығыны, 2023 ж.

Figure 3. Total methanol consumption by wells, 2023

УКПГ – установка комплексной подготовки газа (орыс.)
/ Central Processing Facility

Ұңғыларды қыс кезінде пайдалану табиғи газды және конденсатты жинау ұңғының сағасынан газды кешенді дайындау қондырғысы (бұдан әрі – ГҚДҚ) дейін тасымалдау жүйесінде гидраттың түзілуі нәтижесінде тасымалдау процессі едәуір күрделене түседі. Гидрат тығандарының алдын алу және жою үшін жинау жүйесінде газ өндіру операторлары мен жедел машиналардың жүргізушілерінің түнгі кезекшілігін ұйымдастырды. Шлейфтерде гидрат түзілуінің алдын алу және жою газды алауға үрлеу, газ тасымалдау құбырларындағы қысымды төмендету (гидратты жою мақсатында)

және ұңғылардың сағасынан газ құбырына метанолды мөлшерлеп беру сораптарымен метанол енгізу арқылы жойылды [3].

Жылдың суық мезгілінде, ұңғылардан өндірілген газ және конденсатты кешенді дайындау қондырғысына тасымалдау кезінде шлейфтер және ондағы орнатылған арматураларда гидраттар пайда болмауы үшін, ұңғыдан өндірілген өнімге 450 л-лік метанол құйғыш арқылы схемада көрсетілгендей ұңғы сағасына жалғанған диаметрі 20 мм құбырмен ұңғыдан шыққан газ метанол құйғыштың үстіңгі жағына беріледі. Метанол құйғыштың сымдылығы 450 л. Метанол құйғыштың астыңғы жағына жалғанған 20 мм құбырмен метанол ұңғы шлейфіне беріледі. Метанол құйғышқа клинкерлі деңгей өлшегіш орнатылған. Метанол құйғыштың негізгі кемшіліктері [4]:

1) метанолды метанол құйғыштан мөлшерлеп беру мүмкін емес, себебі ұңғы сағасындағы қысым мен шлейфтегі қысымның айырмасынан және метанол құйғыштағы метанол деңгейінің әсерінен вентильдерді ашып жапқанша метанол әп-сәтте шлейфке кетіп қалады;

2) метанол құйғышты күнге метанолмен толтырып тұру керек, себебі метанолдың шығыны өте үлкен, метанолды үнемдеу мүмкін емес, сондықтан қазіргі уақытта метанол құйғыш резервтік желі есебінде қарастырылады;

3) метанол құйғышты метанолмен толтыру метанол тасымалдаушы автомобильмен іс жүзіне асырылады.

Кесте 3. Ұңғылар бойынша метанолдың жалпы шығыны 2023 ж., кг
Table 3. Total methanol consumption by wells for 2023, kg

Ұңғы № Well No.	Қаңтар January	Ақпан February	Наурыз March	Сәуір April	Мамыр May	Маусым June	Шілде July	Тамыз August	Қыркүйек September	Қазан October	Қараша November	Желтоқсан December	Барлығы, 2023 ж. TOTAL, 2023	%
102	1226	1305	1326	662	0	0	0	0	0	0	492	2066	7075	8,3
107	1325	1227	1254	1005	0	0	0	0	0	0	0	956	5767	6,7
111	598	647	832	208	0	0	0	0	0	0	0	0	2285	2,7
112	1612	1222	1014	806	156	0	0	0	0	0	0	1248	6058	7,0
114	222	479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	701	0,8
116	1126	1251	1450	1104	196	0	0	0	0	0	0	1697	6824	8,0
122	564	958	1251	345	0	0	0	0	0	0	0	494	3612	4,2
123	858	985	1354	394	148	0	0	0	0	0	0	900	4639	5,4
126	962	883	364	1170	1487	0	0	0	0	0	0	25	4891	5,7
127	1170	1014	1300	1144	209	0	0	0	0	0	0	572	5409	6,3
128	1092	884	1456	2054	156	0	0	0	0	0	104	1534	7280	8,5
129	884	806	1092	754	0	0	0	0	0	0	520	2158	6214	7,2
130	390	728	1274	1794	418	0	0	0	0	0	104	1742	6540	7,5
131	0	0	0	1515	1785	0	0	0	0	0	0	0	3300	3,9
133	0	0	0	1145	1445	0	0	0	0	0	0	0	2590	3,0
ГҚДҚ	3873	1862	1674	914	591	0	0	0	0	0	1444	2120	12478	14,7
Барлығы TOTAL	15902	14251	15641	15014	6591	0	0	0	0	0	2664	15512	85575	100

Кейін метанол құйғышты демонтаж жасап алып тастады.

Сол себепті кейінгі уақытта ұңғыма сағасына метанол беру үшін реагенттерді мөлшерлеп беру блогы НД-1,0Р-25/250 (Ресей) сорабымен орнатылған. Бұл сораптың резиналы нығыздағыштары метанолдың әсерінен тез істен шығатын болғандықтан, НД-1,0Р-25/250 сораптары резервке қойылып, НД-1,0Р-25/250 сорабы метанолды мөлшерлеп беретін МА-15М (Ресей) сорабына ауыстырылды. Бұл сораптың негізгі кемшілігі сорап корпусы шойыннан жасалған болатын. Жұмыс істеу кезінде шойын корпус гидравликалық соққыларға шыдас берместен жарыла берді. МА-15М сорабының да резиналы нығыздағыштары метанолдың әсерінен тез істен шығатын, заводқа болаттан жасалған корпусқа тапсырма беріліп, МА-15М сорабы да резервке қойылды. Мөлшерлеп беру блогыдағы НД-1,0Р-25/250 сорабын демонтаж жасап желіден алып тастады, орнына негізгі метанол беретін жүйелерге Novados Н3 (Германия), Milton Roy (Франция) плунжерлі сораптары орнатылып сол сораптар арқылы гидрат түзілуіне қарсы ингибиторлар (метанол) енгізілді. Реагенттерді мөлшерлеп беру блогында көлемі 4 м³ сиымдылық бар. Сиымдылықты метанолмен толтыру қоймада орнатылған сорап арқылы іс жүзіне асырылды. Сиымдылықта, оның толғандығын көрсететін деңгей сигнализаторы орнатылған.

Novados Н3, Milton Roy сораптарының өнімділігі сағатына 20 л. Осы сораптар орнатылған соң жоғарыдағы кемшіліктердің барлығы жойылды. Бұл қарастырылып отырған іс-шаралар төмендегі схема бойынша іс жүзіне асырылады (сур. 4) [5].

Жылдың суық мезгілінде (көктемнің бастапқы, қыс және күздің соңғы айларында) технологиялық тораптарда, әсіресе кіру манифольдында (ұңғы өнімдерін құбырмен тасымалдау желісінде және кіру манифольдының жалпы коллекторында) және кіру айырғышының тораптарында гидраттың пайда болуына байланысты газды дайындау процесі айтарлықтай қиындайды [5].

Кіру манифольдының технологиялық тораптарында (бекіту арматурасы, құбыр бөлігі), жалпы коллекторда, өлшеу айырғышының тораптарында (аспалы жабдықтар, бекіту-реттеу арматурасы, табиғи газды және конденсатты жеткізу және бұру желілері) гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында қосымша орнатылған МА-15М сорғысынан метанол мезгіл-мезгіл енгізіліп отырды, сондай-ақ гидрат пайда болған учаскелерді метанолды қайта тіктеу қазандығының буымен қыздырды. Мөлшерлеп беруге арналған метанол шығыны 12,478 т құрады. Есепті кезеңде тауарлы газдың шық нүктесінің температурасы 5,7°С шамасында болды. Регламенттік деректерге сәйкес келетін

-6,0°С, сондай-ақ тұрақты ылғал өлшегіштің көрсеткіштерінің тұрыстығы апта сайын тауарлық газдың шық нүктесінің температурасын портативті ылғал өлшегіш көрсеткішімен салыстыру жүргізілді, ылғал өлшегіштердің көрсеткіштері сәйкес келеді. Бұл көрсеткіштер ГОСТ талаптарына жауап бермейтіндіктен пропан-тоңазытқыш қондырғысын орнату туралы шешім қабылданды [6].

Амангелді кен орнының газын кешенді дайындау қондырғысында газды кептірудің қажетті дәрежесін қамтамасыз ету мақсатында ағымдағы жылдың 10 шілдесінде «ГазСервис» ЖШС мамандары іске қосу-баптау жұмыстарын жүргізгеннен кейін пропан-тоңазытқыш қондырғысы пайдалануға берілді [7].

27.07.2023 ж. бастап өндірістік филиалдың барлық ұңғылары қысымды тұрақтандыру қысығын алу үшін (*орыс. кривая восстановления давления*, бұдан әрі – КВД) жабылды. 21.08.2023 ж. бастап 01.09.2023 ж. дейін КВД-ға жабылған ұңғылар біртіндеп ГҚДҚ-ға (ГҚДҚ) қосылды, кіру қысымы 43 кгс/см². Тауарлы газдың шық нүктесінің температурасы -3,0°С-ден -10,7°С-ге дейін болды, бұл тауарлық газды дайындау үшін қажетті құғатуу дәрежесін қамтамасыз етті.

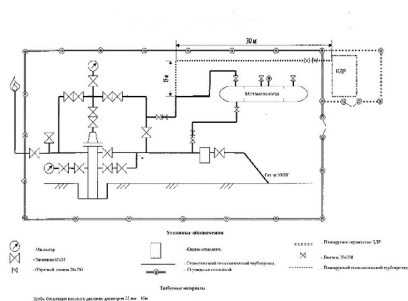
Газды кешенді дайындау қондырғысында 274403,458 мың м³ тауарлы газ дайындалды.

Қоршаған ортаның температурасы -15–18°С және одан төмен болса, онда манифольдтың, технологиялық тораптарында гидрат түзіледі.

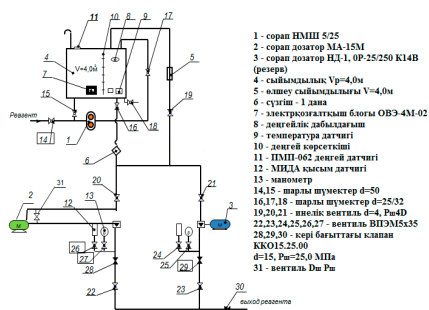
Жоғарыда өткізілген іс-шараларға қарамастан, газды кешенді дайындау қондырғысындағы кіру манифольдінде құбырлар диаметрінің кішірейген, ұлғайған, құбыр бұрылыстары, жоғарыға көтерілген жерлері және бекіту-реттегіш арматуралары, кері қақпақтар метанолды регенерациялау қондырғысы Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздырылады.

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен орындарында өндіріс ішіндегі тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде газды жинау тізбегінде, гидрат түзілуінің алдын алу және түзілген гидраттарды жою мақсатында метанолды тіктеу қондырғысы бу қазандығының буымен қыздырылады. Қарастырылып отырған технологиялық схема жоғарыда келтірілген.

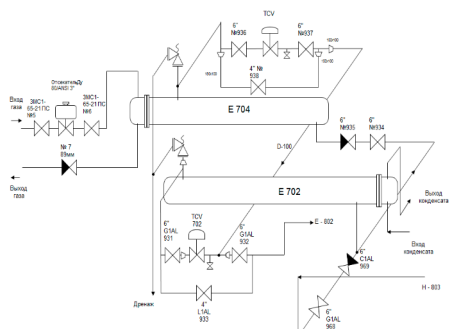
Бұл жұмыстар осы уақытқа дейін жылжымалы универсал бу агрегатымен ППУА-100 (*орыс. передвижной паровой универсальный агрегат*) атқарылып келген. Бұл агрегаттың 100 км арақашықтыққа жанар-жағар май шығыны 50 л, жұмыс істеп тұрғанда 30–35 л, ал жүргізушінің айлығы айына 250 000 теңге. Метанолды регенерациялау қондырғысынан кіру манифольдына дейін жер астындағы құбырдың ұзындығы 55 м, жер үстіндегі ұзындығы 60 м, диаметрі 63 мм.



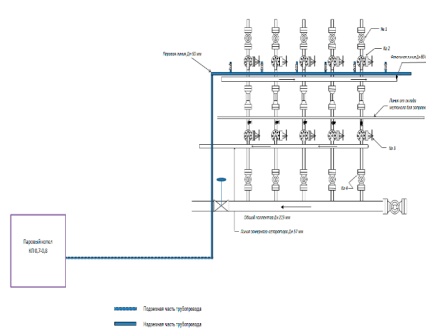
Сурет 4. Ұңғы сағасына реагентті мөлшерлеп беру схемасы
Figure 4. Wellhead chemical injection diagram



Сурет 5. ГКДҚ-ның кіру манифольдына реагентті мөлшерлеп беру схемасы
Figure 5. CPF inlet manifold chemical injection diagram



Сурет 6. E-704 терминол-газ қыздырғышының сызбасы
Figure 6. Diagram of the E-704 terminol gas burner



Сурет 7. E-1.0-0.9Г қазандығының ыстық буымен қыздыру схемасы
Figure 7. Hot steam heating diagram for E-1.0-0.9 G boiler

Кесте 4. ГКДҚ БДР-дағы метанол шығыны, кг
Table 4. Methanol consumption at the CIS CPF, kg

ГКДҚ БДР кіру манифольді	Қаңтар January	Ақпан February	Наурыз March	Сәуір April	Мамыр May	Маусым June
Мөлшері, л	0	0	0	0	0	0
Мөлшері, %	31,0	14,9	13,4	7,1	5,0	0

кестенің жалғасы
table (cont'd)

ГКДҚ БДР кіру манифольді	Шілде July	Тамыз August	Қыркүйек September	Қазан October	Қараша November	Желтоқсан December	Барлығы, 2023 ж. TOTAL, 2023
Мөлшері, л	0	0	0	0	1444	2120	12478
Мөлшері, %	0	0	0	0	11,6	17,0	100,0

БДР / CIS – реагенттерді мөлшерлеу блогы (орыс. блок дозирования реагентов) / chemical injection skid

Қондырғыдан май құю стансасына барып келу ара қашықтығы 15 шақырым ППУА-100 тәулігіне бір рет жанар-жағар май құяды. Сонда 16 қазаннан 16 сәуірге дейін 182 тәулікте ППУА-100 182*15 = 2730 км жол жүреді. 2730 км жолға (2730/100)*50 = 1365 литр жанар-жағар май жұмсалады. Жұмсалған жанар-жағар майдың құны 1365*230 = 313 950 теңге. Тәулігіне

20 сағаттан жұмыс істейді, сонда 182 тәулікте 182*20 = 3640 сағат жұмыс істейді. 3640 сағатта жұмсалатын жанар-жағар майдың құны 3640*35*230 = 29 302 000 теңге Жүргізушіге 6 айда төленетін ақша 250000*6 = 1 500 000 теңге. Жылына жұмсалатын шығын 313 950 + 29 302 000 + 1 500 000 = 31 115 950 теңге. Демек, жылына 31 115 950 теңге үнемделеді [9].

Қазіргі уақытта гидрат түзілуінің алдын алу және түзілген гидраттарды жою мақсатында метанолдың тіктеу қондырғысы бу қазандығының буы қолданылады. Бұды пайдалану үшін құбырдың жер бетінде орналасқан бөлігінде диаметрі 20 мм-лік 6 штуцер орнатылған. Бұл штуцерлерге диаметрі 20 мм-лік резина шлангілер кигізілген. Осы шлангілермен кіру манифольдінде орналасқан газды кешенді дайындау қондырғысындағы кіру манифольдінде кез-келген құбырлар диаметрінің кішірейген, ұлғайған, құбыр бұрылыстары, жоғарыға көтерілген жерлері және бекіту-реттегіш арматуралары, кері қақпақтарын метанолды регенерациялау қондырғысы Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздырылады. Қыздыру процессін сол қондырғыда жұмыс істейтін операторлар атқарады.

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен орындарында өндіріс ішіндегі тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде газды жинау тізбегінде, гидрат түзілуінің алдын алу мақсатында [10]:

- ұңғы шлейфіндегі газды алауға немесе шыраққа үрлеу, яғни газды жинау жүйесіндегі қысымды гидрат түзілуінің тепе-теңдік қысымынан төмендету;

- шлейф (құбыр) диаметрінің кішірейген, ұлғайған, бұрылыстарын және жоғарыға көтерілген жерлерін және бекіту-реттегіш арматураларын метанолды регенерациялау қондырғысының Е-1,0-0,9Г қазандығының ыстық буымен қыздыру;

- манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын ыстық қайнаған сумен қыздыру

немесе манометр мен термометрдің үш жөлекті құбыршаларын далаға үрлеу;

- газды Е-704 жылу алмастырғышы арқылы «Термиол-57» жылу тасымалдағышымен қыздырып, қыздырылған газды жалпы коллекторға беру;

- қысымның бірден түсіп кетуінің алдын алу (температураның төмен түсуі гидрат түзілуіне алып келеді), яғни бекіту-реттегіш арматураларының саңылаулары арқылы газдың сыртқа шықпауын қамтамасыз ету;

- гидрат түзілуінің тепе-теңдік температурасын төмендету үшін гидрат түзілетін жерлерге метанол беру қарастырылған.

Амангелді, Жарқұм, Айрақты кен орындарындағы газды жинау тізбегінде, өндіріс ішінде тасымалдау және құрғатылмаған газды дайындау кезінде түзілген гидраттарды жою мақсатында:

- шлейфтегі газды свечаға немесе факелге үрлеп қысымды бірден біржақтама төмендету арқылы (0 атм дейін) түзілген гидратты жою;

- шлейфтегі газды свечаға және факелге үрлеп қысымды бірден екіжақтама төмендету (0 атм дейін) және құбырды қоршаған топырақтың қызуы арқылы түзілген гидратты жою және газды түзілген гидратты жоюға қажет уақытқа тоқтату;

- түзілген гидратты жеделдетіп жою мақсатында гидрат түзілген жерге метанол ендіру арқылы гидратты жою көзде тұтылған [11].

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Авторлар зерттеуге сыртқы қаржыландыру жоқ екенін мәлімдейді.

Мүдделер қақтығысы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қақтығысының жоқтығын жариялайды.

Авторлардың қосқан үлесі. Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Дәрібаев Ю.Ә. – зерттеу тұжырымдамасы, оны жүргізу және қолжазбаны редакциялау; Сексенбай М.Ж. – қолжазбаны редакциялау зерттеу деректерін талдау, түсіндіру.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Герштанский О.С., Чагай В.Г., Сарбуфина З.И., и др. (АО «НИПИнефтегаз»). Отчет по подсчету запасов газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Амангельды (Жамбылская область Республики Казахстан) по состоянию на 01.01.2006 г.». Актау, 2007.
2. Герштанский О.С., Апакаев Ж.А., Чагай В.Г., и др. (АО «НИПИнефтегаз»). Проект промышленной разработки месторождения Амангельды. Отчет. Договор № 07-ДМ-28. Актау, 2007.

ADDITIONAL INFORMATION

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

Conflict of interest. The authors declare the absence of obvious and potential conflicts of interest related to the publication of this article.

Contribution of the authors. All authors confirm that their authorship meets the international ICMJE criteria (all authors have made a significant contribution to the development of the concept, research and preparation of the article, read and approved the final version before publication). The greatest contribution is distributed as follows: Yuldashbay A. Daribayev – study concept and implementation and editing of the manuscript; Mukhamedzhan Zh. Seksenbay – editing of the manuscript, analysis, interpretation of research data.

3. Герштанский О.С., Чагай В.Г., Пуписова Л.В., и др. (АО «НИПНефтегаз»). Авторский надзор за реализацией проекта промышленной разработки месторождения Амангельды по состоянию на 01.01.2011 г. Отчет. Договор № 10-ДЗ-144. Актау, 2011.
4. Дәрібаев Ю.Ә., Қабдусhev А.А. Амангелді кен орнында гидраттың түзілуін алдын алу және онымен күресу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, № 3. 76–83 б. doi: [10.54859/kjogi108575](https://doi.org/10.54859/kjogi108575).
5. Дарibaев Н.Ю., Ибильдаев М., Дәрібаев Ю.Ә. Повышение эффективности установки комплексной подготовки газа // XXI ғасырдағы экологияның және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері. Тараз, 2021. С. 337–339.
6. Дәрібаев Н.Ю., Ибильдаев М., Дәрібаев Ю.Ә. Амангелді кен орнында газды дайындау жүйесін жетілдіру // XXI ғасырдағы экологияның және адам өмірінің қауіпсіздігінің өзекті мәселелері. Тараз, 2021. С. 340–342.
7. Тілегенов И.С., Дәрібаев Ю.Ә., Дәрібаев Н.Ю. Разработка ресурсосберегающей технологии по повышению продуктивности скважин методом гидроразрыва пласта на примере месторождений «Амангельды Газ» // Вестник Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности. 2018. Том 23, №2. С. 141–143.
8. Дәрібаев Ю.Ә., Манapбаев Б.Ж., Дәрібаев Н.Ю. Предупреждение и борьба с гидратообразованием при эксплуатации скважин месторождения Амангельды // Современные технологии в нефтегазовом деле: матер. науч.-техн. конф. Уфа : УГНТУ, 2018. С. 75–78.
9. Бакбергенов А., Сапаев Ж., Джетмеков Д. Отчет о производственной деятельности ТОО «Амангельды Газ» за 2021 год. Нур-Султан, 2022.
10. Кабдусhev А.А., Баймаханов А.Е., Агзамов Ф.А. және басқалар. Бағанаралық қысымды бақылау және жою // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №3. doi: [10.54859/kjogi108651](https://doi.org/10.54859/kjogi108651).
11. Тілегенов И.С., Дарibaев Ю.А. Оценка потенциальной возможности освоения нефтегазовых месторождений Анабай, Айрақты и Жаркүм // Вестник Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности. 2018. №2. С. 25–32.

REFERENCES

1. Gershtanskiy OS, Chagay VG, Sarbufina ZI, et al. (NIPNeftegaz). Otchet po podschetu zapasov gaza, kondensata i poputnykh komponentov mestorozhdeniya Amangeldi (Zhambil'skaya oblast Respubliki Kazakhstan) po sostoyaniyu na 01.01.2006 g.». Aktau; 2007. (In Russ).
2. Gershtanskiy OS, Apakaev ZA, Chagay VG, et al (NIPNeftegaz). Proekt promishlennoy razrabotki mestorozhdeniya Amangeldi. Report. Contract No.: 07-DM-28. Aktau; 2007. (In Russ).
3. Gershtanskiy OS, Chagay VG, Pupisova LV, et al (NIPNeftegaz). Avtorskiy nadzor za realizatsiyey proekta promishlennoy razrabotki mestorozhdeniya Amangeldy po sostoyaniyu na 01.01.2011 g. Report. Contract No.: 10-DZ-144. Aktau; 2011. (In Russ).
4. Kabdushev AA, Agzamov FA, Manapbayev BZ, Delikesheva DN, Korgasbekov DR. Investigation of impact resistance of grouting materials. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):36–46. doi: [10.54859/kjogi108575](https://doi.org/10.54859/kjogi108575).
5. Daribaev NY, Ibildayev M, Daribaev YA. Povysheniye effektivnosti ustanovki kompleksnoy podgotovki gaza. XXI gasyrdagy ekologiyanyin zhane adam omirinin qauypsizdiginin ozekti maseleleri. Taraz; 2021. P. 337–339. (In Kazakh, Russ).
6. Daribaev NY, Ibildayev M, Daribaev YA. Amangeldy ken ornynda gazdy daiyndau zhuyesin zhetildiru. XXI gasyrdagy ekologiyanyin zhane adam omirinin qauypsizdiginin ozekti maseleleri. Taraz; 2021. P. 340–342. (In Kazakh, Russ).
7. Tilegenov IS, Daribaev YA, Daribaev NY. Razrabotka resursosberegayushchey tekhnologii po povisheniyu produktivnosti skvazhin metodom gidrorazryva plasta na primere mestorozhdeniy «Amangeldi Gaz». *Vestnik Mezhdunarodnoy akademii nauk ekologii i bezopasnosti zhiznedeyatel'nosti*. 2018;23(2):141–143. (In Russ).
8. Daribaev YA, Manapbaev BZ, Daribaev NY. Preduprezhdeniye i bor'ba s gidratoobrazovaniyem pri ekspluatatsii skvazhin mestorozhdeniya Amangeldi. *Sovremennyye tekhnologii v neftegazovom dele: mater. nauch.-tekhn. konf.* Ufa: UGNTU, 2018. P. 75–78. (In Russ).
9. Bakbergenov A, Sapayev Z, Dzhetmekov D. Otchet o proizvodstvennoy deyatel'nosti TOO «Amangeldi Gaz» za 2021 god. Nur-Sultan; 2022. (In Russ).
10. Kabdushev AA, Baymakhanov AY, Agzamov FA, Daribaev YA, Betzhanova AZ. Monitoring and elimination of intercasing pressure. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):85–95. doi: [10.54859/kjogi108651](https://doi.org/10.54859/kjogi108651).
11. Tilegenov IS, Daribaev YA. Otsenka potentsialnoy vozmozhnosti osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy Anabay, Airakti i Zharkum. *Vestnik Mezhdunarodnoy akademii nauk ekologii i bezopasnosti zhiznedeyatel'nosti*. 2018;2:25–32.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

Дарибаев Юлдашбай Абуевич

ауыл шар. ғыл. канд.

ORCID [0000-0003-1962-0966](https://orcid.org/0000-0003-1962-0966)

e-mail: sabitmukhamejanuly@gmail.com.

***Сексенбай Мұхамеджан Жамалбайұлы**

техн. ғыл. канд.

ORCID [0000-0002-6977-9169](https://orcid.org/0000-0002-6977-9169)

e-mail: seksenbay61@mail.ru.

AUTHORS' INFO

Yuldashbay A. Daribaev

Cand. Sc. (Agriculture)

ORCID [0000-0003-1962-0966](https://orcid.org/0000-0003-1962-0966)

e-mail: sabitmukhamejanuly@gmail.com.

***Mukhamedzhan Zh. Seksenbay**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-6977-9169](https://orcid.org/0000-0002-6977-9169)

e-mail: seksenbay61@mail.ru.

*Корреспондент автор / Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Получена: 14.10.2024.
Одобрена: 30.01.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень

М.О. Таджикибаев¹, Р.У. Баямирова², А.Р. Тогашева²

¹*Dunga Operating, г. Актау, Казахстан*

²*Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан*

АННОТАЦИЯ

Обоснование. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением технологии поддержания пластового давления остаточные извлекаемые запасы углеводородного сырья подвергаются изменению, переходя из подвижного состояния в малоподвижное и, в конечном итоге, в неподвижное. Локализация таких запасов преимущественно ограничена зонами с низкой степенью охвата заводнением, что обуславливает необходимость разработки эффективных методологических подходов к их выявлению и дальнейшему вовлечению в активную разработку. В этой связи особую актуальность представляет изучение данного вопроса применительно к месторождению Узень, характеризующемуся высокой степенью выработанности запасов, а также значительной обводнённостью добываемой продукции, что в совокупности предопределяет необходимость оптимизации методов геолого-технических мероприятий.

Цель. Настоящее исследование направлено на разработку и обоснование интегрированного подхода к оценке локализации остаточных запасов нефти на поздней стадии эксплуатации месторождения.

Материалы и методы. В рамках данного подхода реализована методология построения карт выработки пластов, основанная на аналитическом моделировании радиусов дренирования добывающих скважин и зон влияния нагнетательных скважин, а также анализе изменений минерализации пластовых флюидов на основе лабораторных замеров состава попутно добываемой и закачиваемой воды.

Результаты. Результаты проведённого исследования свидетельствуют о высокой информативности разработанного подхода, который обеспечивает формирование детализированной картины распределения остаточных запасов нефти, позволяет количественно оценить степень вовлечённости отдельных зон в разработку и способствует повышению эффективности системы заводнения. Выявленные зоны остаточной нефтенасыщенности могут быть использованы для целенаправленного планирования геолого-технических мероприятий, таких как выбор локаций для бурения дополнительных скважин, оптимизация направленной закачки рабочего агента и совершенствование технологий воздействия на пласт.

Заключение. Предложенный методический подход представляет собой эффективный инструмент для повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, обеспечивая рациональное управление остаточными запасами нефти и позволяя на системной основе реализовывать мероприятия по интенсификации добычи в условиях высокой выработанности месторождения.

Ключевые слова: локализация, остаточные извлекаемые запасы, карта выработки, карта минерализации, текущая нефтенасыщенность, месторождение Узень.

Как цитировать:

Таджибаев М.О., Баямирова Р.У., Тогашева А.Р. Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

UDC 622.276
CSCSTI 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Received: 14.10.2024.

Accepted: 30.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Development of an Integrated Approach to Assessing the Localization of the Residual Remaining Recoverable Oil Reserves to Enhance the Effectiveness of Geological and Technical Measures at the Uzen Field

Maxat O. Tadzhibayev¹, Ryskul U. Bayamirova², Aliya R. Togasheva²

¹Dunga Operating, Aktau, Kazakhstan

²Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: At later development stages of oil fields using reservoir pressure maintenance technology, residual recoverable reserves undergo significant transformation, evolving from a mobile to a low-mobile and, eventually, to an immobile state. These reserves are primarily concentrated in formations and reservoir zones that are not affected by water flooding. Identifying, localising, and developing such reserves are critical for maximizing the ultimate oil recovery factor in mature fields. This issue is particularly relevant for the Uzen field, which is characterized by a high depletion level and significant water cut. When combined, these factors necessitate the optimization of geological and technical measures.

Aim: To develop and justify an integrated approach to assessing the localisation of residual oil reserves at the late stage of field development.

Materials and methods: This approach implements methodology for the construction of depletion maps based on the analytical modelling of drainage radii of production wells, as well as analysis of changes in reservoir fluid mineralization based on laboratory measurement of the composition of produced and injected water. .

Results: The results of this study demonstrate that the developed approach is highly informative. It provides a detailed picture of distribution of residual oil reserves, allows for a quantitative assessment of how different zones are involved in development, and helps improve the efficiency of the waterflooding system.

Conclusion: The proposed integrated methodological approach is an effective tool for enhanced oil recovery in mature fields, which facilitate rational management of residual oil reserves and allows for systematic implementation of production stimulation measures in conditions of high field depletion.

Keywords: localization; residual recoverable reserves; depletion map; mineralization map; current oil saturation; the Uzen field.

To cite this article:

Tadzhibayev MO, Bayamirova RU, Togasheva AR. Development of an Integrated Approach to Assessing the Localization of the Residual Remaining Recoverable Oil Reserves to Enhance the Effectiveness of Geological and Technical Measures at the Uzen Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

ӨОЖ 622.276
ГТАХР 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Қабылданды: 14.10.2024.

Мақұлданды: 30.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Өзен кен орнында геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін арттыру үшін қалдық алынатын мұнай қорларын оқшаулауды бағалау бойынша интеграцияланған тәсілді әзірлеу

М.О. Тәжібаев¹, Р.У. Баямирова², А.Р. Тоғашева²

¹*Dunga Operating, Ақтау қаласы, Қазақстан*

²*Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қаласы, Қазақстан*

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қабаттық қысымды ұстап тұру технологиясын қолдана отырып, мұнай кен орындарын игерудің соңғы кезеңдерінде көмірсутек шикізатының алынатын қалдық қорлары өзгеріске ұшырайды, қозғалысты күйден аз қозғалысты және ақырында қозғалмайтын күйге ауысады. Мұндай қорларды оқшаулау негізінен суландырумен қамту деңгейі төмен аймақтармен шектеледі, бұл оларды анықтаудың тиімді әдіснамалық тәсілдерін әзірлеу және белсенді дамуға одан әрі тарту қажеттілігін тудырады. Осыған байланысты бұл мәселені қор өндірудің жоғары деңгейімен, сондай-ақ өндірілетін өнімнің едәуір сулануымен сипатталатын Өзен кен орнына қатысты зерттеу ерекше өзекті болып табылады, бұл жиынтықта геологиялық-техникалық іс-шаралар әдістерін оңтайландыру қажеттілігін анықтайды.

Мақсаты. Осы зерттеу кен орнын пайдаланудың соңғы сатысында мұнайдың қалдық қорларын оқшаулауды бағалаудың интеграцияланған тәсілін әзірлеуге және негіздеуге бағытталған.

Материалдар мен әдістер. Аталған тәсілдің шеңберінде өндіруші ұңғымалардың дренаждық радиустарын және айдау ұңғымаларының әсер ету аймақтарын аналитикалық модельдеуге, сондай-ақ өндірілетін және айдалатын судың құрамын зертханалық өлшеу негізінде қабат сұйықтықтарының минералдануының өзгерістерін талдауға негізделген қабаттарды өндіру карталарын құру әдістемесі іске асырылды.

Нәтижелері. Жүргізілген зерттеу нәтижелері мұнайдың қалдық қорларын бөлудің егжей-тегжейлі көрінісін қалыптастыруды қамтамасыз ететін, жекелеген аймақтардың игеруге қатысу дәрежесін сандық бағалауға мүмкіндік беретін және суландыру жүйесінің тиімділігін арттыруға ықпал ететін әзірленген тәсілдің жоғары ақпараттылығын көрсетеді. Анықталған қалдық мұнаймен қанығу аймақтары қосымша ұңғымаларды бұрғылау үшін орындарды таңдау, жұмыс агентінің бағытталған айдауын оңтайландыру және қабатқа әсер ету технологияларын жетілдіру сияқты геологиялық-техникалық шараларды мақсатты жоспарлау үшін пайдаланылуы мүмкін.

Қорытынды. Ұсынылған әдістемелік тәсіл мұнайдың қалдық қорларын ұтымды басқаруды қамтамасыз ете отырып, жетілген кен орындарында мұнай беруді арттырудың тиімді құралы болып табылады және кен орнының жоғары өндірілуі жағдайында өндіруді қарқындату жөніндегі іс-шараларды жүйелі негізде іске асыруға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: орналасуы, қалдық алынатын қорлар, өндіріс картасы, минералдану картасы, қазіргі мұнай қанықтылығы, Өзен кен орны.

Дәйексөз келтіру үшін:

Тәжібаев М.О., Баямирова Р.У., Тоғашева А.Р. Өзен кен орнында геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін арттыру үшін қалдық алынатын мұнай қорларын оқшаулауды бағалау бойынша интеграцияланған тәсілді әзірлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 42–53 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

Введение

Разработка месторождения Узень ведётся с 1965 г. с поддержанием пластового давления (далее – ППД) с использованием различных источников воды (морская, волжская, сточная), значительно отличающихся друг от друга величиной минерализации [1–3]. На сегодняшний день одной из важных проблем разработки месторождения является обводнение скважинной продукции. Как видно из приведённого графика (рис. 1), по основным объектам разработки (1 и 2 объекты основного свода) отмечается превышение обводнённости над выработкой запасов.

Чрезвычайно важной и сложной задачей на текущем этапе разработки является определение источника поступления воды, позволяющее своевременно производить соответствующие водозоляционные работы. Кроме того, существует неопределённость оценки текущей нефтенасыщенности, рассчитанной по методам сопротивления геофизических исследований скважин (далее – ГИС) на месторождении. Из-за отсутствия сведений о текущей минерализации пластовой воды вследствие наличия различных источников заводнения затрудняется планирование геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) на основе насыщенности по региональной информационной геологической информационной системе (далее – РИГИС). Как правило, насыщенность по РИГИС не подтверждается ввиду того, что при интерпретации насыщенности по ГИС используется начальная минерализация пластовой воды. Отсутствие зависимости насыщенности по РИГИС от текущей обводнённости затрудняет планирование и снижает эффективность выбора целевых

интервалов для перфорации в новых скважинах из бурения.

Материалы и методы

В данной статье рассмотрен интегрированный подход, включающий построение карт выработки на основе аналитического расчёта радиусов выработки и закачки и карт текущей минерализации пластовой воды, позволяющий оценить объёмы и локализовать остаточные запасы нефти (далее – ОИЗ) на многопластовом месторождении Узень в комплексе с анализом исследований пластовых флюидов. Использование данного подхода позволит получить представление об изменении насыщенности коллекторов за период разработки, информацию по влиянию и эффективности закачиваемой воды с определением прорыва нагнетательных вод, что значительно сократит ручной труд специалистов на обработку данных и время принятия решений, а также увеличит эффективность подбора оптимальных ГТМ и регулирования объёмов закачки.

Построение карт радиусов выработки

При разработке месторождений на поздних стадиях в условиях отсутствия достоверной гидродинамической модели эффективность технологических решений и ГТМ напрямую зависит от наличия информации о локализации ОИЗ [4]. В отличие от известных подходов [5], нами предлагается построение карт радиусов выработки по добывающим и нагнетательным скважинам, позволяющих выявить перспективные зоны, не вовлечённые в разработку и не затронутые заводнением, для дальнейшего анализа и эффективного планирования мероприятий [6].

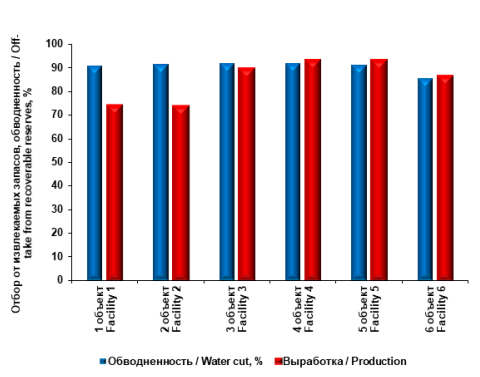


Рисунок 1. Текущая выработка по основным объектам разработки месторождения Узень
Figure 1. Current production at the main facilities of the Uzen field development

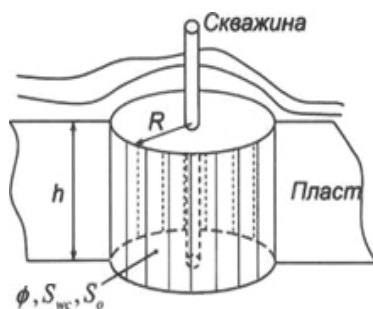


Рисунок 2. Параметры, необходимые для расчёта радиуса выработки запасов
Figure 2. Parameters required to calculate the radius of reservoir drainage

h – средняя эффективная толщина, м / mean effective depth, m; Φ – пористость, д. ед. / porosity, unit fraction; S_{wc} – средняя водонасыщенность, д. ед. / average water saturation, unit fraction; S_o – средняя нефтенасыщенность, д. ед. / average oil saturation, unit fraction; R – радиус выработки, м / radius of reservoir drainage, m

Методика построения карт радиусов выработки базируется на расчёте площади сечения цилиндра вокруг каждой скважины (рис. 2) таким образом, чтобы эта площадь соответствовала объёму накопленной добычи флюида [7]. При этом используются следующие уравнения (1–4):

1. Для добывающих скважин радиус выработки рассчитывается через отборы (1–2):

$$Q = \frac{\pi * R^2 * h_{eff} * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}{B_0} \quad (1)$$

$$R = \sqrt{\frac{Q * B_0}{\pi * h_{eff} * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}} \quad (2)$$

где Q – накопленная добыча нефти (для добывающих скважин) или закачки воды (для нагнетательных скважин), т или м³; R – радиус выработки по нефти и закачки для построения карты выработки запасов, м; ϕ – пористость, д. ед.; S_0 – средняя нефтенасыщенность, д. ед.; ρ_0 – плотность нефти, т/м³; B_0 – объёмный коэффициент нефти; $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой; h_{eff} – средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, м.

2. Для нагнетательных скважин радиус выработки рассчитывается через закачку (3–4):

$$Q = R^2 * h * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт} \quad (3)$$

$$R = 1 \dots 0.7 \sqrt{\frac{Q}{\pi * h * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}} \quad (4)$$

где h – средняя эффективная мощность, м.

Для нагнетательных скважин берётся общая мощность песчаников, т.к. цементный камень часто оказывается разрушенным, и вода проникает не только во вскрытый перфорацией интервал. Пессимистичным считается случай при радиусе выработки для нагнетательной

скважины, умноженном на коэффициент 0,7, оптимистичным – на коэффициент 1.

Для расчёта радиусов выработки по нефти и закачке по всем скважинам для каждого эксплуатационного объекта необходима следующая информация:

- карты начальных нефтенасыщенных толщин по горизонтам (средняя эффективная нефтенасыщенная мощность по скважинам);
- месячный эксплуатационный рапорт по всему фонду за всю историю (накопленная добыча нефти по добывающим скважинам, накопленная закачка воды по нагнетательным скважинам);
- PVT данные (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) по эксплуатационным объектам (плотность нефти / воды, объёмный коэффициент нефти / воды);
- гидрофильные характеристики по эксплуатационным объектам (пористость, средняя нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой).

Далее выполняется расчёт по каждой скважине с накопленными показателями добычи нефти для каждого горизонта, в единую таблицу формируются данные, по которым выполняется построение «пузырьковой карты» (*bubble map, англ. bubble* – пузырь, *map* – карта) в программном комплексе NGT Smart. В результате получается карта выработки, построенная на основе радиусов по отборам, где вокруг каждой скважины отображается круг с радиусом, соответствующим рассчитанному. Далее выполняется аналогичный расчёт по каждой скважине с накопленными показателями закачки воды для каждого горизонта и строится карта выработки на основе построения радиусов выработки по закачке. Затем добавляется круговая карта выработки на основе закачки к карте выработки, построенной на основе радиусов выработки по отборам, в результате чего получается совмещенная карта (рис. 3).

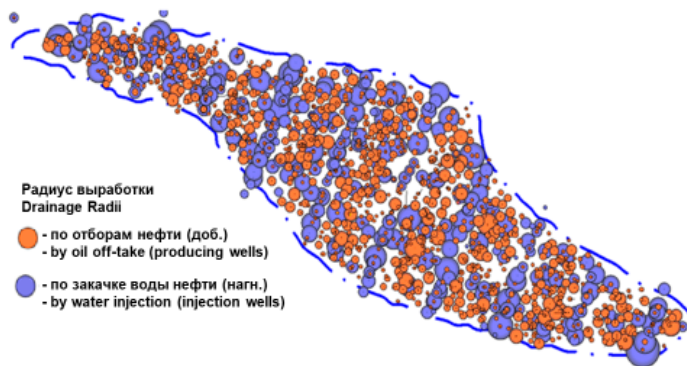


Рисунок 3. Карта выработки. Построение радиусов выработки по закачке
Figure 3. Depletion map. Construction of drainage radii by injection

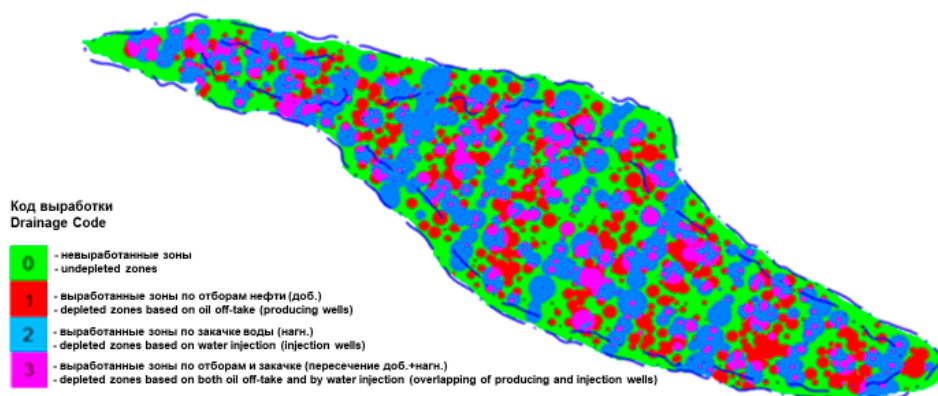


Рисунок 4. Карта кодов выработки по отборам и закачке

Figure 4. Depletion and Injection Code Depletion Map

0 – соответствует невыработанным зонам / corresponds to undepleted zones; 1 – выработанные зоны по отборам нефти (добывающие) / depleted zones based on oil off-take (producing wells); 2 – выработанные зоны по закачке воды (нагнетательные) / depleted zones based on water injection (injection wells); 3 – выработанные зоны по отборам и закачке (пересечение добывающих и нагнетательных) / depleted zones based on both oil off-take and injection (overlapping of producing and injection wells)

После совмещения карт выработки запасов, построенных по радиусу выработки по нефти и закачке воды, можно определить местоположение зон, не вовлечённых в разработку и не затронутых заводнением (в данном случае это белые зоны вне оранжевых и синих кругов). Данные зоны являются перспективными для дальнейшего анализа и планирования мероприятий.

Путём формирования базы данных для дальнейшего использования при построении карт выработки и загрузки в программном обеспечении (далее – ПО) Petrel преобразуются радиусы выработки (bubble maps) в формат «grid» (пер. с англ. сетка) для оцифровки и возможности работы. При построении радиуса берутся в расчёт координаты пластопересечений и угол сектора. Далее путём загрузки радиусов

выработки в ПО Petrel в формате контуров выполняется построение карт с заданным кодом внутри каждого контура, соответствующего радиусу выработки и коду скважины. В результате построения получаются дискретные grids со значением сетки, соответствующим коду выработки (рис. 4). Далее дискретные карты в ПО Petrel путём сглаживания преобразуются в непрерывные карты (grids) со значением выработки от 0% до 100% (рис. 5).

На текущий момент выполнено построение карт выработки в двух вариантах по всем горизонтам месторождения Узень в зависимости от используемого источника данных:

- карты кодов выработки (дискретная 0 – 1 – 2 – 3);
- карты выработки (непрерывная от 0% до 100%).

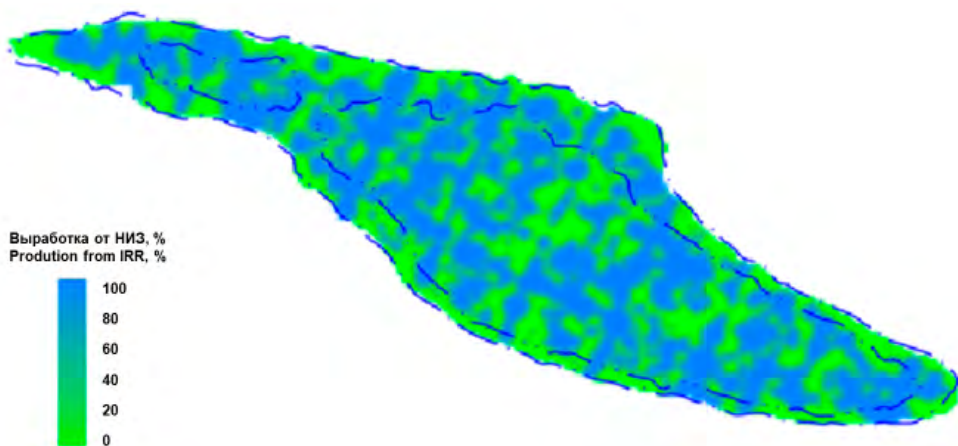


Рисунок 5. Карта выработки начальных извлекаемых запасов

Figure 5. Depletion Map of Initial Recoverable Reserves

НИЗ / IRR – начальные извлекаемые запасы / initial recoverable reserves

Построение карт минерализации

Для оценки текущей насыщенности коллекторов в зонах ОИЗ нефти и повышения качества прогнозирования насыщенности по методам сопротивления, наряду с картами радиусов выработки, осуществляется построение карт текущей минерализации воды на основе лабораторных замеров попутно добываемой и закачиваемой воды с целью дальнейшего использования карт при интерпретации ГИС [5]. В рамках исследования проведён анализ химического состава попутно добываемой и закачиваемой воды с различных участков месторождения. Основное внимание уделялось общей минерализации.

Практика разработки нефтяных месторождений показала, что главной особенностью традиционного способа ППД путём закачки в пласт воды является неравномерность распределения воды в пласте, при которой обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками. При этом невыработанными остаются менее проницаемые пласты и пропластки [8, 9].

Анализ изменения минерализации пластовых вод является важным инструментом для оценки процессов заводнения и локализации остаточных запасов нефти. Динамика минерализации добываемых и закачиваемых вод позволяет выявлять зоны с неравномерным дренажем коллектора, что напрямую влияет на эффективность системы ППД. В частности, повышение концентрации хлоридов и сульфатов может указывать на вытеснение остаточной нефти из мало дренируемых зон, тогда как снижение минерализации свидетельствует о вовлечении в разработку новых участков залежи. Использование карт минерализации, построенных на основе данных гидрохимического мониторинга, позволяет уточнить границы зон остаточной нефтенасыщенности и повысить точность прогноза эффективности ГТМ.

Преимуществом данного метода является его относительная доступность, т.к. информация о химическом составе пластовой и закачиваемой воды имеется в достаточном объёме и постоянно обновляется по мере отбора

и исследования проб. Данный подход применим для использования специалистами по геологии, петрофизике и разработке в рамках выполнения работ по оценке текущего насыщения по методам сопротивления с учётом текущей минерализации на основе ГИС, планированию бурения новых скважин, поиску перспективных участков для бурения, выявлению перспективных зон, оценке продвижения фронта нагнетаемой воды и степени влияния заводнения с учётом перспективных зон, не вовлечённых в разработку и не затронутых заводнением, для дальнейшего анализа и планирования мероприятий. Полученные результаты позволяют:

– улучшить прогноз текущей нефтенасыщенности по новым скважинам из бурения, определённой по методам сопротивления ГИС на месторождении за счёт уточнения текущей минерализации пластовой воды в районе бурения;

– использовать карты минерализации при анализе разработки месторождения, планировании организационно-технических мероприятий и управлении заводнением.

Начальная минерализация пластовой воды на месторождении Узень составляет в среднем 140 г/л, однако более чем за шестидесятилетнюю историю разработки месторождения в качестве агента закачки для ППД на разных этапах использовались такие источники воды, как:

– морская вода по водоводу из Каспийского моря (средняя минерализация ≈ 13 г/л);

– волжская – пресная вода по водоводу из р. Волги (средняя минерализация ≈ 0,4 г/л);

– альб-сеноманская – пластовая вода из вышележащих водоносных альб-сеноманских горизонтов из водозаборных скважин (средняя минерализация ≈ 10 г/л).

Данные типы вод значительно отличаются друг от друга как по общей минерализации (более чем в 10 раз), так и по составу отдельных компонентов (табл. 1). На эксплуатационных объектах при закачке, добыче и подготовке нефти и закачиваемой воды происходит постоянное смешение разных типов вод.

Таблица 1. Результаты шестикомпонентного анализа различных типов воды, мг/дм³
Table 1. Results of a six-component analysis of various types of water

Наименование показателя Name of parameter	Морская Sea water	Пластовая Reservoir water	Альб-сеноманская Alb-Cenomanian water	Волжская Volga water	БКНС MCPS	Доб. скв. 9859 Producing well 9859
Содержание кальция (Ca²⁺) Calcium content (Ca²⁺)	401	9638	240	40	2906	866
Содержание магния (Mg²⁺) Magnesium content (Mg²⁺)	730	1694	61	24	912	1120
Содержание суммы калия и натрия (Na⁺ + K⁺) Potassium and sodium sum content (Na⁺ + K⁺)	3284	41855	3347	32	15646	19323
Содержание хлоридов (Cl⁻) Chloride content (Cl⁻)	5530	86139	4240	34	31976	32550
Содержание сульфатов (SO₄²⁻) Sulphate content (SO₄²⁻)	2970	130	1898	55	31	1120
Содержание гидрокарбонатов (HCO₃⁻) Hydrocarbonate content (HCO₃⁻)	244	131	207	203	354	2033
Суммарная минерализация Total mineralization	13183	139586	9993	389	51824	57033

БНКС / MCPS – Блочная кустовая насосная станция / Modular cluster pumping station

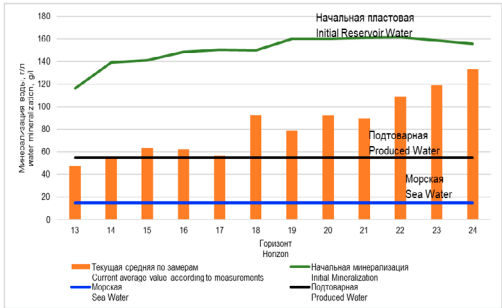


Рисунок 6. Распределение средних значений замеров текущей минерализации пластовой воды по горизонтам 13–24
Figure 6. Distribution of Average Measured Values of Current Formation Water Mineralization by Horizons 13–24

Исходя из статистики замеров минерализации, выполненных в течение последних пяти лет (3965 замеров), среднее значение минерализации существенно отличается от начального (рис. 6), что свидетельствует о весомом изменении в процессе длительной разработки месторождения и использования в качестве агента закачки в системе ППД различных вод, отличных от начальной пластовой воды по составу (морской и волжской). Данные факты указывают на необходимость применения текущих (актуальных) значений минерализации пластовой воды при интерпретации насыщения по методам сопротивления. Использование пря-

мых замеров минерализации возможно только после вскрытия пласта, поэтому в качестве альтернативы предложено выполнять построение карт минерализации пластовой воды по существующим замерам (данным) и использование значений с карт для интерпретации ГИС.

Калибровка результатов построения карт выработки и минерализации с обводнённостью действующего фонда

По результатам построения карт выработки и минерализации выполнена калибровка по всем скважинам действующего фонда (3711 скв.) (рис. 7, табл. 2). Скважины с минимальным изменением начальной минерализации (80–140 г/л) характеризуются низкими обводнённостью (57%) и выработкой (67%). Скважины со значительным изменением начальной минерализации (<40 г/л) характеризуются высокими обводнённостью (73%) и выработкой (83%).

Выполненная калибровка указывает на зависимость текущей обводнённости от величины текущей минерализации пластовой воды.

Карты выработки и минерализации рекомендуются для использования как дополнительный инструмент, который позволяет находить зоны, не охваченные заводнением. В настоящей статье обновлены данные за последние пять лет и предлагаются дополнительные методические подходы и построения.

Таблица 2. Калибровка по обводнённости и выработке
Table 2. Calibration for watercut and oil production

Минерализация, г/л Mineralization, g/l	Средняя выработка, % Average Depletion, %	Средняя минерализация, г/л Average Mineralization, g/l	Средняя обводнённость, % Average Water Cut, %	Количество скважин ед. Quantity, units
<40	73	27	80	697
40–60	71	51	80	1283
60–80	70	68	77	810
>80	57	117	67	839

Калибровка с обводнённостью новых скважин

Выполнена калибровка карт минерализации по новым скважинам, введённым из бурения в добычу, на основе расчёта прогнозной обводнённости:

- сопоставление фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при начальной минерализации (рис. 8);
- сопоставление фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при средней текущей минерализации по объекту (рис. 9);
- кросс-плот сопоставления фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при текущей минерализации с карт (рис. 10).

Использование значения минерализации с карт улучшает точность прогноза обводнённо-

сти (насыщенности) по данным ГИС в среднем на 7% в сравнении с использованием начальной минерализации и средней текущей по объекту (табл. 3).

По результатам проведённого анализа фактически полученного притока после ГТМ отмечается чёткая корреляция, а именно с увеличением процента выработки пластов с ростом обводнённости и снижением минерализации (рис. 11).

На рис. 12 на примере скважины 8116 представлены РИГИС, которые показывают, что по результатам пересчёта с учётом текущей минерализации значение коэффициента нефтенасыщенности пласта (Кнг_гр) стало ниже начального, что свидетельствует об увеличении доли воды.

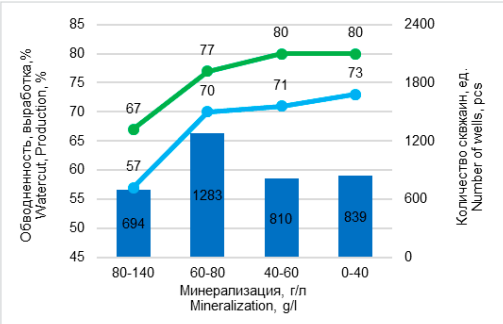


Рисунок 7. Калибровка на обводнённость и выработку по диапазону минерализации
Figure 7. Calibration for watercut and oil production by mineralization range

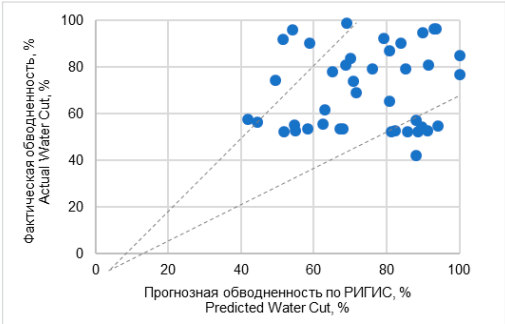


Рисунок 8. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при начальной минерализации
Figure 8. Comparison of Actual and Predicted Water Cut at Initial Mineralization

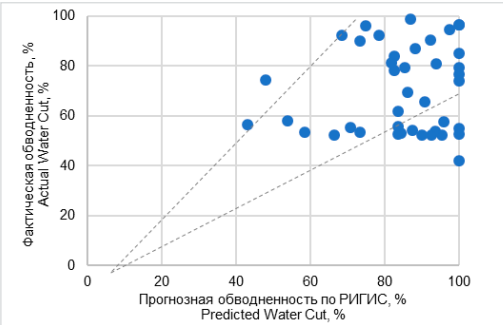


Рисунок 9. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при средней текущей минерализации по объекту
Figure 9. Comparison of Actual and Predicted Water Cut at Average Current Mineralization for the Facility

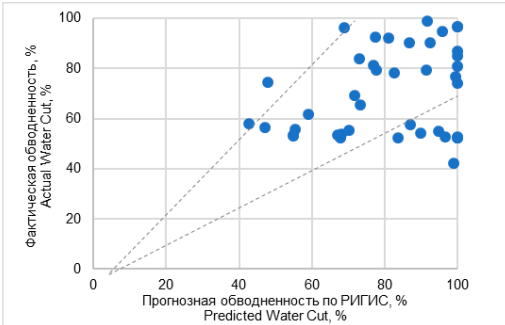


Рисунок 10. Кросс-плот сопоставления фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при текущей минерализации с карт
Figure 10. Cross-Plot of Actual and Predicted Water Cut at Current Mineralization with Maps

При этом фактические результаты проведенных прострелочно-взрывных работ с гидро-разрывом пласта (далее – ГРП) показывают низкий прирост по нефти (1,5 т/сут) и высокую обводнённость (96%), что подтверждает снижение коэффициента нефтенасыщенности относительно начального значения.

Комплексный анализ геолого-геофизических и гидрохимических данных является ключевым инструментом для оценки остаточной нефтенасыщенности и эффективности заводне-

ния. Согласно исследованиям [10], корреляция между изменением состава пластовых вод и геофизическими параметрами коллектора позволяет уточнять границы зон остаточных запасов. В частности, выявление участков с аномальной минерализацией добываемой воды в сочетании с данными ГИС даёт возможность локализовать мало дренируемые области пласта и оптимизировать мероприятия по увеличению нефтеотдачи. Использование данного подхода на месторождении Узень подтвердило его эффективность

Таблица 3. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при различных вариантах минерализации
Table 3. Comparison of Actual and Predicted Water Cut based on well log interpretation data Under Different Mineralization Scenarios

Параметр Parameter		Ед. изм. UoM	Прогнозная обводнённость по РИГИС, % Predicted Water Cut based on well log interpretation data, %		
			при начальной минерализации at initial mineralization	при средней минерализации at average mineralization	значение с карт минерализации value from mineralization maps
Фактическая обводнённость, % Actual Water Cut, %	стартовая обводнённость Initial Water Cut	r/n / g/l	26	21	26
		%	65%	53%	65%
	средняя обводнённость Average Water Cut	r/n / g/l	28	26	31
		%	71%	65%	78%
	текущая обводнённость Current Water Cut	r/n / g/l	26	23	30
		%	65%	58%	75%

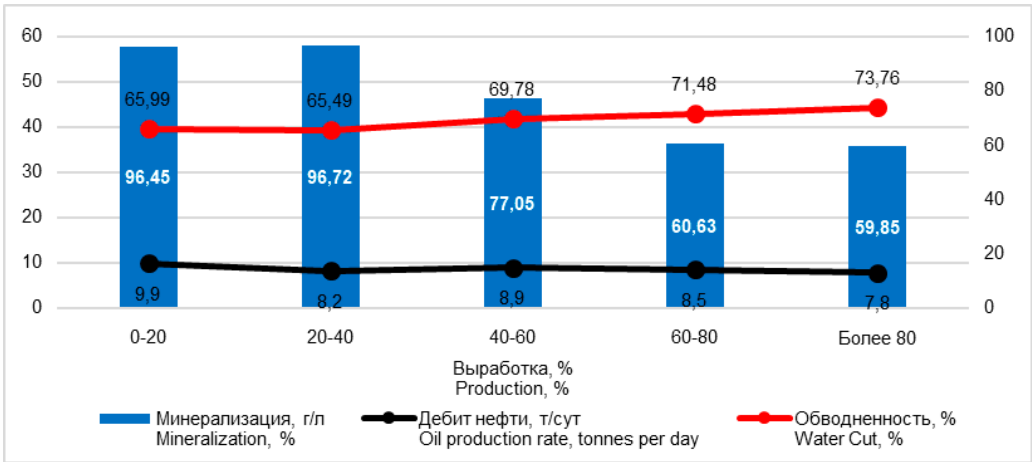


Рисунок 11. Корреляция выработки, минерализации к фактической обводнённости
Figure 11. Correlation of Production and Mineralization with Actual Water Cut

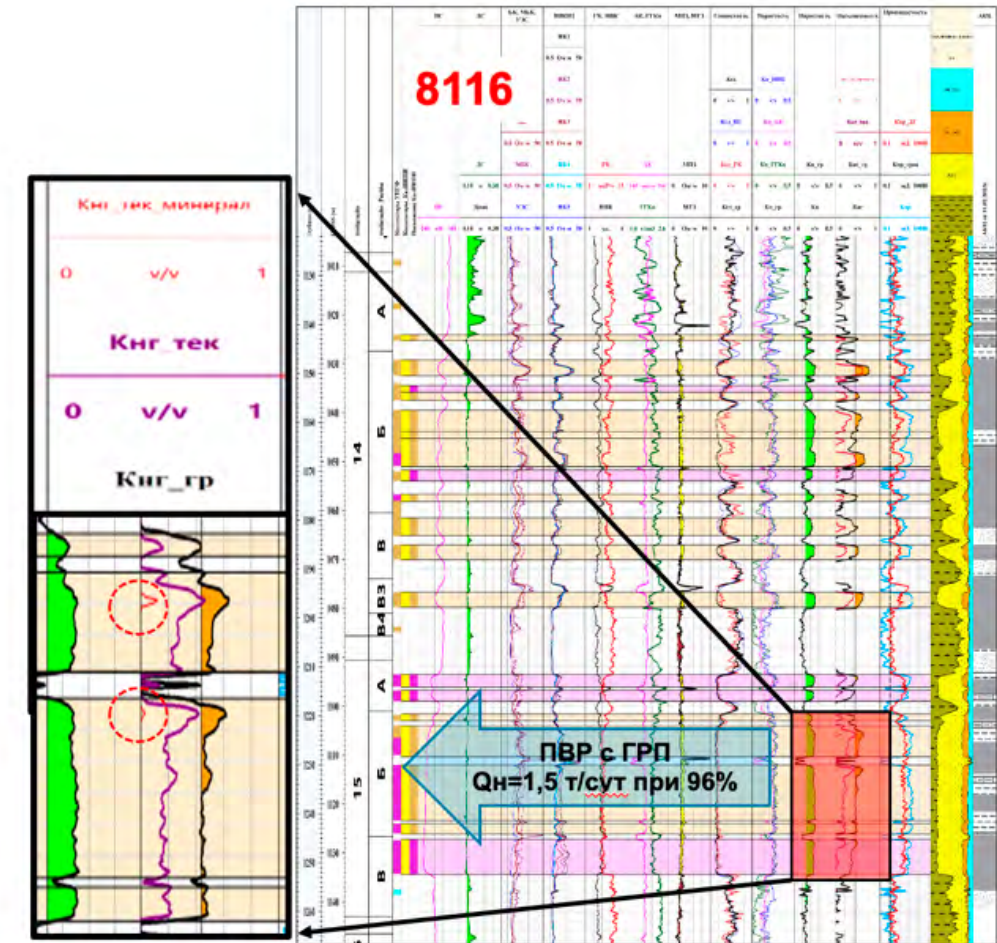


Рисунок 12. Изменение текущей нефтенасыщенности
Figure 12. Change in current oil saturation

Кн_г_гр – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; Кн_г_тек – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; Кн_г_тек_минерал – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; QH – добыча нефти, т/сут / oil production, ton per day

при построении карт выработки и прогнозирования остаточных запасов.

Результаты

В ходе проведенного исследования получены значимые результаты, касающиеся оценки текущего состояния разработки месторождения Узень, локализации ОИЗ и повышения точности интерпретации нефтенасыщенности по данным ГИС. Анализ данных и построение карт позволили выявить ключевые закономерности процессов разработки и определить перспективные направления для дальнейшей эксплуатации.

1. Построение карт выработки. Методика расчёта радиусов выработки, основанная на данных добывающих и нагнетательных скважин, позволила построить карты распределения выработанных запасов. Эти карты продемонстрировали зоны активного дренажа, а также мало дренируемые участки, потенциально содержащие значительные объёмы остаточной нефти.

Совмещение карт радиусов выработки нефти и закачки воды позволило визуализировать:

- зоны высокой степени выработки, где степень извлечения запасов достигает 80% и более;
- области с недостаточным заводнением, где сохраняются перспективные ресурсы нефти.

Использование специальных программных комплексов обеспечило автоматизацию обработки данных, что позволило повысить точность расчётов и сократить время анализа.

2. Построение карт минерализации пластовых вод. Анализ минерализации пластовых вод выявил значительные изменения химического состава за период эксплуатации месторождения. Установлено, что изначально минерализация составляла около 140 г/л, однако в процессе заводнения различными

водными источниками (морская, волжская, альбсеноманская вода) она варьировалась в широком диапазоне.

Построенные карты минерализации позволили:

- выявить участки активного вытеснения нефти закачиваемой водой;
- определить зоны с аномальными значениями минерализации, потенциально содержащие остаточные запасы нефти.

Наблюдается чёткая корреляция между степенью выработки запасов, минерализацией пластовых вод и уровнем обводнённости скважин. Так, низкая минерализация (<40 г/л) соответствует высокой степени выработки (до 83%) и обводнённости продукции (до 73%), в то время как высокая минерализация (>80 г/л) наблюдается в менее выработанных зонах.

3. Сопоставление карт выработки и минерализации с фактической обводнённостью. Проведённая калибровка данных по 3711 скважинам показала, что значения минерализации могут быть использованы в качестве индикатора степени выработки и обводнённости продукции. В частности:

- зоны с высокой минерализацией (80–140 г/л) характеризуются меньшей выработкой (67%) и обводнённостью (57%);

– включение данных по минерализации в расчёты коэффициента нефтенасыщенности по ГИС позволило повысить точность прогнозов на 7% по сравнению с традиционным методом.

4. Валидация результатов на новых скважинах. Анализ данных новых скважин подтвердил эффективность предложенного подхода. В случаях, когда пересчёт нефтенасыщенности проводился с учётом текущей минерализации пластовых вод, полученные значения соответствовали фактическим данным по обводнённости и величине прироста нефти после проведения ГТМ.

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: Таджибаев М.О. – концепция, обработка и обобщение данных, внедрение технологии, сбор и анализ данных, проверка результатов, написание рукописи; Баямирова Р.У., Тогашева А.Р. – редактирование рукописи, проверка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Maxat O. Tajibayev – conception, data processing and synthesis, technology implementation, data collection and analysis, verification of results, manuscript writing; Ryskul U. Bayamirova, Aliya R. Togasheva – editing the manuscript, checking the results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Таджикибаев М.О. Проект разработки месторождения Узень по состоянию изученности на 01.01.2022 г. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
2. Таджикибаев М.О. Управление заводнением. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Отчет №12. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
3. Таджикибаев М.О. Рассмотрение и согласование ежемесячных ГТМ. Актау: Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Отчет №15. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
4. Свешников А.В., Касенов А.К., Жолдыбаева А.Т., Ибраев А.Е. Выбор оптимальной плотности сетки скважин в русловых песчаниках на примере месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. Том 2, №3. С. 35–46. doi: [10.54859/kjogi95636](https://doi.org/10.54859/kjogi95636).
5. Ибраев А.Е., Кажыкенызы А., Елемесов А.С., Назаралы А.Ж. Подход к локализации остаточных извлекаемых запасов в условиях высокой выработки на примере месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2019. Том 1. С. 26–37. doi: [10.54859/kjogi95524](https://doi.org/10.54859/kjogi95524).
6. Таджикибаев М.О. Построение карт выработки на основе радиуса отбора и закачки. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г.
7. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва, 2001. 144 с.
8. Питкевич В.Г., Пешков В.Е., Федоров В.К. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов // Нефтяное хозяйство. 1978. №7. С. 14–18.
9. Игдавлетова М., Исмагилов Т., Ганиев И., Телин А. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов. Neftegaz.ru. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii/>. Дата обращения: 10.09.2024.
10. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28–31.

REFERENCES

1. Tadzhibayev MO. The Uzen field development project as of 01.01.2022, Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
2. Tadzhibayev MO. Flood control. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Report No.:12. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
3. Tadzhibayev MO. Review and approval of monthly GTMs. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Report No.: 15. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
4. Sveshnikov AV, Kasenov AK, Zholdybayeva AT, Ibrayev AY. Optimal well spacing density in channel sandstones in the case of Uzen field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(3):35–46. doi: [10.54859/kjogi95636](https://doi.org/10.54859/kjogi95636).
5. Ibrayev AY, Kazhykenkyzy A, Yelemessov AS, Nazaraly AZ. Approach to localization of residual recoverable reserves under conditions of high depletion on the example of Uzen field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2019;1:26–37. doi: [10.54859/kjogi95524](https://doi.org/10.54859/kjogi95524).
6. Tadzhibayev MO. Construction of production maps based on the sampling and injection radius. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. (In Russ).
7. Walcott D. *Development and management of deposits during flooding*. Moscow; 2001. 144 p.
8. Pitkevich VG, Peshkov VY, Fedorov VK. Vliyaniye mineralizatsii zakachivaemoy vody na pronicaemost' glinistykh plastov. *Oil industry*. 1978;7:14–18. (In Russ).
9. Igдавлетова М, Исмагилов Т, Ганиев И, Телин А. The effect of mineralization of injected water on the permeability and oil recovery of reservoirs. Neftegaz.ru. Available from: <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii/>. (In Russ).
10. Polyanskaya RY, Stadnikova NY. Vliyaniye sostava zakachivaemykh vod na vytesneniye nefiti iz produktivnogo plasta. *Oilfield engineering*. 1981;11: 28–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Таджибаев Максат Омурзакович**

ORCID [0009-0005-3778-4843](https://orcid.org/0009-0005-3778-4843)

e-mail: maxat.tazhibayev@dunga.kz.

Баямирова Рыскуль Умаровна

канд. техн. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1588-3144](https://orcid.org/0000-0003-1588-3144)

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz.

Тогашева Алия Ризабековна

канд. техн. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-5615-2711](https://orcid.org/0000-0002-5615-2711)

e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz.

AUTHORS' INFO

***Maxat O. Tadzhibayev**

ORCID [0009-0005-3778-4843](https://orcid.org/0009-0005-3778-4843)

e-mail: maxat.tazhibayev@dunga.kz.

Ryskul U. Bayamirova

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0000-0003-1588-3144](https://orcid.org/0000-0003-1588-3144)

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz.

Aliya R. Togasheva

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0000-0002-5615-2711](https://orcid.org/0000-0002-5615-2711)

e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 621.18.08
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Получена: 29.03.2024.
Одобрена: 04.03.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Алгоритм определения массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин в специализированном программном обеспечении

М.У. Ерлепесов, А.А. Ермаков, С.К. Амиров

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Определение массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин является критически важным процессом в эксплуатации, оптимизации и эффективном контроле регулирования его нагнетания. Ввиду того, что современные приборы определения расхода пара, основанные на замере переменного потока двухфазной среды (пар и вода), имея методическую погрешность более 10%, не могут обеспечить необходимую точность и достоверность измерений, возникла потребность в разработке расчётного варианта с применением специализированного программного обеспечения, который позволял бы корректно решить проблему определения степени сухости пара.

Цель. Разработка алгоритма расчёта массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин месторождения К с помощью специализированного программного обеспечения.

Материалы и методы. Двухфазный поток пара и воды в скважинах является сложным процессом, где важно учитывать, как физические свойства среды (температура, давление, вязкость), так и гидравлические характеристики системы (сопротивление трубопроводов, потери давления). Математическая симуляция двухфазного потока «пар – вода» выполнена в специализированном программном комплексе путём построения наземной модели и проведения гидравлических расчётов. Данный специализированный программный комплекс позволил построить математическую модель, учитывающую эти параметры, что обеспечивает высокую точность и надёжность расчётов.

Результаты. Разработан алгоритм расчёта массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин месторождения К на основе модели наземной системы паронагнетания посредством применения специализированного программного комплекса. Симуляция позволяет предсказать и оптимизировать работу паронагнетательных скважин. Путём изменения параметров модели (например, режима добычи, параметров теплоносителя) можно оценить влияние на производительность скважин и эффективность всей системы.

Заключение. На сегодняшний день не представлялось возможным подобрать оборудование, позволяющее корректно регистрировать двухфазный поток закачиваемого в скважины паротеплового агента, характерного для условий месторождения К. Разработанный с помощью специализированного программного комплекса алгоритм применим при формировании технических решений с целью повышения эффективности контроля регулирования процессов паронагнетания.

Ключевые слова: пар, массовый расход, сухость, паронагнетательная скважина, гидравлический расчёт паропровода.

Как цитировать:

Ерлепесов М.У., Ермаков А.А., Амиров С.К. Алгоритм определения массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин в специализированном программном обеспечении // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 54–65.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

UDC 621.18.08
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Received: 29.03.2024.

Accepted: 04.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Algorithm for determining the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells in specialized software

Murat U. Yerlepessov, Abay A. Yermekov, Sain K. Amirov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Determining the mass flow rate and dryness of thermal agent at the wellhead of steam injection wells is a critical process in the operation, optimization and effective control of its injection regulation. In view of the fact that modern steam flow rate determination instruments based on measurement of variable flow of two-phase medium (steam and water), having a methodological error of more than 10%, cannot provide the necessary accuracy and reliability of measurements, there was a need to develop a calculation variant with the use of specialized software that would allow to correctly solve the problem of determining the degree of steam dryness.

Aim: Development of an algorithm for calculation of mass flow rate and dryness of thermal agent at the wellhead of steam injection wells of the K field using specialized software.

Materials and methods: Two-phase flow of steam and water in wells is a complex process, where it is important to take into account both physical properties of the medium (temperature, pressure, viscosity) and hydraulic characteristics of the system (resistance of pipelines, pressure losses). Mathematical simulation of two-phase flow “steam – water” was performed in a specialized software package by building a ground model and conducting hydraulic calculations. This specialized software complex allowed to build a mathematical model taking into account these parameters, which provides high accuracy and reliability of calculations.

Results: An algorithm for calculating the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells of the K field based on the model of the onshore steam injection system through the use of a specialized software package has been developed. Simulation allows predicting and optimizing the operation of steam injection wells. By changing model parameters (e.g., production mode, coolant parameters), the impact on well performance and system efficiency can be evaluated.

Conclusion: To date, it has not been possible to select equipment that allows correct registration of the two-phase flow of steam-heat agent injected into wells, which is typical for the conditions of the K field. The algorithm developed with the help of a specialized software package is applicable in the formation of technical solutions to improve the efficiency of control of steam injection process regulation.

Keywords: steam; mass flow rate; dryness; steam injection well; hydraulic calculation of steam pipeline.

To cite this article:

Yerlepessov MU, Yermekov AA, Amirov SK. Algorithm for determining the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells in specialized software. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):54–65. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

ӨОЖ 621.18.08

FTAXP 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Қабылданды: 29.03.2024.

Мақұлданды: 04.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудегі бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын анықтау алгоритмі

М.У. Ерлепесов, А.А. Еркемов, С.К. Әміров

ҚМГ Инжиниринг «ҚазмұнайгазҒЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығы мен массалық шығынын анықтау оның айдауын реттеуді пайдаланудағы, оңтайландырудағы және тиімді бақылаудағы маңызды процесс болып табылады. Екі фазалы ортаның (бу және су) айнымалы ағынын өлшеуге негізделген бу шығынын анықтайтын заманауи аспаптар 10% – дан астам әдістемелік қателікке ие болғандықтан, қажетті дәлдік пен өлшеулердің дұрыстығын қамтамасыз ете алмайды, будың құрғақтық дәрежесін анықтау мәселесін дұрыс шешуге мүмкіндік беретін мамандандырылған бағдарламалық жасақтаманы қолдана отырып, есептеу нұсқасын жасау қажеттілігі туындады.

Мақсаты. Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудің көмегімен К кен орнының бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығы мен массалық шығынын есептеу алгоритмін әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Ұңғымалардағы бу мен судың екі фазалы ағыны күрделі процесс болып табылады, мұнда ортаның физикалық қасиеттерін (температура, қысым, тұтқырлық) және жүйенің гидравликалық сипаттамаларын (құбырлардың кедергісі, қысымның жоғалуы) ескеру қажет. «Бу – су» екі фазалы ағынының математикалық модельдеуі жер үсті моделін құру және гидравликалық есептеулер жүргізу арқылы мамандандырылған бағдарламалық жасақтама көшенінде жүзеге асырылады. Аталған мамандандырылған бағдарламалық жасақтама осы параметрлерді ескеретін математикалық модель құруға мүмкіндік берді, бұл есептеулердің жоғары дәлдігі мен сенімділігін қамтамасыз етеді.

Нәтижелері. Мамандандырылған бағдарламалық көшенді қолдану арқылы жерүсті бу айдау жүйесінің моделі негізінде К кен орнының бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын есептеу алгоритмі әзірленді. Модельдеу бу айдау ұңғымаларының жұмысын болжауға және оңтайландыруға мүмкіндік береді. Модель параметрлерін өзгерту арқылы (мысалы, өндіру режимі, салқындатқыш параметрлері) ұңғымалардың өнімділігі мен бүкіл жүйенің тиімділігіне әсерін бағалауға болады.

Қорытынды. Бүгінгі күні ұңғымаларға айдалатын К кен орнының жағдайына тән бу-жылу агентінің екі фазалы ағынын дұрыс тіркеуге мүмкіндік беретін жабдықты таңдау мүмкін болмады. Мамандандырылған бағдарламалық көшеннің көмегімен жасалған алгоритм бу айдау процестерін реттеуді бақылаудың тиімділігін арттыру мақсатында техникалық шешімдерді қалыптастыруда қолданылады.

Негізгі сөздер: бу, массалық шығын, құрғақтық, бу айдау ұңғымасы, бу құбырын гидравликалық есептеу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ерлепесов М.У., Еркемов А.А., Әміров С.К. Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудегі бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын анықтау алгоритмі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 54–65 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

Введение

На месторождении К применяется тепловой метод воздействия на пласт – закачка насыщенного водяного пара. Отличительной особенностью производимого теплового агента является наличие как парообразной, так и жидкой фазы в общем потоке.

С начала реализации технологии паротеплового воздействия и до настоящего времени определение расхода пара в паронагнетательных скважинах (далее – ПНС) проводится расчётным путём: общий объём вырабатываемого паротеплового агента распределяется между ПНС пропорционально показателю проводимости пластов в соответствующих скважинах, что приводит к существенным погрешностям, поскольку не учитываются гидравлические потери в паропроводах, а также изменения, обусловленные постоянным регулированием расходов агента путём штуцирования.

Некорректный учёт закачки пара в ПНС приводит к неправильной оценке технико-экономической эффективности реагирующих ячеек, что в свою очередь снижает эффективность проводимых мероприятий по регулированию парозакачки и затрудняет принятие своевременных решений о целесообразности адресного перехода на альтернативные, менее затратные технологии воздействия.

Для эффективного контроля регулирования парозакачки на месторождении возникла необходимость обеспечения поскважинного учёта расхода пара. На месторождении предпринимались попытки поиска оборудования для замера паротеплового агента в ПНС с проведением соответствующих опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ). Так, с 2020 по 2024 г. проведено несколько этапов ОПИ расходомеров пара разных производителей, однако полученные результаты не соответствовали принятым критериям успешности ОПИ, а также не согласовывались с данными расчёта по тепловому балансу, т.к. транспортируемый для закачки влажный насыщенный пар представляет собой сложную смесь сухого насыщенного пара со взвешенной мелкодисперсной жидкостью, находящейся с паром в термодинамическом и кинетическом равновесии.

Измерение расхода пароводяной системы – весьма затруднительная задача.

Современные приборы определения расхода пара, основанные на замере переменного потока двухфазной среды (пар и вода), имея методическую погрешность более 10%, не могут обеспечить необходимую точность и достоверность измерений в связи с тем, что влажный пар характеризуется пространственной, тепловой изменчивостью и, соответственно, изменением соотношения содержащихся фаз в потоке при транспортировке, т.е. не учитыва-

ются динамические погрешности, связанные с изменением степени сухости пара [1, 2].

Как видно, многомерность задачи контроля потока влажного пара, которая не решается известными средствами контроля, связана со следующими проблемами [3]:

1. Сложность определения степени сухости влажного насыщенного пара в потоке.
2. Плотность пара возрастает по мере роста его влажности, при этом зависимость плотности влажного пара от давления при различной степени сухости неоднозначна.
3. По мере роста влажности пара удельная энтальпия насыщенного пара снижается.
4. Газовая и жидкая фазы влажного насыщенного пара движутся с различной скоростью и занимают переменную эквивалентную площадь поперечного сечения трубопровода.

В связи с вышеуказанными сложностями работа по созданию эффективной системы измерения степени сухости пара в определенном режиме времени имеет крайне актуальный характер, и поиск решения этой задачи до сих пор рассматривается в рамках исследовательских изысканий [4–7].

Таким образом, с учётом того, что на текущий момент однозначного практического решения задачи учёта тепла и массы потоков влажного пара производителями не представлено, возникла необходимость разработки альтернативного варианта, который позволил бы корректно решить проблему определения степени сухости пара расчётным путём.

С целью выполнения математических оценок учёта закачиваемого в пласт пара – подсчёта на устье отдельной ПНС поступающего по паропроводу влажного пара из одного источника – парогенератора (далее – ПГ) – предлагается алгоритм по построению модели симуляции двухфазного потока «пар – вода» в специализированном программном обеспечении (далее – спецПО) [8].

Предлагаемое решение даёт возможность расчёта степени сухости влажного пара, что позволит обеспечить альтернативный вариант достоверного определения массового расхода и сухости влажного пара на устье каждой скважины с целью контроля учёта и обеспечения более точного регулирования процессов паротеплового воздействия.

Материалы и методы

Для оценки учёта закачиваемого в пласт пара предлагается алгоритм по построению математической модели симуляции двухфазного потока «пар – вода» в спецПО.

Подсчёт расхода и сухости пара, поступающего по паропроводу из парогенератора, проводился для устья паронагнетательных скважин 2057, 4930, 4921.

Использованное спецПО является симулятором моделирования сети паропроводов и нагнетательных скважин для закачки пара в пласт.

При определении расхода теплового агента ПНС расхождение отклонения расчётного значения сухости, определенного с помощью спецПО, в сравнении с тепловым балансом варьируется в диапазоне от 1 до 3%, что является допустимым.

Особенности наземной системы парозакачки на месторождении К

С 2009 г. на месторождении К применяются парогенераторные установки (далее – ПГУ) типа МПГУ (мобильная ПГУ) и СПГУ (стационарная ПГУ) производительностью 11, 18 и 23 т/ч. Номинальные рабочие параметры пара данных установок колеблются в следующих пределах: давление – 6–17,2 МПа, температура – 276–353°С.

Предназначением МПГУ и СПГУ является выработка влажного насыщенного пара для паротеплового воздействия на продуктивные

нефтяные пласты с целью повышения коэффициента извлечения и интенсификации добычи нефти на месторождении. Выработываемый тепловой агент транспортируется на ПНС через паропроводы мобильного и стационарного типа.

Все ПГУ производительностью 11 т/ч (МПГУ-11т) и часть ПГУ производительностью 18 т/ч (СПГУ-18т) подключены к ПНС напрямую через мобильные системы паропроводов, составляя таким образом индивидуальные для данных парогенераторов системы нагнетания с привязкой по 3–5 ПНС. В индивидуальных системах на текущий момент задействовано 5 ед. МПГУ-11 и 13 ед. СПГУ-18, всего подключено 101 ПНС (29% от действующего фонда ПНС).

Основная закачка теплового агента на ПНС производится через единую стационарную систему паропроводов, в которую подключены все 16 ед. ПГУ производительностью 23 т/ч (МПГУ-23т) и 6 ед. СПГУ-18т, всего к данной системе подключено 71% действующего фонда ПНС (248 ед.).

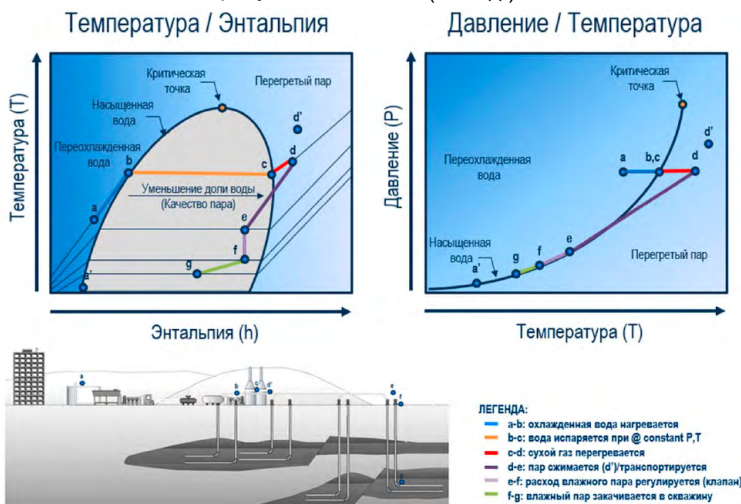


Рисунок 1. Теоретические основы оценки качества пара [9]

Figure 1. Theoretical basis for steam quality assessment [9]

Теоретические основы определения качества пара

Определение качества пара связано с фазовыми переходами воды при изменении температуры, давления и энтальпии. На рис. 1 условно представлен путь изменения фаз воды от резервуара до ствола скважины по соотношениям «давление (P) – энтальпия (H)» (далее – PH) и «давление (P) – температура (T)» (далее – PT). За пределами условий кипения при определенном давлении изменение энтальпии воды приводит к изменению температуры (линии a, b). Однако, будучи приведённой к условиям кипения (линии b, c на PH диаграмме), при постоянных давлении и температуре вода потребляет тепло

на постепенное испарение жидкости в пар – нет резкого перехода от одной фазы к другой. Только после завершения фазового перехода энтальпия будет оказывать влияние на повышение температуры (линии c, d). Далее по пути следования пара от источника к стоку с меньшим давлением вода теряет тепло и вновь переходит в двухфазную область (линии d, e, f, g) [9].

Основная цель при закачке пара – доставить в пласт как можно большую долю пара, а не жидкости, или более высокий по качеству пар. Качество пара – это отношение массы доли пара к сумме масс долей пара и жидкости или к общей массе воды в определенном объёме (1).

$$\text{Качество пара} = \frac{m(\text{пар})}{m(\text{пар} + \text{жидкость})} = \frac{\rho(\text{пар}) \cdot S(\text{пар})}{\rho(\text{пар}) \cdot S(\text{пар}) + \rho(\text{жидкость}) \cdot S(\text{жидкость})} \quad (1)$$

где m – масса, кг; ρ – плотность, кг/м³; S – насыщенность флюида, м³.

Описание определения расхода и сухости теплового агента на устье ПНС с применением спецПО

Для определения расхода и сухости теплового агента на устье ПНС использовалось спецПО, которое является симулятором по моделированию многофазного потока [10]. Для расчётов использовалась корреляция «Hagedorn & Brown» для вертикального потока и «Beggs&Brill revised» для горизонтального.

Для моделирования закачки пара в спецПО выполняется 3 основных этапа:

1) прописываются соответствующие ключевые слова в Engine keywords диалогового окна HOME – Simulation settings – Advanced:

а) если анализируется только скважина, то прописывается Steam в блоке Single branch keywords. Перегретый пар задается только при данном ключевом слове. Если на устье известно качество пара, то оно указывается через «Inlet Quality» = 0.9, например. Задаваемая пользователем температура в этом случае будет игнорироваться;

б) если анализируется сеть, включая стоки или скважины, то прописывается setup comp = steam

в блоке Network keywords (bottom). Перегретый пар задается только при данном ключевом слове. Если на источнике известно качество пара, то оно указывается через source name = 'Source' quality = 0.9, например, где 'Source' – имя источника. Задаваемая пользователем температура в таком случае будет игнорироваться;

2) задается чистая вода через модель «Black oil»;

3) если в граничных условиях определяется расход, то он должен быть массовым (mass rate вместо liquid rate).

Индекс продуктивности нагнетательной скважины задается для жидкости. Оценка качества газа после расчетов проводится через параметр «Flowing gas mass fraction» (Массовая доля потока газа) во вкладке «Profile results» (рис. 2). Анализ закачки пара в систему отображается в Отчете на вкладке «Output summary» (рис. 3). Качество пара рассчитывается с использованием отдельного пакета моделирования жидкости ASTEM на основе международных таблиц свойств пара IAPWS-IF97.

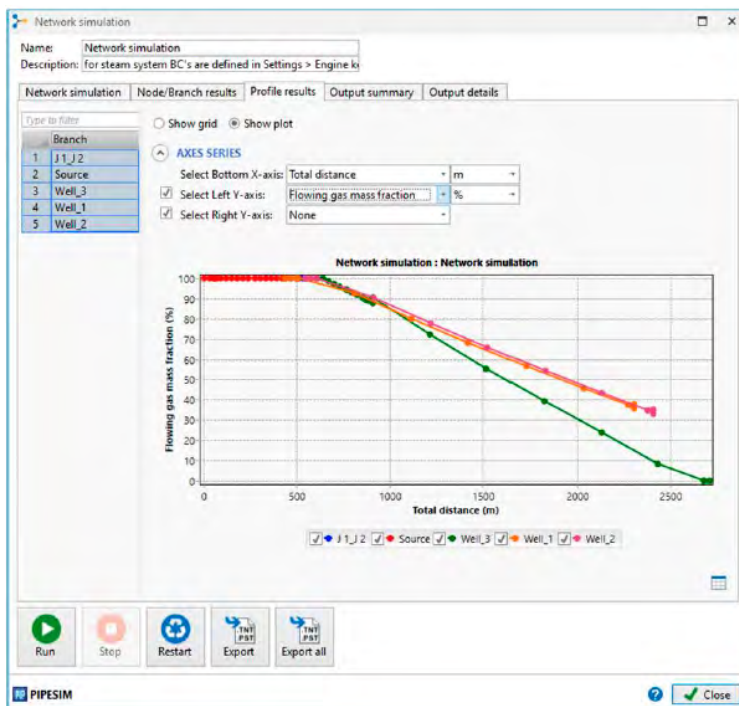


Рисунок 2. Оценка качества газа по параметру «Flowing gas mass fraction»
Figure 2. Gas quality assessment by “Flowing gas mass fraction” parameter

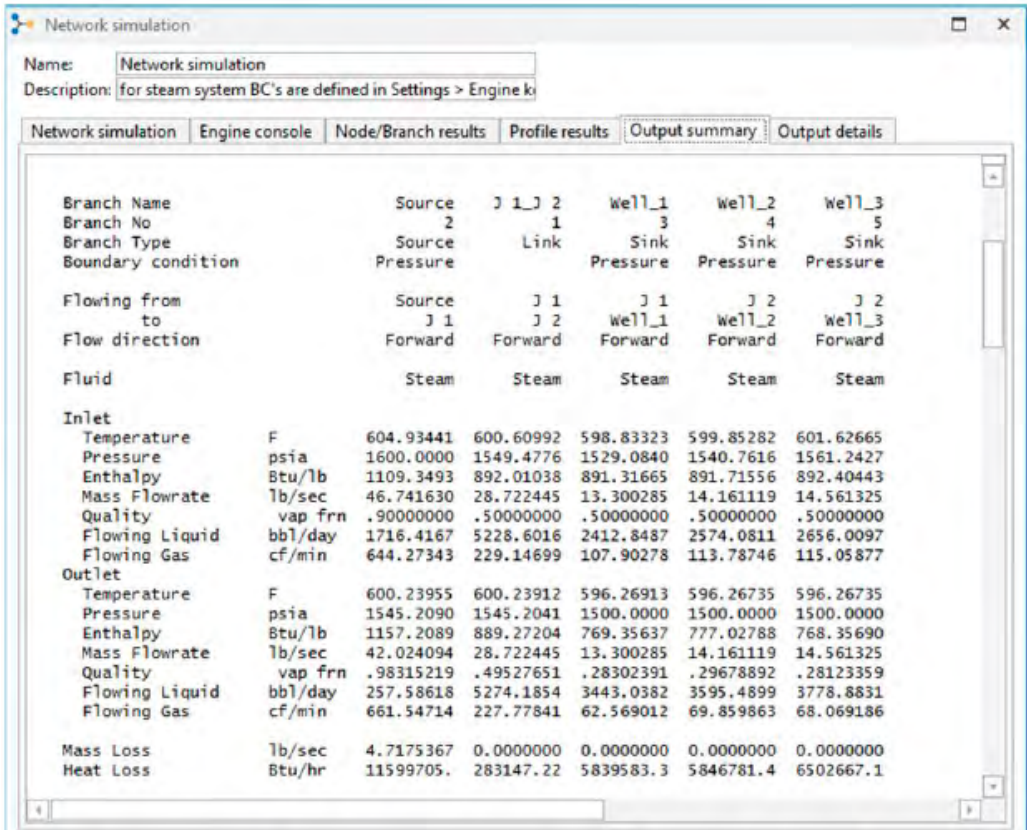


Рисунок 3. Отчет по закачке пара на вкладке Output summary
Figure 3. Steam injection report on the Output summary tab

Адаптация сети паропроводов

Для адаптации сети паропроводов в ПО может использоваться несколько функций.

Во-первых, стоит отметить менеджеры данных, такие как HOME – Flowline manager и HOME – Simulation settings – Heat transfer (опция «Use local», работа с переменной «U value multiplier»). Во-вторых, внимания заслуживает подход по автоматизированному нахождению диаметра устьевых штуцера при заданном ограничении на расход. Для запуска оптимизационного расчёта выполняется следующее:

- 1) необходимо деактивировать все штуцеры перед нагнетательными скважинами (рис. 4);
- 2) взамен установить штуцеры в объектах скважин на уровне устья с диаметром больше диаметра НКТ (рис. 5);
- 3) устанавливаются ограничения по массовому расходу для требуемых скважин в Network simulation на вкладке «Rate constraints». Для данных скважин указываемым граничным условием для расчёта будет давление;
- 4) установив все граничные условия, запускается Network simulation на расчёт.

Подобранные диаметры штуцеров показаны на вкладке Output summary (рис. 6).

В-третьих, если наблюдаются проблемы сходимости расчёта [11], и по нему есть расчётные данные, можно визуализировать векторы на карте GIS map. На вкладке «FORMAT» активируется «Results gradients» и выбирается анализируемый параметр, например, «Pressure gradient» (рис. 7). По разбросу значений можно идентифицировать проблемный участок.

Условия и допущения при выполнении расчётов

На погрешность результатов могут повлиять следующие факторы:

- солесотложения в змеевике парогенератора, а также в паропроводах;
- корректность замеренного устьевое давления, температуры и диаметра применяемого штуцера;
- разное состояние участков паропровода и, как следствие, различная шероховатость, а также внутренний условный проход. При расчёте используются средний показатель шероховатости и нормативное значение условного прохода.

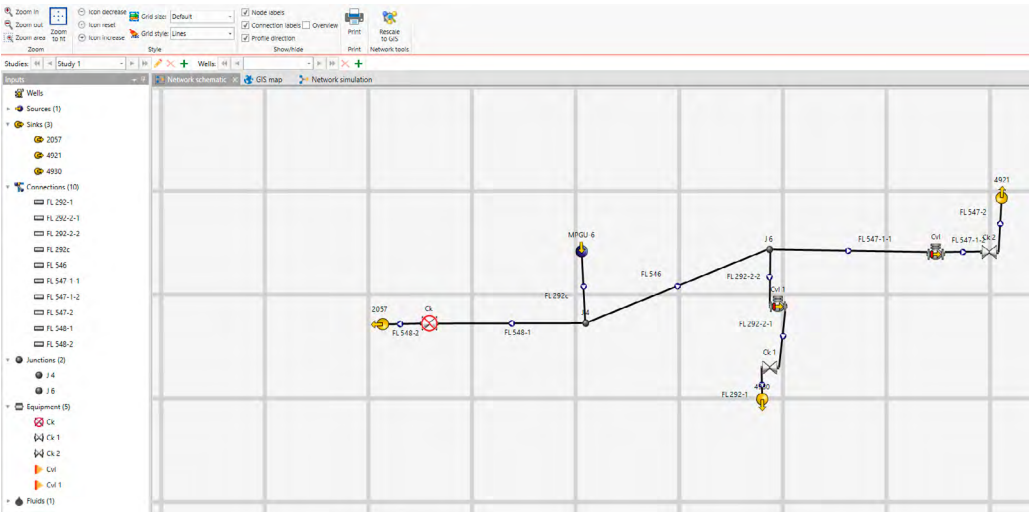


Рисунок 4. Деактивация объекта Choke в Network schematic
Figure 4. Deactivation of Choke object in Network schematic

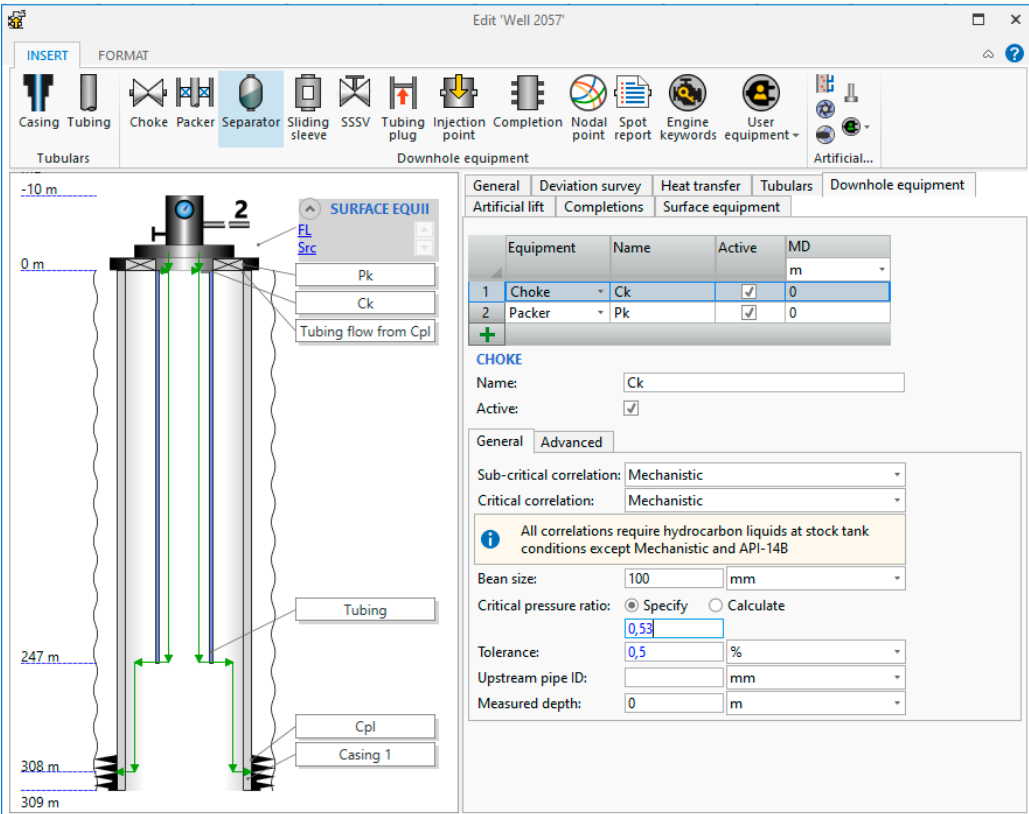


Рисунок 5. Установка устьевых штуцера на вкладке Downhole equipment
Figure 5. Installation of the wellhead choke on the Downhole equipment tab

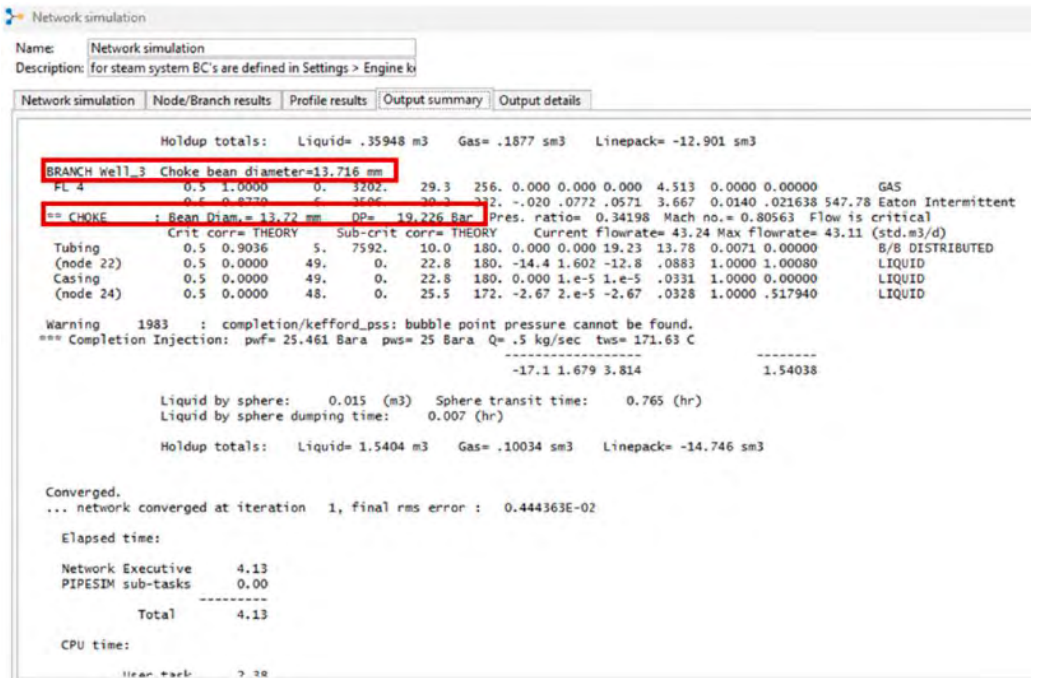


Рисунок 6. Вывод оптимального диаметра штуцера в отчет на вкладке Output summary
Figure 6. Output of the optimum choke diameter in the report on the Output summary tab

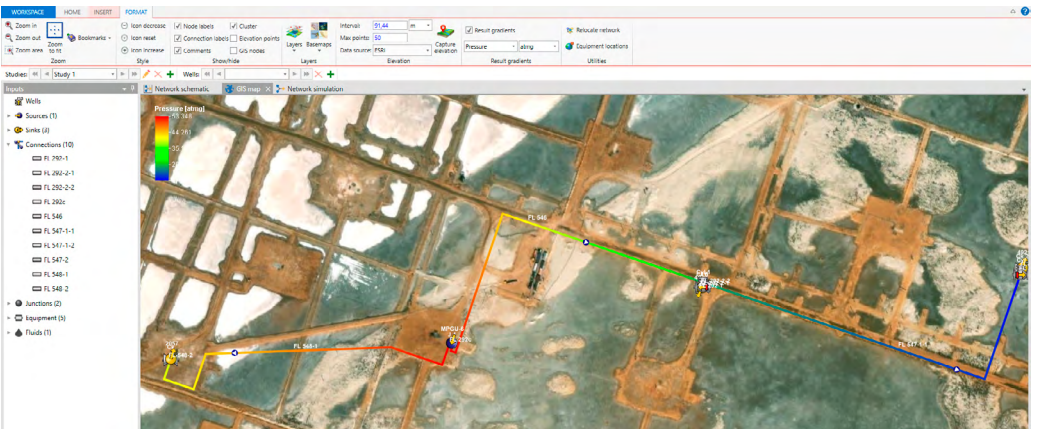


Рисунок 7. Результаты расчётов по градиенту давления в GIS map
Figure 7. Calculation results of the pressure gradient on the GIS map

Результаты гидравлических расчётов в ПО

В табл. 1 приведены сравнительные показатели промысловых данных с результатами гидравлических расчётов в спецПО и сухости, рассчитанной по тепловому балансу.

Как видно из приведенной таблицы, сухость пара на выходе парогенератора по результатам гидравлических расчётов в спецПО составила 33%, что является сопоставимым с данными теплового баланса (34%), в то время как по промысловым данным сухость пара (71%) значительно превышает эти значения. Таким образом, результаты расчёта согласно

разработанному алгоритму в спецПО позволяют оценить текущий объем закачки пара на устье ПНС.

Обсуждение

Определение массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин представляет собой ключевую задачу для оценки теплопроизводительности и тепловой эффективности применяемых парогенераторов. В данной научной статье рассматривается разработка и реализация алгоритма для достоверного определения указанных параметров с использованием спецПО.

Таблица 1. Сравнительные показатели промысловых данных с результатами гидравлических расчётов в спецПО и тепловым балансом
Table 1. Comparative indicators of field data with the results of hydraulic calculations in specialized software and thermal balance

№ скв. Well No.	Диаметр штуцера, мм Choke diameter, mm	Q, т/сут Q, t/day	Устьевое давление, атм Wellhead pressure, atm	Устьевая температура, °С Wellhead temperature, °C	Давление на выходе ПГ, атм Gas separator outlet pressure, atm	Температура на выходе котла, °С Boiler outlet temperature, °C
Промысловые данные / Field data						
2057	18	76	19	202	48	263
4930	16	179	16	208		
4921	-	12	19,5	213		

продолжение таблицы
table (cont'd)

№ скв.	Q, т/сут Q, t/day	Устьевое давление, атм Wellhead pressure, atm	Устьевая температура, °C Wellhead temperature, °C	Сухость пара на устье, % Steam dryness at wellhead, %	Энтальпия флюида на устье, кДж/кг Fluid enthalpy at wellhead, kJ/kg	Сухость пара на выходе ПГ, % Steam dryness at gas separator outlet, %		
						промысл данные field data	ПО Software	по тепловому балансу according to the heat balance
Специализированное ПО / Specialized software								
2057	126	19	202	40	1670	71	33	34
4930	79	16	208	41	1671			
4921	60	19,5	213	37	1622			

Целью данного исследования было создание методики, которая позволит недропользователю оперативно и точно определять массовой расход теплоносителя и его сухость на устье паронагнетательных скважин. Разработанный алгоритм основывается на комплексном подходе к анализу данных, включающем математическое моделирование тепловых процессов, адаптацию к изменяющимся условиям эксплуатации и учёт технических особенностей конкретного оборудования.

Одним из значимых результатов исследования является точность и устойчивость алгоритма в различных условиях эксплуатации скважин. Это достигается благодаря использованию современных методов обработки данных и алгоритмов в спецПО, позволяющих компенсировать возможные факторы неопределённости, такие как изменения температуры и давления теплового агента.

Дальнейшее развитие исследования может включать расширение функциональных возможностей программного обеспечения, применение современных датчиков и приборов для повышения точности измерений, а также интеграцию с системами мониторинга и управления для автоматизации процессов поддержания оптимальных параметров работы скважин.

Однако следует отметить, что реализация алгоритма требует соблюдения ряда технических и организационных мероприятий

для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации системы парозакачки. Важным аспектом также является обучение персонала и регулярное обновление методик на основе накопленного опыта и новых технологических решений.

Таким образом, разработанный в рамках исследования алгоритм представляет собой значимый шаг в направлении совершенствования поскважинного учёта расхода пара и обеспечения эффективного контроля и возможности регулирования закачки пара в различных условиях эксплуатации паронагнетательных скважин.

Для сравнения полученных результатов с моделью следует продолжить ОПИ для стационарных парогенераторных установок с учётом количества скважин на единицу ПГУ, протяжённости выкидных линий, точности замера давления, температуры и других факторов.

Заключение

1. На сегодняшний день не представилось возможным подобрать оборудование, позволяющее корректно регистрировать двухфазный поток закачиваемого в скважины паротеплового агента, характерного для условий месторождения К.

2. С целью повышения точности учёта разработан алгоритм расчёта объёма закачки на устье ПНС с помощью специализированного ПО.

3. Разработанный алгоритм в спецПО позволяет оценить текущий объём закачки пара на устье ПНС и одобрен недропользователем

для применения на месторождении в целях учёта массового расхода пара по скважинам.

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: Ерлепесов М.У. – разработка основ и контроль за ходом проведения исследования, выполнение расчётной части в специализированном программном обеспечении, анализ и последующая интерпретация данных исследования; Ермаков А.А. – общая редакция рукописи статьи; Амиров С.К. – систематизация и обработка данных 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: Murat U. Yerlepessov – development of the fundamentals and control over the research process, performing the calculation part in specialized software, analysis, and subsequent interpretation of research data; Abay A. Yermekov – general editing of the article manuscript; Sain K. Amirov – systematization and processing of the research data.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абаринов Е.Г., Сарело К.С. Методические погрешности измерения энергии влажного пара теплосчётчиками на сухой насыщенный пар // Измерительная техника. 2002. №3.
2. kep-products.ru [интернет]. Kessler-Ellis Products Co. Inc. : Принципы измерений расхода пара. Справочная информация. Измерение расхода пара [дата обращения 25.12.2023]. Доступ по ссылке: <https://kep-products.ru/meriem-rashod-para/500-podhodi-k-izmerenija-rashoda-para.html>.
3. Сычев Г. Измерение расхода влажного пара // Spirаскоп. 2012. №2. С. 6–8.
4. metronic.ru [интернет] Метроник: Система измерения сухости пара [дата обращения 12.11.2023]. Режим доступа: <http://www.metronic.ru/stat/st012.html>.
5. Коваленко А.В. Математическая модель двухфазного течения влажного пара в паропроводах // Учёт энергоносителей. 2011. Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2424. Дата обращения: 25.12.2023.
6. Романов А.Е., Цаплин С.В., Большеев С.А., Попков В.И. Математическая модель тепломассопереноса в паронагнетательной скважине // Нефть и газ. 2013. №4.
7. Khasani I., Harijoko A., Dwikorianto T., Patangke S. Development of measurement method of steam-water two-phase flow system using single frequency waves // Proceedings of 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University; 2010 Feb 1–3; Stanford University, Stanford, USA. Available from: <https://es.stanford.edu/ERE/pdf/IGASstandard/SGW/2010/khasani.pdf>.
8. Садыков А.Ф. Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. 2019. №12. С. 36–40.
9. digital.slb.ru [интернет]. Schlumberger: Руководство пользователя PIPESIM. Version 2020.1 [дата обращения 26.12.2023]. Доступ по ссылке: https://digital.slb.ru/products/pipesim/pipesim_2020_1/.
10. Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К. Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №1. С. 94–102. doi: [10.54859/kjogi108599](https://doi.org/10.54859/kjogi108599).
11. Закинов С.Т., Ермаков А.А., Нуршаханова Л.К., Айджанова Ш.С. Вопросы сходимости гидродинамических моделей систем поддержания пластового давления // Технологии нефти и газа. 2021. №4. С. 32–36. doi: [10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35).

REFERENCES

1. Abarinov YG, Sarelo KS. Metodicheskiye pogreshnosti izmereniya energii vlazhnogo para teploschetchikami na sukhoy насыщенный пар. *Izmeritel'naya tekhnika*. 2002;3. (In Russ).
2. kep-products.ru [Internet]. Kessler-Ellis Products Co. Inc. : Principles of steam flow measurement. Background information. Measurement of steam flow [cited 2023 Dec 25]. Available from: <https://kep-products.ru/meriem-rashod-para/500-podhodi-k-izmerenija-rashoda-para.html>. (In Russ).

3. Sychev G. Izmereniye raskhoda vlazhnogo para. *Spiraskop*. 2012;2:6–8. (In Russ).
4. metronic.ru [Internet]. Metronic: Sistema izmereniya sukhosti para [cited 2013 Dec 12]. Available from: <http://www.metronic.ru/stat/st012.html>. (In Russ).
5. Kovalenko AV. Matematicheskaya model dvuhfaznogo techeniya vlazhnogo para v paroprovodakh. *Uchyot energonositeley*. 2011. Available from: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2424. (In Russ).
6. Romanov AY, Tsaplin SV, Bolychev SA, Popkov VI. Matematicheskaya model' teplomassoperenosa v paronagnetatel'noj skvazhine. *Oil & Gas*. 2013;4. (In Russ).
7. Khasani I, Harijoko A, Dwikorianto T, Patangke S. Development of measurement method of steam-water two-phase flow system using single frequency waves. Proceedings of 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University; 2010 Feb 1–3; Stanford University, Stanford, USA. Available from: <https://es.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2010/khasani.pdf>.
8. Sadykov AF. Multiphase Flow Simulator PIPESIM – a complete set of workflows for modeling production operations. *Oil. Gas. Innovations*. 2019;12:36–40. (In Russ).
9. digital.slb.ru [Internet]. Schlumberger: PIPESIM User's Guide. Version 2020.1 [cited 2023 Dec 26]. Available from: https://digital.slb.ru/products/pipesim/pipesim_2020_1/. (In Russ).
10. Yermekov AA, Baspayeva AT, Amirov SK. Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):94–102. doi: [10.54859/kjogi108599](https://doi.org/10.54859/kjogi108599). (In Russ).
11. Zakenov ST, Yermekov AA, Nurshakhanova LK, Aijanova SS. Convergence Issues of Hydrodynamic Models of Reservoir Pressure Maintenance Systems. *Oil and Gas Technologies*. 2021;4:32–36. doi: [10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ерлепесов Мурат Усенович

ORCID [0009-0007-8581-2786](https://orcid.org/0009-0007-8581-2786)

e-mail: m.yerlepessov@kmge.kz.

Ермеков Абай Алматаевич

ORCID [0009-0003-2130-2489](https://orcid.org/0009-0003-2130-2489)

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

***Амиров Саин Кубейсинович**

ORCID [0009-0005-7771-5535](https://orcid.org/0009-0005-7771-5535)

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

AUTHORS' INFO

Murat U. Yerlepessov

ORCID [0009-0007-8581-2786](https://orcid.org/0009-0007-8581-2786)

e-mail: m.yerlepessov@kmge.kz.

Abay A. Yermekov

ORCID [0009-0003-2130-2489](https://orcid.org/0009-0003-2130-2489)

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

***Sain K. Amirov**

ORCID [0009-0005-7771-5535](https://orcid.org/0009-0005-7771-5535)

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>

Получена: 13.09.2024.
Одобрена: 18.03.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Анализ применения проппантного ГРП при освоении газоконденсатных месторождений со слабо проницаемыми коллекторами нижневизейских и серпуховских отложений

Р.А. Юсубалиев, Б.Р. Туленбаева, А.Б. Коныс

КазНИГРИ, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В условиях нарастающей нехватки газа в стране, роста внутреннего потребления газа и необходимости увеличения его добычи, особенно на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, повышение эффективности разработки газовых месторождений становится всё более актуальным.

Цель. Оптимизация добычи месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с использованием проппантного гидроразрыва пласта (далее – ГРП), направленная на повышение проницаемости пластов и улучшение производительности скважин.

Материалы и методы. Объектом исследования является газоконденсатное месторождение X, расположенное в Мойынкумском прогибе Шу-Сарысуйской впадины в Жамбылской области. В ходе исследования проведён детальный анализ эффективности повторных операций ГРП с учётом тоннажности проппанта. На основе этого предложена методика оптимизации параметров повторного ГРП, заключающаяся в корректировке объёма закачиваемого проппанта для изменения геометрии трещин и повышения продуктивности скважин. Дополнительно разработан новый подход к адаптации методики ГРП для условий, характеризующихся высоким риском накопления жидкости в стволе скважины. В отличие от традиционных решений, предложена комплексная стратегия стабилизации добычи, включающая интеграцию механизированного удаления жидкости (колтюбинг, пенно-ингибирующая шашка, плунжерный лифт).

Результаты. Выявлено, что сохранение первоначального объёма закачки при повторных операциях ГРП не приводит к значительному увеличению дебита газа. Анализ данных после проведения ГРП подтвердил эффективность применённой стратегии, что выражается в изменении газоконденсатного фактора и стабилизации дебита. Кроме того, в некоторых скважинах впервые использованы растворимые волокна в процессе ГРП. Анализ показал, что их применение привело к положительным результатам – улучшению проводимости трещин и увеличению продуктивности скважин, что делает данную технологию перспективной для дальнейшего внедрения.

Заключение. Итоги исследования показывают, что первичные ГРП обеспечивают более значительный прирост дебита газа по сравнению с повторными операциями, что подчеркивает важность тщательного выбора времени и объёма проппанта для максимизации эффективности повторных ГРП. На месторождении X ГРП остается ключевым мероприятием для увеличения производительности новых скважин, при этом рекомендуется проводить исследования кривых восстановления давления до и после операций для мониторинга эффектов и корректировки технологии. Учитывая особенности коллектора и интерференцию давления, необходимо тщательно подбирать дизайн операции и объём проппанта для достижения оптимальных результатов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, газоконденсатное месторождение, низкопроницаемые коллекторы, повторные операции, оптимизация добычи, увеличение притока, планирование ГРП.

Как цитировать:

Юсубалиев Р.А., Туленбаева Б.Р., Коныс А.Б. Анализ применения проппантного ГРП при освоении газоконденсатных месторождений со слабо проницаемыми коллекторами нижневизейских и серпуховских отложений // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 66–78.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>.

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>

Received: 13.09.2024.

Accepted: 18.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Analysis of the Application of Proppant Hydraulic Fracturing in the Development of Gas Condensate Fields with Low Permeable Reservoirs of the C_1V_1 and C_1sr Deposits

Renat A. Yussubaliyev, Bayan R. Tulenbayeva, Akbayan B. Konys

KazNIGRI, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The ongoing shortage of natural gas in the country necessitates enhanced efficiency in gas field development. Alongside domestic gas consumption, the demand for higher production volumes, particularly from low-permeability reservoirs, further emphasizes the relevance of this study.

Aim: To optimize the production in fields with low-permeability reservoirs through proppant hydraulic fracturing (HF) to increase the permeability of formations and improve well productivity.

Materials and methods: The study's object is the gas condensate field X, located in the Moyynkum trough of the Shu-Sarysu depression in the Zhambyl region. During the study, a comprehensive analysis was conducted on the efficiency of refracturing operations, with a specific focus on proppant tonnage. As a result, a methodology for optimizing the parameters of refracturing was proposed. This methodology involves adjusting the volume of injected proppant to alter the geometry of fractures and enhance well productivity. Furthermore, a novel approach to adapting hydraulic fracturing techniques for conditions with a high risk of fluid accumulation in the wellbore has been developed. Unlike conventional solutions, this approach introduces a comprehensive production stabilization strategy that incorporates mechanized fluid removal methods, such as coiled tubing, foam-inhibiting check valves, and plunger elevators.

Results: It was determined that maintaining the initial injection volume during repeated HF operations does not significantly enhance the gas flow rate. An analysis of the post-fracturing data confirmed the effectiveness of the applied strategy, as evidenced by changes in the gas-condensate factor and the stabilization of flow rates. Additionally, soluble fibers were utilized for the first time in some wells during the HF process. The analysis indicated that their application yielded positive outcomes, including improved fracture conductivity and increased well productivity, suggesting that this technology holds promise for future implementation.

Conclusion: The findings of the study indicate that it yields higher gas production gains compared to refracturing. This highlights the significance of precise timing and careful selection of proppant volume to optimize the effectiveness of refracturing. In the X field, HF continues to be a crucial intervention for enhancing the productivity of new wells. It is advisable to conduct pre- and post-operation pressure recovery curve analyses to monitor impacts and refine the technology used. Considering the reservoir characteristics and potential pressure interferences, the operation's design and the proppant volume must be meticulously planned to achieve the best possible outcomes.

Keywords: hydraulic fracturing (HF); gas condensate field; low-permeability reservoirs; refracturing; production optimization; inflow enhancement; HF planning.

To cite this article:

Yussubaliyev RA, Tulenbayeva BR, Konys AB. Analysis of the Application of Proppant Hydraulic Fracturing in the Development of Gas Condensate Fields with Low Permeable Reservoirs of the C_1V_1 and C_1SR Deposits. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):66–78. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>.

ӨОЖ 622.276.
ГТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>

Қабылданды: 13.09.2024.

Мақұлданды: 18.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Төменгі визиялық және серпухов шөгінділерінің өткізгіштігі төмен коллекторлары бар газ конденсатты кен орындарын игеру кезінде проппантты ҚГЖ қолдануды талдау

Р.А. Юсубалиев, Б.Р. Туленбаева, А.Б. Қоныс

ҚазҒЗҒБИ, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Елімізде газ тапшылығының өсуі, газды ішкі тұтынудың өсуі және оны өндіруді ұлғайту қажеттілігі жағдайында, әсіресе өткізгіштігі төмен коллекторлары бар кен орындарында газ кен орындарын игеру тиімділігін арттыру барған сайын өзекті бола түсуде.

Мақсаты. Қабаттардың өткізгіштігін арттыруға және ұңғымалардың өнімділігін жақсартуға бағытталған қабаттың пропантты гидравликалық жаруын (бұдан әрі – ҚГЖ) пайдалана отырып, өткізгіштігі төмен коллекторлары бар кен орындарын өндіруді оңтайландыру.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу нысаны Жамбыл облысындағы Шу-Сарысу ойпатының Мойынқұм ойпатында орналасқан Х газ конденсатты кен орны болып табылады. Зерттеу барысында пропанттың тоннасын ескере отырып, ҚГЖ қайталама операцияларының тиімділігіне егжей-тегжейлі талдау жүргізілді. Осының негізінде жарықтардың геометриясын өзгерту және ұңғымалардың өнімділігін арттыру үшін айдалатын пропанттың көлемін түзетуден тұратын қайталама ҚГЖ параметрлерін оңтайландыру әдістемесі ұсынылды. Ұңғыма оқпанында сұйықтықтың жиналуының жоғары қауіпмен сипатталатын жағдайлар үшін ҚГЖ әдістемесін бейімдеудің жаңа тәсілі қосымша әзірленді. Дәстүрлі шешімдерден айырмашылығы, сұйықтықты механикаландырылған жоюды (колтубинг, көбікті тежейтін дойбы, поршеньді лифт) біріктіруді қамтитын өндірісті тұрақтандырудың кешенді стратегиясы ұсынылды.

Нәтижелері. ҚГЖ қайталама операциялары кезінде бастапқы айдау көлемін сақтау газ дебитінің айтарлықтай ұлғаюына әкелмейтіні анықталды. ҚГЖ жүргізгеннен кейінгі деректерді талдау қолданылған стратегияның тиімділігін растады, бұл газ конденсат факторының өзгеруінен және дебиттің тұрақтануынан көрінеді. Сонымен қатар, кейбір ұңғымаларда ҚГЖ процесінде еритін талшықтар алғаш рет қолданылған. Талдау көрсеткендей, оларды қолдану оң нәтижелерге әкелді – жарықтардың өткізгіштігін жақсарту және ұңғымалардың өнімділігін арттыру, бұл технологияны одан әрі енгізу үшін перспективалы етеді.

Қорытынды. Зерттеу нәтижелері көрсеткендей, бастапқы ҚГЖ қайталанатын операцияларға қарағанда газ дебитінің айтарлықтай өсуін қамтамасыз етеді, бұл қайталанатын ҚГЖ тиімділігін арттыру үшін пропанттың уақыты мен көлемін мұқият таңдаудың маңыздылығын көрсетеді. Х кен орнында ҚГЖ жаңа ұңғымалардың өнімділігін арттыру үшін негізгі іс-шара болып қала береді, бұл ретте әсерлерді мониторинг жасау және технологияны түзету үшін операцияларға дейін және одан кейін қысымды қалпына келтіру қисықтарын зерттеу жүргізу ұсынылады. Коллектордың ерекшеліктері мен қысым интерференциясын ескере отырып, оңтайлы нәтижеге қол жеткізу үшін операцияның дизайны мен пропант көлемін мұқият таңдау керек.

Негізгі сөздер: қабатты гидравликалық жару, газ конденсатты кен орны, өткізгішшілігі төмен коллектор, қайталанатын операциялар, өндіруді оңтайландыру, ағынның артуы, ҚГЖ жоспарлау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Юсубалиев Р.А., Туленбаева Б.Р., Қоныс А.Б. Төменгі визиялық және серпухов шөгінділерінің өткізгіштігі төмен коллекторлары бар газ конденсатты кен орындарын игеру кезінде пропантты ҚГЖ қолдануды талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 66–78 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108780>.

Введение

Газ является важным источником энергии и играет ключевую роль в экономике Казахстана. В последние годы в стране наблюдается значительный рост внутреннего потребления газа, что приводит к нехватке этого ресурса и актуализирует необходимость в его оптимизации и увеличении добычи. Решение этой проблемы требует эффективных технологий для разработки газовых месторождений, особенно тех, которые характеризуются низкой проницаемостью коллекторов.

Месторождение X, расположенное в Мойынкумском прогибе Шу-Сарысуиской впадины в Жамбылской области, представляет собой важный элемент в стратегии повышения газодобычи Казахстана. Это месторождение относится к нижневизейским и серпуховским отложениям и обладает значительными запасами газа, которые требуют специального подхода для эффективного извлечения. Проблема с низкой проницаемостью коллекторов делает его особенно сложным для разработки, что требует применения передовых технологий [1].

Одной из таких технологий является ГРП, который представляет собой метод увеличения проницаемости пласта путем создания трещин в горных породах. Этот метод позволяет значительно повысить приток газа к скважине, улучшая тем самым продуктивность и эффективность разработки месторождения. Важность ГРП возрастает в условиях низкопроницаемых коллекторов, таких как на месторождении X, где традиционные методы добычи не всегда дают удовлетворительные результаты [2].

Месторождение X представляет собой многопластовую структуру с двумя основными горизонтами. Серпуховский горизонт является газоконденсатным и состоит из мелко-детритовых известняков. Толщина пластов в этом горизонте варьируется от 1,2 до 12,6 м с пористостью от 10 до 14%. Этот горизонт имеет пластово-сводовый тип залежи. Нижневизейский горизонт состоит из мелко-детритовых известняков, песчаников и алевролитов. Толщина пластов в нижневизейском горизонте колеблется от 3,6 до 36,4 м, а средняя пористость составляет 13,6%. Этот горизонт также относится к пластово-сводовому типу залежи.

Разработка месторождения X началась в 2003 г., и на начальном этапе (2004–2009 гг.) наблюдался рост годовых отборов газа, что было связано с увеличением фонда скважин. Однако в дальнейшем произошло снижение добычи газа, обусловленное уменьшением дебита скважин из-за естественного падения пластового давления (рис. 1). В настоящее время фонд скважин распределен следующим образом: 71% составляют эксплуатационные скважины, 3% – наблюдательные, 26% – ликвидированные, завершившие своё геологическое назначение. Анализ запасов газа и конденсата показывает,

что основная часть запасов сосредоточена в нижневизейском горизонте, где находится 98% от общего объема запасов. На сегодняшний день отбор газа составляет 36,7% от утвержденных начальных извлекаемых запасов.

Материалы и методы

Технология ГРП играет ключевую роль в улучшении добычи УВ из месторождения X. ГРП представляет собой передовую методику, которая значительно увеличивает проницаемость и продуктивность газовых скважин. Основной принцип работы ГРП заключается в создании и распространении трещин в горных породах с помощью впрыска жидкости под высоким давлением. Этот процесс существенно улучшает приток газа из пласта к скважине, тем самым обеспечивая более эффективную добычу углеводородов (далее – УВ) [3]. ГРП влияет на проницаемость призабойной зоны пласта через несколько ключевых механизмов. Во-первых, технология позволяет образовывать сеть трещин, что способствует более эффективному движению газа в пласте. Во-вторых, расширение существующих трещин увеличивает объём доступной пористости, что также способствует улучшению газовых выходов. В-третьих, снижение давления на забое скважины облегчает выход газа из пласта, что еще больше повышает его продуктивность [4].

В процессе ГРП на месторождении в двух скважинах первые использовались растворимые волокна, которые выполняли функцию временного каркаса, предотвращая сплошное уплотнение проппанта и обеспечивая его более равномерное распределение в трещине. После завершения операции и при достижении определённой температуры волокна растворяются, оставляя зазоры для прохождения газа, что способствует увеличению проводимости трещины.

Основная часть

Результаты гидродинамических исследований (далее – ГДИС) указывают на ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) продуктивных пластов, что связано с низкой проницаемостью пластов месторождения. Это требует применения специализированных технологий для эффективного извлечения УВ. Одной из таких технологий является ГРП [5].

В процессе ГРП на скважине X-1 были выполнены следующие операции: на стадии замещения в скважину было закачено 7,38 м³ линейного геля жидкости, затем 12,2 м³ сшитой жидкости с добавлением 0,591 т керамического проппанта фракции 20/40; на следующем этапе было закачено 7,08 м³ линейного геля при скорости 3,11 м³/мин. По завершении работы проведён анализ понижения давления, который позволил рассчитать чистое давление, давление смыкания трещины, эффективность жидкости и трение в призабойной зоне и в интервале

перфорации. Результаты анализа показали, что эффективность жидкости составила 46%, что выше первоначального плана в 40%. Давление трения на перфорацию и призабойную зону составило 2 атм.

Основной ГРП был проведён 14.05.2021 г. В процессе работы закачали сшитую подушку объемом 90 м³ с концентрацией реагентов HGA-48 и HGA-37 8 л/м³ при средней скорости подачи 4,2 м³/мин. В пласты было закачено 110 т проппанта фракции 20/40 производства Well Pro, из этого объема 109,8 т было закачено в пласт C₁V₁. Конечная концентрация проппанта в блендере составила 971 кг/м³, а в интервале перфорации – 1005 кг/м³. Все запланированные объёмы проппанта и жидкости были успешно закачаны.

Результаты

По результатам проведённого ГРП выполнен анализ состояния призабойной зоны до и после операции ГРП с использованием данных ГДИС, включая интерпретацию кривых восстановления давления (далее – КВД). Полученные результаты свидетельствуют о значительном улучшении ФЕС призабойной зоны, что подтверждается снижением скин-фактора, который до и после операции имеет отрицательные значения (табл. 1), указывая на положительные изменения в состоянии призабойной зоны. Метод КВД играет ключевую роль в оценке эффективности ГРП, поскольку позволяет определить степень изменения проницаемости, выявить возможные повреждения или улучшения проводимости пласта, а также оценить радиус дренирования после гидроразрыва. Анализ кривых восстановления давления показал, что после проведения ГРП произошло увеличение коэффициента продуктивности, что свидетельствует

о снижении гидродинамического сопротивления в призабойной зоне и расширении области эффективного фильтрационного потока. Полученные результаты демонстрируют, что после ГРП проницаемость призабойной зоны увеличилась, что подтверждается изменением характеристик пластового давления и стабильностью показателей дебита скважины. Дальнейшее совершенствование методологии КВД, включая интеграцию с геомеханическим моделированием, позволит более точно прогнозировать поведение призабойной зоны и оптимизировать параметры проведения ГРП для максимального увеличения продуктивности скважины [6].

Также проведен мониторинг дебита скважины X-1, который до проведения ГРП после бурения составлял 2,3 тыс. м³/сут, тогда как проектный показатель был рассчитан на 25 тыс. м³/сут. После проведения ГРП дебит газа скважины X-1 приблизился к проектным значениям. Эти данные подтверждают эффективность проведённого ГРП и его положительное влияние на производительность скважины.

В 2021–2022 гг. на шести новых добывающих скважинах месторождения X был осуществлен ГРП с целью повышения продуктивности (табл. 2). Результаты показывают, что в пяти из них удалось добиться положительного эффекта, который выражается в значительном приросте дебита газа – от 6,9 до 59,9 тыс. м³/сут. Однако в одной из скважин ожидаемого результата не было достигнуто. Как видно на рис. 2, скважина находилась в зоне с пониженным пластовым давлением, что отрицательно повлияло на эффективность проведенной операции ГРП. Учитывая слабые ФЕС коллекторов и, вследствие этого, интерференцию давления, важность учёта энергетического состояния

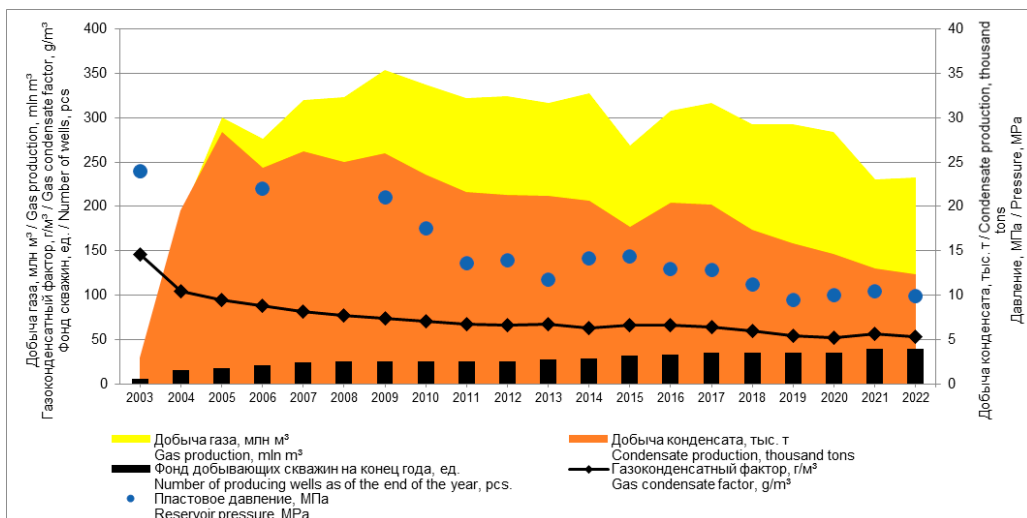


Рисунок 1. Динамика основных показателей разработки
Figure 1. Dynamics of the primary development indicators

Таблица 1. Результаты исследований призабойной зоны скважины X-1
Table 1. Research results of the Bottomhole Zone of Well X-1

Горизонт Horizon	Дата ГРП HF Date	До ГРП / before HF		После ГРП / after HF	
		проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² permeability, 10 ⁻³ mkm ²	скин-фактор skin factor	проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² permeability, 10 ⁻³ mkm ²	скин-фактор skin factor
C ₁ V ₁	26.01.2021	0,02	-2,3	0,7	-3,2

Таблица 2. Результаты ГРП в новых добывающих скважинах
Table 2. HF results in new production wells

№ скв. Well No.	Дата ГРП HF date	Дебит газа, тыс. м³/сут Gas flow rate, thousand m³ per day		Эффективность увеличения дебита газа, тыс. м³/сут Gas Flow Rate Increase Efficiency, thousand m³/day	Длительность эффекта, мес. Effect Duration, months
		до ГРП / before HF	после ГРП / after HF		
X-11	06.05.2021	0,2	7,1	6,9	3
X-12	14.05.2021	18,8	3,8	-15	нет эффекта no effect
X-13	23.08.2021	2,3	26,7	26,7	4
X-14	13.08.2021	0,1	59,9	59,9	7
X-15	21.12.2022	11,5	46,1	34,6	3
X-16	17.12.2022	0,5	27,6	27,1	6

залежи при выборе скважин для проведения ГРП остается актуальной. Для достижения максимального эффекта от ГРП необходимо тщательно подбирать кандидатов, основываясь на данных о давлении и других характеристиках пласта. Энергетическое состояние залежи играет критическую роль в успешности операции, и несоответствие параметров может существенно снизить эффективность ГРП.

На скважинах X-15 и X-16 ГРП впервые был выполнен с использованием растворимых волокон. Данная технология направлена на улучшение проводимости трещин за счёт предотвращения преждевременного оседания проппанта и образования зон с низкой фильтрационной способностью.

Дополнительно проведён анализ восстановления температуры после ГРП, т.к. растворимые волокна теряют свою структуру под воздействием термохимических процессов. Время полного растворения волокон рассчитано с учётом пластовых условий, и результаты показали, что их разложение происходило в течение 2–3 мес. после закачки. Это позволило минимизировать закупорку трещин и поддерживать их проводимость в течение более длительного времени.

Сравнительный анализ скважин X-15, X-16, где использовались растворимые волокна, и скважин, где применялся традиционный метод ГРП, показал, что средний прирост дебита газа после традиционного ГРП составил 25,04 тыс. м³/сут, в то время как при использовании растворимых волокон прирост составил 30,85 тыс. м³/сут, что на 23% выше. Средняя длительность эффекта после традиционного ГРП составила 4,2 мес., тогда как в скважинах с волокнами этот показатель увеличился до 6 мес. Восстановление температуры после ГРП в скважинах с растворимыми волокнами происходило в среднем на 15%

быстрее, что указывает на более стабильное термодинамическое поведение системы. Главное отличие традиционного ГРП от технологии с растворимыми волокнами заключается в механизме удержания проппанта и поддержании проводимости трещины. В традиционной методике основным фактором сохранения проводимости является механическая устойчивость проппанта к закрытию трещины, однако даже при применении высокопрочных керамических проппантов наблюдается постепенное ухудшение их распределения и снижение фильтрационной способности трещины [7]. Использование растворимых волокон позволяет избежать эффекта избыточной концентрации проппанта на определённых участках трещины, что снижает вероятность закупорки каналов. Кроме того, растворимые волокна создают дополнительные пути фильтрации, что позволяет дольше сохранять высокий дебит скважины.

Результаты исследования показывают, что технология растворимых волокон является перспективной для дальнейшего внедрения в низкопроницаемых газоконденсатных месторождениях. Основными преимуществами данной методики являются: увеличение продолжительности эффекта от ГРП, замедление закрытия трещины, снижение риска закупорки фильтрационных каналов, повышение стабильности добычи. В дальнейшем рекомендуется проведение дополнительных исследований для оптимизации состава растворимых волокон, определения оптимального времени их разложения и интеграции технологии с другими методами увеличения газоотдачи.

Исследования [8] показали, что в глубоких и ультраглубоких резервуарах основными проблемами при традиционном ГРП являются: быстрое закрытие трещин, снижение проводимости проппанта из-за его

уплотнения, а также образование осадков от жидкости разрыва. В данном экспериментальном исследовании, включающем моделирование процесса закачки в лабораторных условиях, было установлено, что при использовании растворимых волокон средняя проводимость трещины увеличивается на 15–20% по сравнению с традиционными методами ГРП. Это объясняется тем, что волокна временно удерживают каналы открытыми, предотвращая преждевременное оседание проппанта и его избыточную концентрацию в определённых зонах. В процессе растворения волокна высвобождают дополнительные пути фильтрации, что особенно эффективно при разработке газоконденсатных

месторождений, где интерференция давления и фазовые переходы могут значительно снижать продуктивность. Кроме того, авторы отмечают, что срок службы трещины после ГРП с использованием растворимых волокон увеличивается в среднем на 25–30%, что приводит к более стабильной добыче УВ в течение продолжительного времени [8].

В исследовании [9] различных систем флюидов, применяемых для ГРП, также обращают внимание на проблему остаточных повреждений пласта, связанных с использованием традиционных гелеобразующих жидкостей. Они отмечают, что полисахаридные гели, такие как гуар, широко применяемые

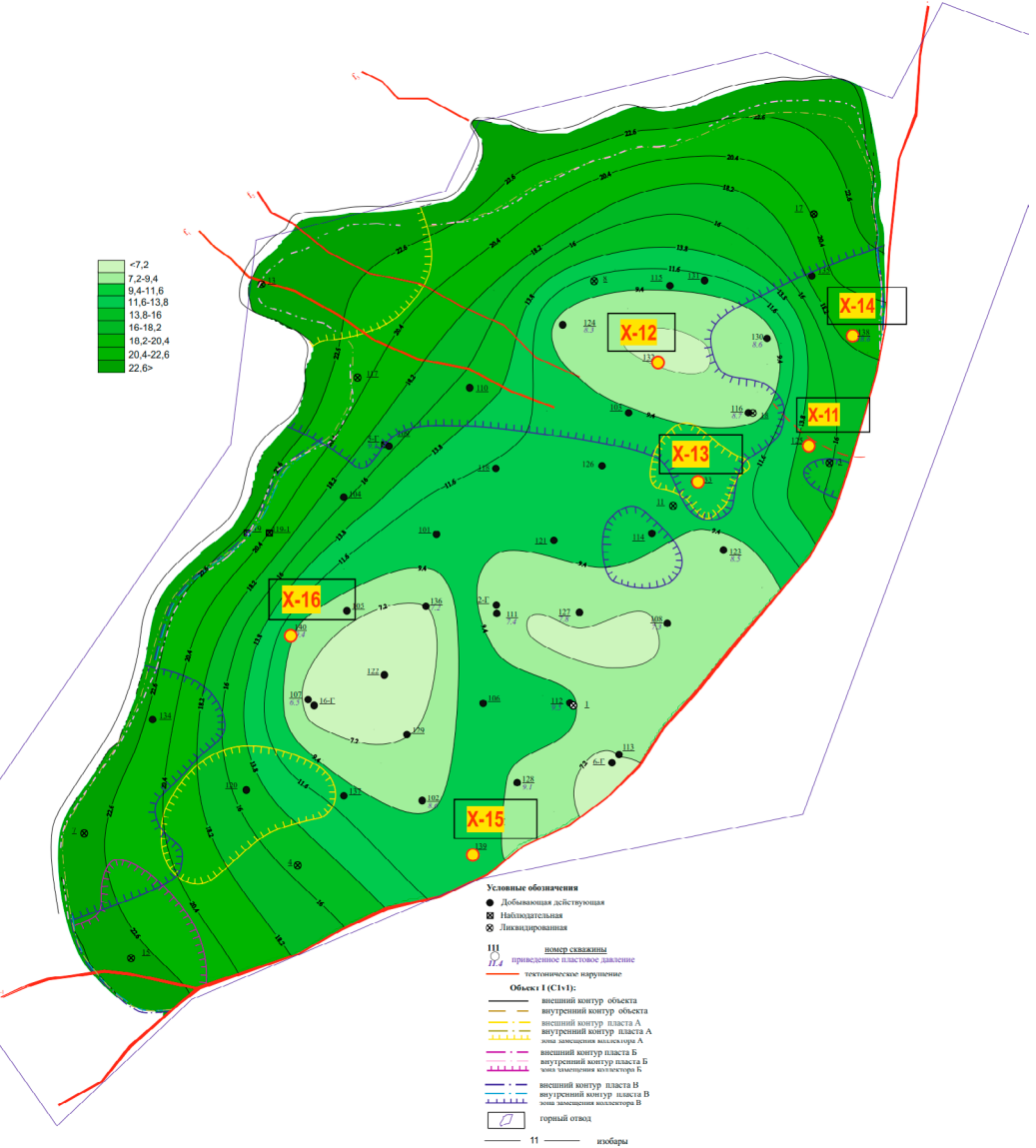


Рисунок 2. Карта изобар
Figure 2. Isobar map

в гидроразрыве, оставляют на стенках трещин остаточные осадки, которые могут снижать их проводимость на 10–40% в зависимости от температуры и проницаемости пласта. В качестве альтернативы рассматривается применение растворимых волокон, которые могут временно обеспечивать необходимую вязкость жидкости, а затем растворяться без образования остаточных продуктов. В ходе лабораторных тестов авторы продемонстрировали, что добавление растворимых волокон в жидкость ГРП повышает коэффициент восстановления проводимости трещины после разрыва с 60% до 85%, что снижает потери дебита на 20–25% по сравнению с традиционными методами. Это особенно важно для низкопроницаемых газоконденсатных коллекторов, где даже небольшие изменения в проводимости трещины могут существенно повлиять на суммарную добычу.

Таким образом, оба исследования подтверждают, что интеграция растворимых волокон в процесс ГРП является эффективной стратегией для повышения продуктивности скважин, улучшения проводимости трещин и продления периода высокой добычи. Результаты показывают, что использование данной технологии может стать важным элементом оптимизации ГРП, особенно в сложных низкопроницаемых газоконденсатных пластах.

Современные подходы к адаптации ГРП

Одной из основных причин снижения продуктивности газовых и газоконденсатных скважин является накопление жидкости в стволе скважины. Это происходит вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси, что приводит к образованию жидкостного столба, создающего противодавление на пласт. В результате снижается устьевое давление, что, в свою очередь, уменьшает производительность скважины. Для стабилизации добычи и предотвращения подобных ситуаций после проведения ГРП необходимо периодически осуществлять специальные мероприятия [10].

Дополнительно разработан новый подход к адаптации методики ГРП для условий, характеризующихся высоким риском накопления жидкости в стволе скважины. В отличие от традиционных решений, предложена комплексная стратегия стабилизации добычи, включающая интеграцию механизированных методов удаления жидкости с учетом гидродинамических характеристик пласта. В частности, предложена адаптация параметров ГРП с учётом последующей необходимости удаления жидкости. Для этой цели рассматриваются такие технологии, как колтюбинг, пенно-ингибирующая шашка (далее – ПИШ) и плунжерный лифт. Как видно на представленных диаграммах (рис. 3), после

проведения этих мероприятий наблюдается положительный эффект, который отражается в изменении газоконденсатного фактора, что подтверждает успешный вынос жидкости из призабойной зоны. Сравнительный анализ скважин с традиционной и комплексной стратегией показал, что во втором случае средняя стабильность добычи увеличивается на 18–25%, а снижение дебита замедляется. На основе полученных результатов можно сделать вывод о необходимости продолжения реализации этих мероприятий на месторождении. Дальнейшее применение соответствующих технологий позволит поддерживать эффективный процесс удаления жидкости с забоя скважин, что способствует стабилизации и увеличению добычи [11].

На месторождении X в 2014–2021 гг. было проведено 14 повторных ГРП на десяти скважинах (рис. 4). Средний интервал между первичными и повторными операциями составил 5–6 лет. По результатам повторных ГРП прирост дебита газа варьируется от 1 до 51,2 тыс. м³/сут. Это значительно меньше по сравнению с первичными операциями, где прирост достигал от 1 до 197 тыс. м³/сут.

Эти данные указывают на то, что первичные ГРП имеют более значительный эффект по сравнению с повторными операциями. Прирост дебита газа при повторных ГРП значительно ниже, что подчеркивает необходимость тщательного планирования и оценки при проведении таких операций для достижения оптимальных результатов [12]. Также проанализирована разница в тонажности проппанта при повторных ГРП, где выявлено, что при проведении повторных ГРП часто сохраняется тот же объём закачиваемого проппанта, что использовался в первичной операции (рис. 5). Сохранение первоначального объема проппанта не приводит к значительному увеличению дебита газа. Для повышения эффективности повторных ГРП рекомендуется пересмотреть дизайн операции и рассмотреть возможность увеличения объёма закачиваемого проппанта. Увеличение объёма может повлиять на геометрию трещин, что, в свою очередь, может способствовать увеличению дебита газа при повторных ГРП.

На месторождении X рассчитаны два варианта разработки с технико-экономическими показателями для оценки их эффективности. Первый вариант разработки предусматривает: (1) ввод в эксплуатацию одной бездействующей скважины; (2) бурение одной новой добывающей скважины с проведением ГРП; (3) перевод пяти скважин на возвратный объект. Этот вариант позволяет поддерживать проектный уровень добычи газа на уровне 249,2 млн м³/г. и конденсата 10,69 тыс. т/г.

Второй вариант разработки основан на проектных решениях первого варианта, но дополнительно включает: (1) бурение восьми

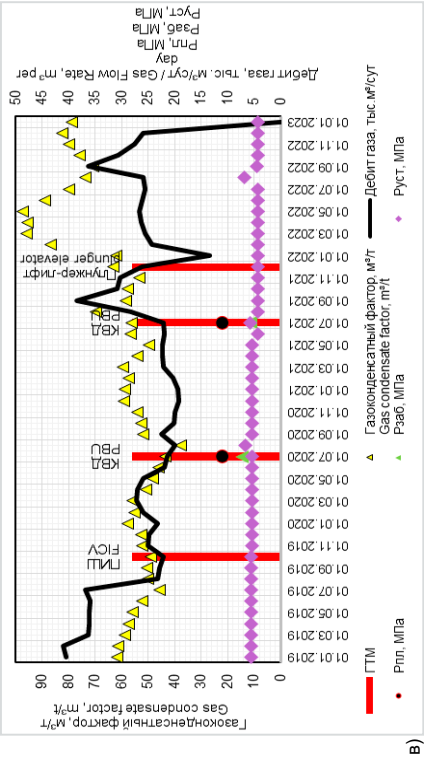
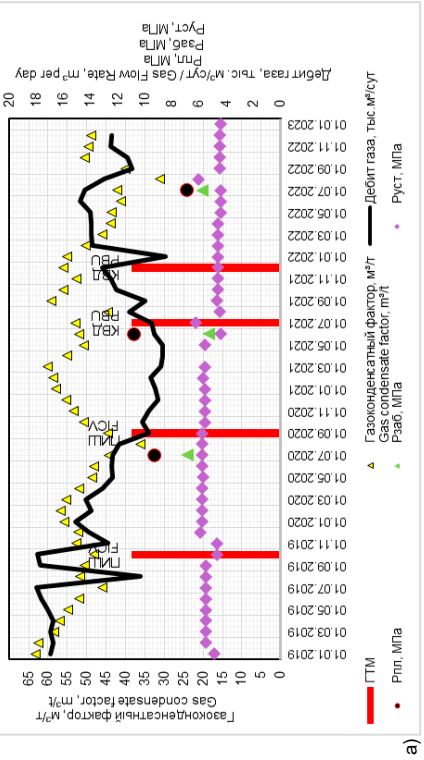
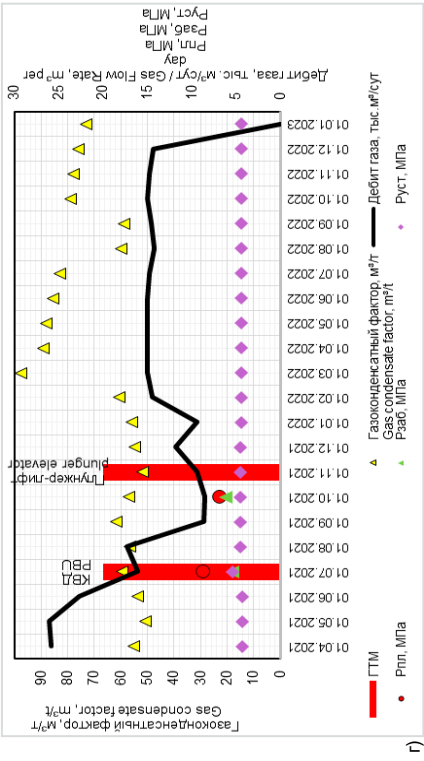
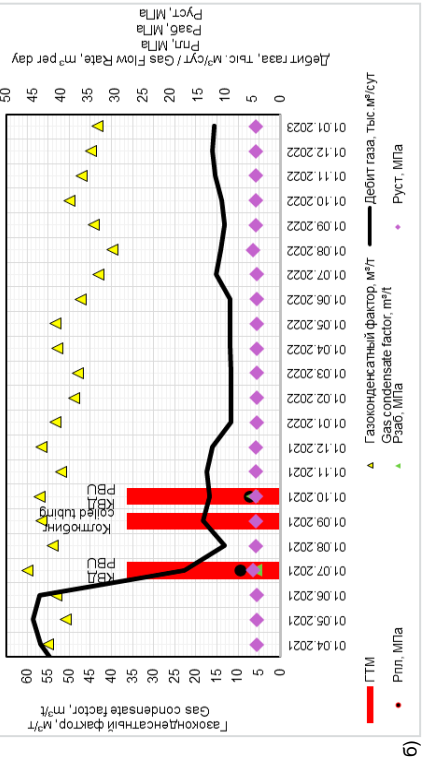


Рисунок 3. Динамика добычи скважин до и после проведения мероприятий по очистке призабойной зоны
Figure 3. Dynamics of well production before and after bottom-hole zone treatment
а) X-4; б) X-6; в) X-7; г) X-9
ГТМ – геолого-технические мероприятия / wellbore intervention; ПИШ / FICV – пенно-ингибирующая шапка / foam-inhibiting check valves; КВД / РВУ – кривая восстановления давления / pressure build up; Рпл – пластовое давление, МПа / reservoir pressure, МПа; Рзаб – забойное давление, МПа / bottom hole pressure, МПа; Руст – устьевое давление, МПа / well-head pressure, МПа

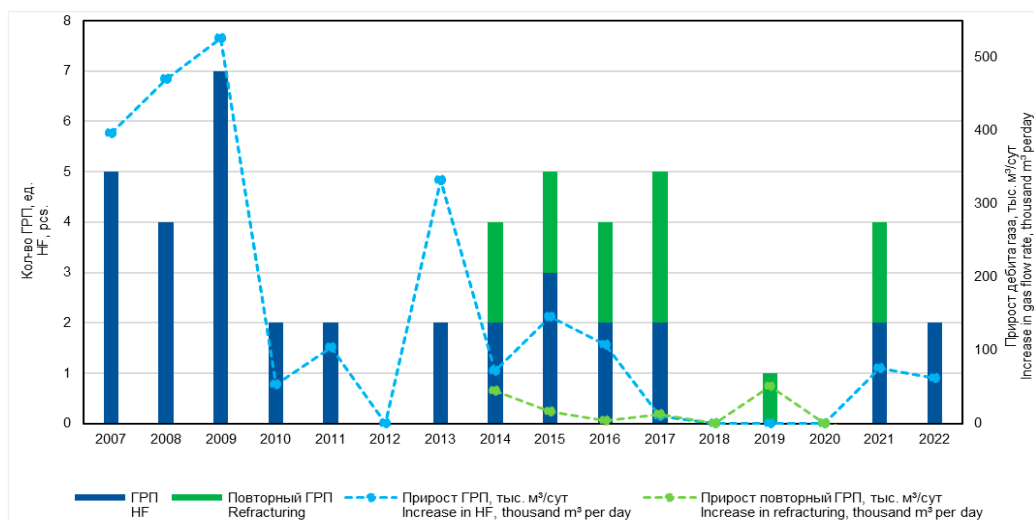


Рисунок 4. Динамика выполнения операций ГРП по годам

Figure 4. Dynamics of HF operations by years

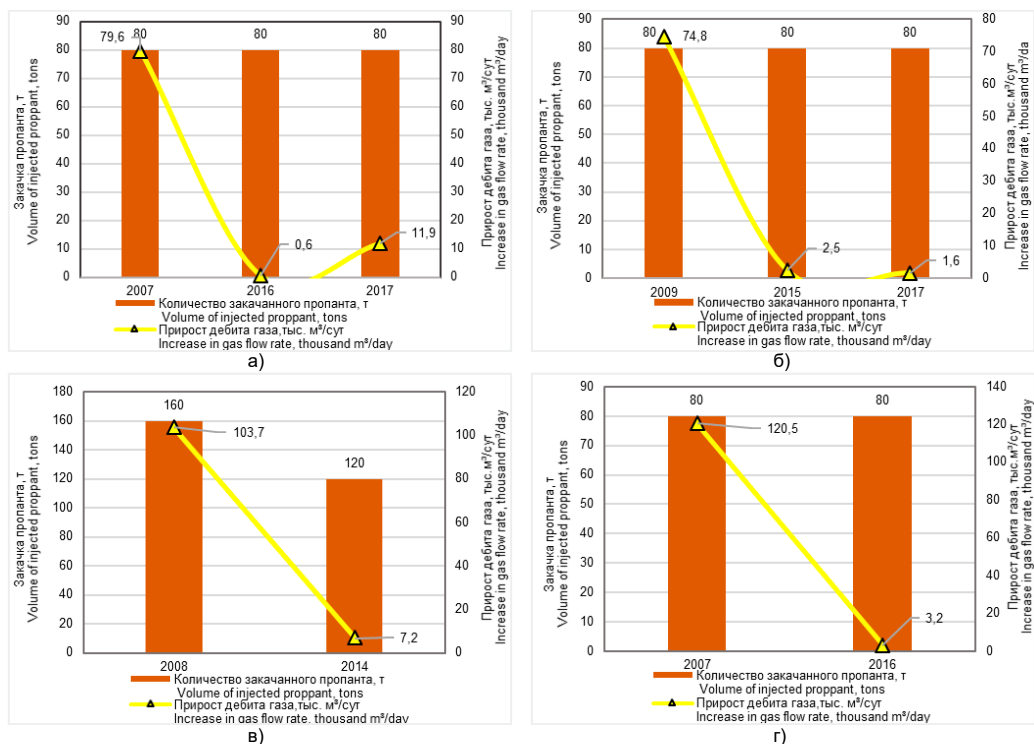


Рисунок 5. Изменение дебитов после повторных ГРП в зависимости от тоннажности закачанного проппанта

Figure 5. Change in flow rates after refracturing depending on the tonnage of injected proppant

а) X-5; б) X-7; в) X-8; г) X-9

новых добывающих скважин с проведением ГРП; (2) повторный ГРП в восьми скважинах из переходящего фонда; (3) резку бокового ствола; (4) очистку стволов скважин и вынос

жидкости с забоев для обеспечения стабильной добычи. В результате проектный уровень добычи газа возрастает до 259,9 млн м³/г., а конденсата – до 10,7 тыс. т/г.

Технико-экономическое сравнение вариантов

Второй вариант разработки, несмотря на более высокие капитальные затраты (13557,3 млн тг. против 684,5 млн тг.), обеспечивает значительный рост извлекаемых запасов:

- коэффициент извлечения газа увеличивается с 39,8% до 66,39%, а конденсата – с 25,4% до 35,71%;
- совокупная добыча газа возрастает с 9 612,8 до 16 021,0 млн м³ (+66,6%);
- совокупная добыча конденсата увеличивается с 534,8 до 754,3 тыс. т (+41%);
- чистые дисконтированные поступления при 10% ставке выше на 53,3% (24697,5 млн тг. против 16119,4 млн тг.).

Кроме того, государственные поступления также возрастают:

- суммарные налоговые платежи – с 13779,3 до 82 731,4 млн тг.;
- чистые дисконтированные поступления государству с 6 961,4 до 13 889,2 млн тг. (+99,6%).

Обсуждение

Применение ГРП на газоконденсатном месторождении X продолжает оставаться актуальным и востребованным методом повышения эффективности добычи УВ. Создание базы скважин-кандидатов для ГРП является важным шагом в планировании, позволяя более эффективно распределять ресурсы и достигать высоких результатов.

Результаты повторных ГРП показывают, что их эффект часто уступает первичным операциям, что связано с изменением свойств пласта после первого воздействия, и сохранение первоначального объёма закачки проппанта не всегда обеспечивает значительный прирост дебита. В связи с этим предложена методика оптимизации параметров повторного ГРП, включающая корректировку объёма проппанта и его концентрации, а также регулирование вязкости жидкости разрыва для улучшения геометрии трещин. Такой подход позволяет повысить эффективность повторных операций и продлить срок высокой продуктивности скважин.

На основе опыта применения ГРП на месторождении X можно предложить рекомендации для его эффективного использования на других

месторождениях с аналогичными геолого-физическими условиями. В частности, использование растворимых волокон в процессе ГРП продемонстрировало свою эффективность, обеспечивая более равномерное распределение проппанта, предотвращение преждевременного закрытия трещин и увеличение срока их проводимости. Полевые данные месторождения X показали, что скважины, обработанные с применением растворимых волокон, демонстрировали более высокую стабильность дебита по сравнению с традиционными методами ГРП.

Заключение

Анализ данных по повторным ГРП на месторождении X показывает, что для успешного повторного ГРП необходимо учитывать геомеханические параметры пласта, изменение свойств пород после первичного разрыва, а также взаимодействие между уже существующими и вновь создаваемыми трещинами. Оптимизация параметров ГРП, включая корректировку тоннажности проппанта и концентрации жидкости разрыва, позволит добиться увеличения продуктивности скважин и продления срока их рентабельной эксплуатации.

Полученные результаты и предложенные методики могут быть применены на других газоконденсатных месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, что позволит увеличить эффективность ГРП, минимизировать технико-экономические риски и повысить рентабельность добычи УВ. Дальнейшие исследования будут направлены на совершенствование методологии прогнозирования эффекта от ГРП, интеграцию гидродинамического моделирования с геомеханическим анализом и разработку новых подходов к поддержанию высокой продуктивности скважин в условиях сложных коллекторов.

Несмотря на более высокие капитальные и эксплуатационные затраты, второй вариант разработки показывает значительно лучшие показатели как по добыче, так и по экономической эффективности. Продление рентабельного периода месторождения с 2047 г. до 2073 г., увеличение коэффициента извлечения газа и рост чистых дисконтированных доходов делают этот вариант предпочтительным.

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 существен-

ный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Юсубалиев Р.А. – редактирование рукописи, предоставление консультаций; Туленбаева Б.Р. – предоставление консультаций, проверка результатов, редактирование рукописи; Коныс А.Б. – анализ и проверка результатов, написание 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: Renat A. Yussubaliyev – editing the manuscript, providing consultations; Bayan R. Tulenbayeva – providing consultations, checking the results, editing the manuscript; Akbayan B. Konys – analysis and verification of results, writing a manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Москва : Недра, 1979. 297 с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Москва : Недра, 1986. 332 с.
3. Sheraz A., Atta M.K., Ijaz A., Osama H.K. Enhancing Recoveries from a Low Permeable Gas-Condensate Reservoir through Hydraulic-Fracturing & EOR Technologies // PAPG/SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition; November 21–23, 2016; Islamabad, Pakistan. Available from: <https://onepetro.org/SPEPATS/proceedings-abstract/16PATC/16PATC/SPE-185310-MS/192882> [cited 2024 Aug 12].
4. Чуфрин В.А., Сергеев И.В. Повышение эффективности разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник нефтяной и газовой промышленности. 2020. № 7. С. 45–52.
5. Мамбетов Ж.С. Медведев К.С. Анализ эффективности многоступенчатого гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов // Вопросы науки и образования. 2018. №26 (38). С. 98–107.
6. Smith J., Anderson P. Advancements in Proppant Technologies for Enhanced Gas Condensate Recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 210. P. 45–61.
7. Стабинскас А.П., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., и др. Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к современным композициям // SOCAR Proceedings Special Issue. 2021. №2. С. 172–181. doi: [10.5510/OGP2021SI200599](https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200599).
8. Zhang K., Liu X.-F., Wang D.-B., et al. A review of reservoir damage during hydraulic fracturing of deep formations // Petroleum Science. 2024. Vol. 21. P. 384–409. doi: [10.1016/j.petsci.2023.11.017](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.11.017).
9. Barati R., Liang J.-T. A Review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells // Journal of Applied Polymer Science. 2014. Vol. 131, N 16. doi: [10.1002/app.40735](https://doi.org/10.1002/app.40735).
10. Buriak I. Improvement of Bottom-Hole Cleaning After Hydraulic Fracturing on Urengoy Oil and Gas Condensate Field // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition; October 15–17, 2013; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPEAEEC/proceedings-abstract/13AEEC/All-13AEEC/SPE-166861-MS/174033> [cited 2024 Sept 05].
11. Al Sultan A.H., Shaoul J.R., Park J., Zitha P.L.J. Case Study of Condensate Dropout Effect in Unconventional Gas/Condensate Reservoirs with Hydraulically Fractured Wells// SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition; January 11–13, 2022; Muscat, Oman. Available from: <https://onepetro.org/SPEIHFT/proceedings-abstract/20IHFT/2-20IHFT/D021S007R004/475667> [cited 2024 Sept 05].
12. Газдиев А.И. Опыт проведения повторного ГРП на газоконденсатных скважинах // Бурение и нефть. 2023. №7. С. 112–125. doi: [10.62994/2072-4799.2024.70.79.008](https://doi.org/10.62994/2072-4799.2024.70.79.008).

REFERENCES

1. Shirkovskiy A.I. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: Nedra; 1979. 297 p. (In Russ).
2. Zheltov Y.P. *Razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy*. Moscow: Nedra; 1986. 332 p. (In Russ).
3. Sheraz A, Atta MK, Ijaz A, Osama HK. Enhancing Recoveries from a Low Permeable Gas-Condensate Reservoir through Hydraulic-Fracturing & EOR Technologies. PAPG/SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition; 2016 Nov 21–23; Islamabad, Pakistan. Available from: <https://onepetro.org/SPEPATS/proceedings-abstract/16PATC/16PATC/SPE-185310-MS/192882>.
4. Chufirin VA, Sergeyev IV. Povisheniye effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy s nizkopronitsaemyy kolektorami. *Vestnik nefyanyy i gazovoy promyshlennosti*. 2020;7:45–52. (In Russ).
5. Mambetov ZS, Medvedev KS. Analiz effektivnosti mnogozonnogo gidrozryva plasta v usloviyakh nizkopronitsaemykh kolektorov. *Voprosy nauki i obrazovaniya*. 2018;26(38): 98–107.
6. Smith J, Anderson P. Advancements in Proppant Technologies for Enhanced Gas Condensate Recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;210:45–61.
7. Stabinskas AP, Sultanov SK, Mukhametshin VS, et al. Evolution of Hydraulic Fracturing Fluid: from Guar Systems to Synthetic Gelling Polymers. SOCAR Proceedings Special Issue. 2021;2:172–181. doi: [10.5510/OGP2021SI200599](https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200599).
8. Zhang K, Liu X-F, Wang D-B, et al. A review of reservoir damage during hydraulic fracturing of deep formations. *Petroleum Science*. 2024;21:384–409. doi: [10.1016/j.petsci.2023.11.017](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.11.017).
9. Barati R, Liang J-T. A Review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. *Journal of Applied Polymer Science*. 2014;131(16). doi: [10.1002/app.40735](https://doi.org/10.1002/app.40735).
10. Buriak I. Improvement of Bottom-Hole Cleaning After Hydraulic Fracturing on Urengoy Oil and Gas Condensate Field. SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition; 2013 Oct 15–17; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPEAEEC/proceedings-abstract/13AEEC/All-13AEEC/SPE-166861-MS/174033>.

11. Alsultan AH, Shaoul JR, Park J, Zitha PLJ. Case Study of Condensate Dropout Effect in Unconventional Gas/Condensate Reservoirs with Hydraulically Fractured Wells. SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition; 2022 Jan 11–13; Muscat, Oman. Available from: <https://onepetro.org/SPEIHFT/proceedings-abstract/20IHFT/2-20IHFT/D021S007R004/475667>.
12. Gazdiyev AI. Opyt provedeniya povtornogo GRP na gazokondensatnykh skvazhinakh. *Burenije i neft*. 2023;7:112–125. doi: [10.62994/2072-4799.2024.70.79.008](https://doi.org/10.62994/2072-4799.2024.70.79.008).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Юсубалиев Ренат Асылбекович**ORCID [0009-0007-3525-1984](https://orcid.org/0009-0007-3525-1984)e-mail: yussubaliyev.r@kaznigri.kz.**Тулєнбаєва Баян Руслановна**ORCID [0009-0007-9454-2490](https://orcid.org/0009-0007-9454-2490)e-mail: b.tulenbayeva@kaznigri.kz.***Қоныс Ақбаян Бекболатқызы**ORCID [0000-0001-7240-3595](https://orcid.org/0000-0001-7240-3595)e-mail: a.konys@kaznigri.kz.**AUTHORS' INFO****Renat A. Yussubaliyev**ORCID [0009-0007-3525-1984](https://orcid.org/0009-0007-3525-1984)e-mail: yussubaliyev.r@kaznigri.kz.**Bayan R. Tulenbayeva**ORCID [0009-0007-9454-2490](https://orcid.org/0009-0007-9454-2490)e-mail: b.tulenbayeva@kaznigri.kz.***Akbayan B. Konys**ORCID [0000-0001-7240-3595](https://orcid.org/0000-0001-7240-3595)e-mail: a.konys@kaznigri.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 66.061.1
МРНТИ 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Получена: 09.07.2024.

Одобрена: 23.01.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты

Н.К. Дукесова, К.М. Кунжарикова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В данной статье рассматривается важность наличия достоверных данных о PVT свойствах пластовых флюидов для подсчёта запасов нефтяных и газовых залежей, а также принятия обоснованных решений при проектировании разработки и эксплуатации месторождений на примере надсолевого комплекса структуры Уаз, разделенной тектоническими нарушениями на три крыла – юго-западное, южное и северо-восточное. Южное крыло оперяющим разломом разделено на два поля – западное (Уаз Основной) и восточное (Уаз Восточный). На северо-восточном крыле расположено месторождение Уаз Северный. В разные годы в этих трех месторождениях проводились PVT исследования, а также геохимические исследования (фингерпринтинг) для подтверждения данных.

Цель. Целью работы является оценка данных по результатам PVT исследований и геохимического фингерпринтинга, выявление различий и схожести свойств пластовых флюидов по трем месторождениям: Уаз Основной, Уаз Восточный и Уаз Северный.

Материалы и методы. В исследовании использовались данные PVT исследований, проведенных в разные годы на трех месторождениях, а также геохимические исследования для подтверждения полученных данных, включая метод фингерпринтинга. Все данные были использованы для анализа различий и схожести характеристик флюидов.

Результаты. Результаты анализа позволили выявить различия и схожесть свойств пластовых флюидов, что способствует более точной интерпретации данных и повышению эффективности управления разработкой месторождений.

Заключение. Полученные данные о PVT свойствах и результаты геохимических исследований способствуют улучшению точности в оценке запасов и повышению эффективности управления разработкой месторождений на примере структуры Уаз.

Ключевые слова: физико-химические свойства нефти, PVT свойства пластовых флюидов, фингерпринтинг нефти.

Как цитировать:

Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. Оценка данных PVT и геохимический фингерпринтинг: подходы и результаты // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 79–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

UDC 66.061.1
CSCSTI 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Received: 09.07.2024.

Accepted: 23.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results

Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova, Laura M. Bissikenova,
Gaukhar Zh. Bektas

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This article examines the importance of reliable PVT data on reservoir fluid properties for calculating oil and gas reserves, as well as for making informed decisions during the design and operation of fields, using the example of the suprasalt complex of the Uaz structure. This structure is divided by tectonic faults into three flanks: southwestern, southern, and northeastern. The southern flank is separated by a feathering fault into two fields – western (Uaz Main) and eastern (Uaz East). The northeastern flank contains the Uaz North field. Over different years, PVT studies and geochemical studies (fingerprinting) have been conducted at these three fields to confirm the data.

Aim: The purpose of this work is to evaluate data from PVT studies and geochemical fingerprinting, to identify differences and similarities in reservoir fluid properties for three fields: Uaz Main, Uaz East and Uaz North.

Materials and methods: The study used data from PVT surveys conducted in different years at the three fields, as well as geochemical studies to confirm the data obtained, including the fingerprinting method. All data were used to analyze differences and similarities in fluid characteristics.

Results: The results of the analysis allowed us to identify differences and similarities in reservoir fluid properties, which contributes to more accurate data interpretation and improved field development management.

Conclusion: The obtained PVT property data and geochemical study results contribute to improving the accuracy of reserve estimation and enhancing the efficiency of field development management using the example of the Uaz structure.

Keywords: physicochemical properties of oil; PVT properties of reservoir fluids; oil fingerprinting.

To cite this article:

Dukessova NK, Kunzharikova KM, Bissikenova LM, Bektas GZ. PVT Data Evaluation and Geochemical Fingerprinting: Approaches and Results // *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):79–89.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

ӨОЖ 66.061.1
ФТАХР 66.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>

Қабылданды: 09.07.2024.

Мақұлданды: 23.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

PVT деректерін бағалау және геохимиялық фингерпринтинг: тәсілдер мен нәтижелер

Н.К. Дукесова, К.М. Күнжарықова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұл мақалада мұнай және газ кен орындарының қорларын есептеу, сондай – ақ тектоникалық бұзылулармен үш қанатқа-оңтүстік-батыс, оңтүстік және солтүстік-шығысқа бөлінген Уаз құрылымының тұз үсті кешені мысалында кен орындарын игеру мен пайдалануды жобалау кезінде негізделген шешімдер қабылдау үшін қабат сұйықтықтарының PVT қасиеттері туралы сенімді деректердің болуының маңыздылығы қарастырылады. Оңтүстік қанат жарылған жерге сүйенген екі өріске бөлінеді – Батыс (негізгі Уаз) және шығыс (шығыс Уаз). Солтүстік-Шығыс қанатында Уаз Северный кен орны орналасқан. Әр жылдары осы үш кен орнында PVT зерттеулері, сондай-ақ деректерді растау үшін геохимиялық зерттеулер (фингерпринтинг) жүргізілді.

Мақсаты. Жұмыстың мақсаты – PVT зерттеулері мен геохимиялық фингерпринтинг нәтижелері бойынша деректерді бағалау, Негізгі Уаз, Шығыс Уаз және Солтүстік Уаз осы үш кен орны бойынша қабат сұйықтықтарының айырмашылықтары мен ұқсастықтарын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Зерттеуде үш кен орнында әртүрлі жылдары жүргізілген зерттеулердің PVT деректері, сондай-ақ алынған деректерді растау үшін геохимиялық зерттеулер, соның ішінде фингерпринтинг әдісі қолданылды. Барлық деректер сұйықтық сипаттамаларының айырмашылықтары мен ұқсастықтарын талдау үшін пайдаланылды.

Нәтижелері. Талдау нәтижелері қабат сұйықтықтарының қасиеттерінің айырмашылықтары мен ұқсастықтарын анықтауға мүмкіндік берді, бұл деректерді дәлірек түсіндіруге және кен орындарын игеруді басқарудың тиімділігін арттыруға ықпал етеді.

Қорытынды. PVT қасиеттері туралы алынған мәліметтер және геохимиялық зерттеулердің нәтижелері қорларды бағалаудағы дәлдікті жақсартуға және Уаз құрылымы мысалында кен орындарын игеруді басқарудың тиімділігін арттыруға ықпал етеді.

Негізгі сөздер: мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері, PVT қабат сұйықтығының қасиеттері, мұнайдың фингерпринтингі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Дукесова Н.К., Күнжарықова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. PVT деректерін бағалау және геохимиялық фингерпринтинг: тәсілдер мен нәтижелер // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 79–89 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108768>.

Введение

Наличие достоверных данных о PVT свойствах (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) пластовых флюидов играет важнейшую роль при подсчёте запасов залежей углеводородов (далее – УВ) и позволяет принимать обоснованные решения при проектировании разработки и обустройства месторождений. Однако получение этих данных сопряжено с рядом проблем, таких как отсутствие или недостаточность исследований при начальных термобарических условиях на этапе геологоразведочных работ, получение некондиционных результатов выполненных промысловых, лабораторных и экспериментальных исследований [1]. На практике эти проблемы преодолеваются за счёт проведения комплексных работ по исследованию пластовой системы, включающих в себя:

- проведение лабораторных исследований по многим направлениям (PVT, физико-химические, геохимические и иные анализы);
- совместный анализ геологических, промысловых и лабораторных данных;
- применение современных методов математического моделирования.

При анализе данных специалисты стремятся повысить достоверность получаемых данных и улучшить методы их интерпретации. Свойства пластовых флюидов зависят от термобарических условий, которые включают в себя температуру и давление в пласте, и изменяются в процессе разработки. Поэтому анализ и оценка проб пластовых флюидов актуальны на всех стадиях жизненного цикла месторождений [2].

Материалы и методы

Для оценки PVT данных был применён сравнительный метод анализа свойств

пластового флюида, основанный на результатах экспериментальных исследований и выявления закономерностей изменения этих свойств. Значения свойств пластовой нефти зависят от методики разгазирования проб в лабораторных условиях, т.е. от вида эксперимента (стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация). Стандартная сепарация проводится практически во всех пробах пластовой нефти, и используется единый подход к методике проведения эксперимента – одна ступень разгазирования при стандартных условиях. Поэтому для выявления взаимосвязи параметров пластовой нефти рекомендуется строить графики зависимостей свойств пластовой нефти в стандартных условиях [3, 4].

Объектом исследования являются три месторождения – Уаз Основной, Уаз Восточный и Уаз Северный, приуроченные к надсолевому комплексу структуры Уаз (рис. 2). PVT исследования начались на стадии разведки в 1999 г. по месторождению Уаз Основной, где были отобраны 57 проб нефти из меловых и юрских продуктивных горизонтов. По месторождению Уаз Восточный исследования начались в 2013 г., были изучены 53 пробы нефти, характеризующие меловые (К), юрские (J) и триасовые (Т) продуктивные горизонты. По месторождению Уаз Северный исследования начались в 2017 г., изучен только триасовый продуктивный горизонт, который охарактеризован 29 глубинными пробами нефти. Для определения и анализа свойств нефти в пластовых условиях были построены графики зависимости давления насыщения от газосодержания и плотности сепарированной нефти от коэффициента растворимости газа (рис. 3–4) [5].

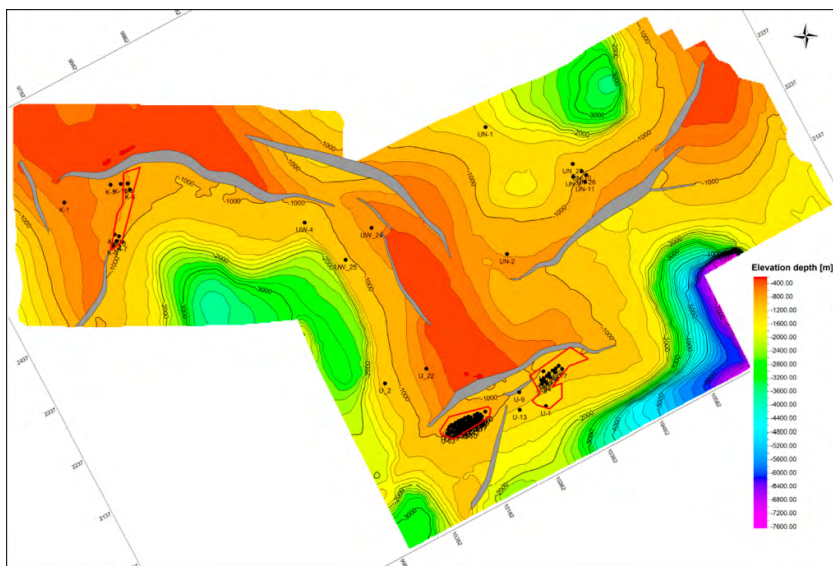


Рисунок 1. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту VI
Figure 1. Fragment of the structural map by reflective horizon VI

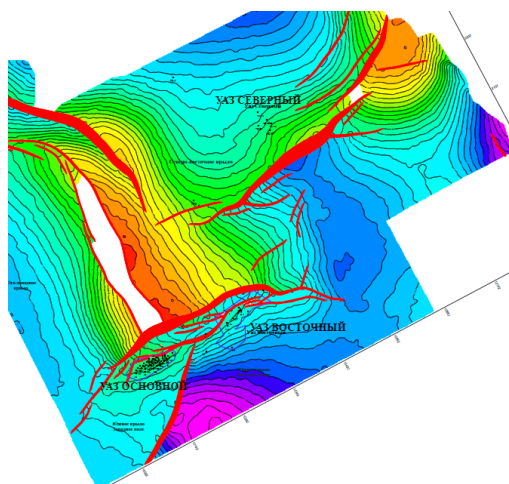


Рисунок 2. Фрагмент структурной карты по отражающему горизонту V
Figure 2. Fragment of the structural map by reflective horizon V

С целью выявления генетического сходства и различий был произведён детальный геохимический анализ (фингерпринтинг). Фингерпринтинг нефти позволяет провести корреляцию составов нефти по определенным параметрам с разных горизонтов, резервуаров и месторождений, выявить их схожесть и различия при помощи уникальных 12 ароматических компонентов в их составе, которые эллируются между н-алканами C_8-C_{10} [6]. По концентрации пиков строятся т.н. звёздные диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходства и различия. Звёздные диаграммы отображают относительное содержание каждого компонента в виде лепестков, отходящих от центра, иллюстрируя отношения концентраций различных ароматических соединений. Его суть заключается в определении индивидуальных характеристик флюида, т.н. «отпечатков пальцев» резервуара. Каждый флюиодинамически сообщающийся резервуар (пласт либо группа пластов) имеет свой уникальный набор соединений в определённых концентрациях, отражающих состав и свойства флюидов в резервуаре (пласте).

Газожидкостная хроматография позволяет изучить состав и характер распределения н-алканов и изопреноидного строения на молекулярном уровне, по результатам которых можно оценить качество образца и его пригодность для дальнейших анализов фингерпринтинга. Наличие н-алканов и отсутствие биodeградации являются ключевыми показателями, которые позволяют оценить качество образца нефти и его пригодность для дальнейших анализов фингерпринтинга:

- н-алканы являются нормальными УВ, присутствующими в нефти. Их концентрация и распределение дают важную информацию о первичном составе нефти и её геохимических характеристиках;

- высокая концентрация н-алканов указывает на то, что нефть сохранила свои исходные свойства и не подверглась значительному разрушению или изменению. Это важно для проведения дальнейших геохимических анализов и фингерпринтинга, т.к. стабильный состав обеспечивает точность и надёжность результатов;

- для фингерпринтинга, который основан на идентификации уникальных химических характеристик нефти, отсутствие биodeградации особенно важно. Это позволяет получить более точные и надёжные данные о происхождении и характеристиках нефти.

Эти критерии указывают на высокое качество образцов и отсутствие биodeградации. По исследуемым двум пробам нефти из скважин месторождения проведена многомерная газовая хроматография (LTM-MDGC), позволившая определить различия в исследуемых пробах нефти [7].

Результаты

Результаты исследования показали, что все образцы нефти можно классифицировать на три группы в зависимости от их коэффициента растворимости газа, каждая из которых демонстрирует свою собственную корреляцию (рис. 3).

I группа нефти меловых и юрских горизонтов месторождений Уаз Основной и Уаз Восточный является тяжёлой, с плотностью в пределах от 868,3 до 923,7 кг/м³, обладает меньшей способностью растворять газ (рис. 4).

II группа нефти месторождения Уаз Северный в районе скважины У-23 со средней плотностью в пределах 828–843 кг/м³ имеет среднюю растворимость газа (рис. 4).

III группа – более лёгкая, с плотностью от 786 до 803 кг/м³, имеет более высокий коэффициент растворимости газа (рис. 4). Это связано с тем, что нефть с меньшей плотностью имеет более высокую способность растворять газ, благодаря чему молекулы газа могут эффективнее распределяться и оставаться в нефти в растворённом состоянии. III группа представлена нефтью триасовых горизонтов месторождений Уаз Северный и Уаз Восточный. Здесь хочется отметить, что по результатам исследования геолого-сейсмических работ также было выявлено, что на месторождениях Уаз Северный и Восточный имеют одинаковое происхождение структурно-седиментационные ловушки, что подтверждается анализом свойств пластовых флюидов.

Сходство нефти I группы меловых и юрских горизонтов месторождений Уаз Основной и Восточный объясняется тем, что они геологически расположены в одном (южном) крыле (рис. 1), и, возможно, продуктивные горизонты имеют между собой гидродинамическую связь.

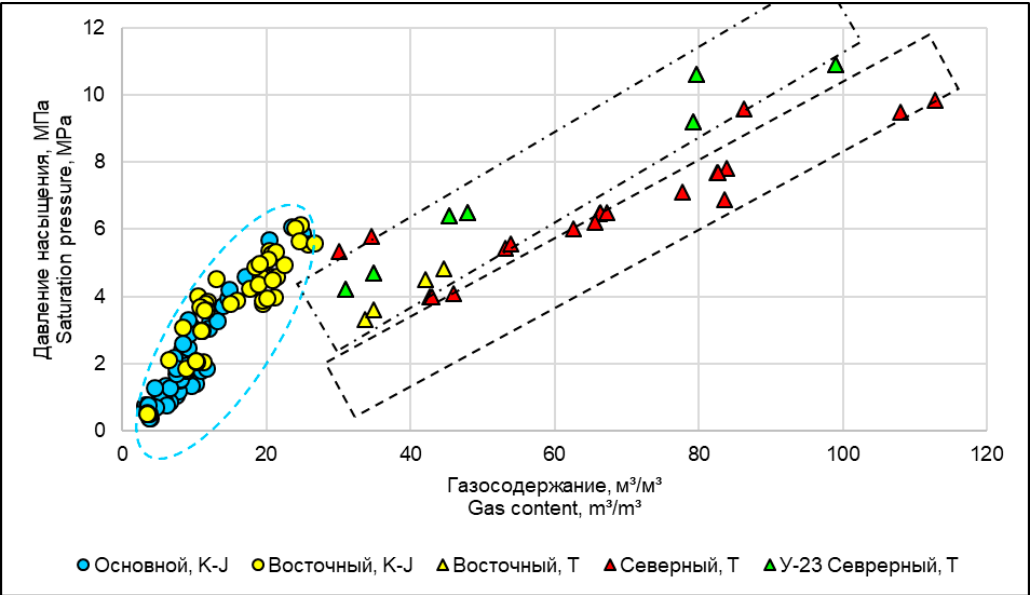


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения от газосодержания
Figure 3. Saturation pressure dependence on gas content

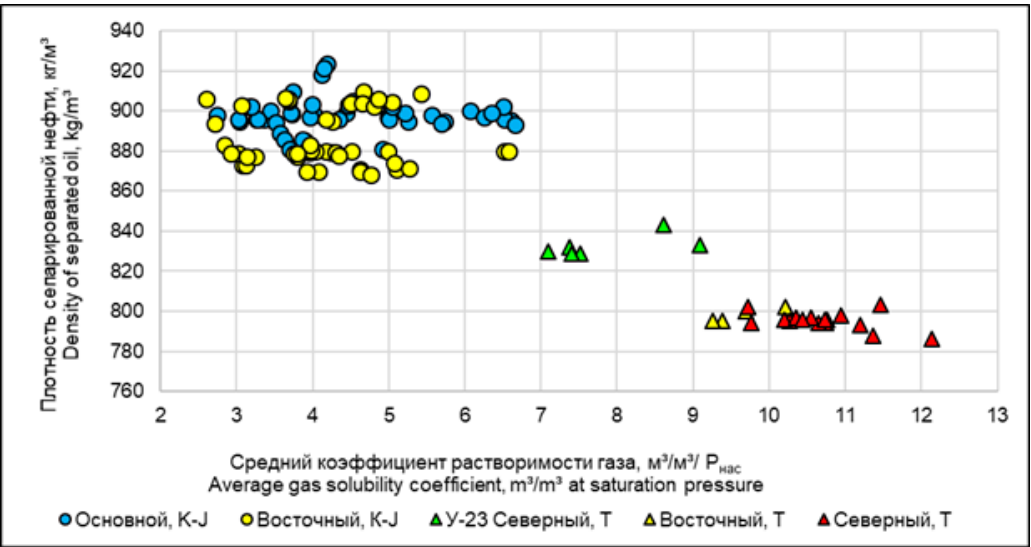


Рисунок 4. Зависимость плотности нефти от коэффициента растворимости газа
Figure 4. Dependence of oil density on gas solubility coefficient

Различия в свойствах флюида во II группе нефти на скважине У-23 месторождения Узз Северный могут быть обусловлены несколькими факторами (рис. 5). Первым фактором является глубина отбора проб (интервал отбора на границе водонефтяного контакта (далее – ВНК) (рис. 6), а также продуктивный горизонт, примыкающий к кровле соленосных отложений (рис. 7), который может повлиять на состав флюида из-за сложившихся пластовых условий на этом участке. Вторым аспектом является высокое содержание азота в газе нефти, что может привести к повышению давления насыщения за счёт плохого растворения азота в нефти.

Здесь также хочется отметить, что одна проба нефти из скважины УС-10 и две пробы нефти из скважины УС-3 находятся на линии тренда скважины У-23, что указывает на схожесть параметров нефти нижнего триаса (рис. 5). На рис. 6 можно заметить, что скважины УС-10 и УС-3 расположены рядом со скважиной У-23. На рис. 7 видно, что пробы из этих скважин были отобраны из нижнего триаса. Учитывая все эти данные, схожесть нефти может быть связана

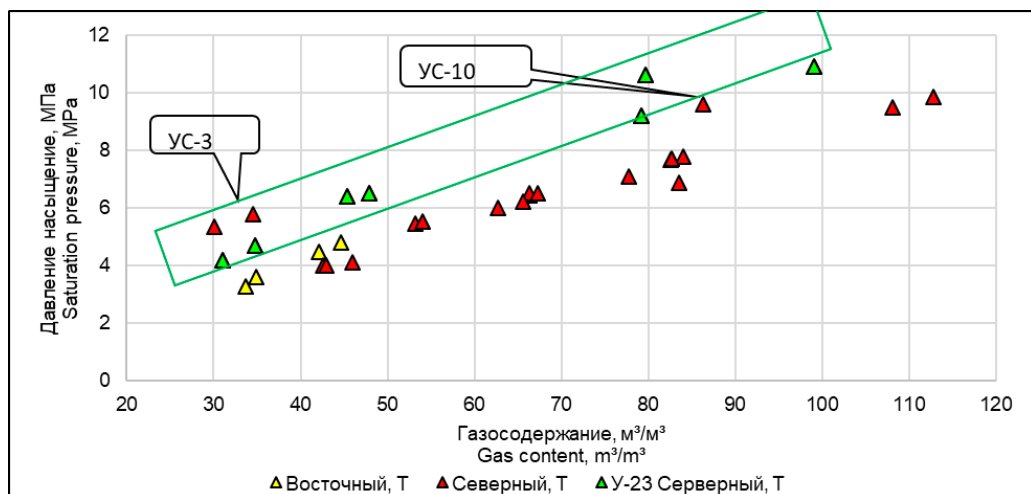


Рисунок 5. Зависимость давления насыщения от газосодержания
Figure 5. Saturation pressure dependence on gas content

с их геологическим расположением и вероятной вертикальной миграцией УВ через тектонические нарушения, что способствует смешиванию нефти между скважинами.

Для подтверждения схожести нефти II группы был выполнен отбор поверхностных проб для геохимических исследований (фингерпринтинг нефти) из скважин У-23 и У-10. Из каждой скважины было отобрано по три параллельных пробы.

По результатам сопоставления ароматических компонентов в нефти в виде лепестковых диаграмм в составе исследованных образцов в скважинах У-23 и У-10 месторождения Уз Северный, нефть обладает схожими составами ароматических компонентов, наблюдается идентичность звёздных диаграмм, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород-коллекторов (рис. 8).

По хроматограммам (рис. 9) можно судить, что все изученные нефти не биодegradированные и годны для дальнейшего анализа методом фингерпринтинга. Так, при проведении детальных геохимических исследований по фингерпринтингу нефти скважин У-23 и У-10 обнаружена схожесть по составу, что подтверждает сообщаемость скважин и одинаковые резервуарные условия (рис. 10–11). Таким образом, существование в разрезе, близком по физико-химическим свойствам и углеводородному составу нефти месторождения Уз, свидетельствует о единой генетической основе.

Обсуждение

Исходя из совокупного анализа и оценки данных по результатам PVT исследований и фингерпринтинга нам удалось выявить различия и схожесть свойств пластовых флюидов

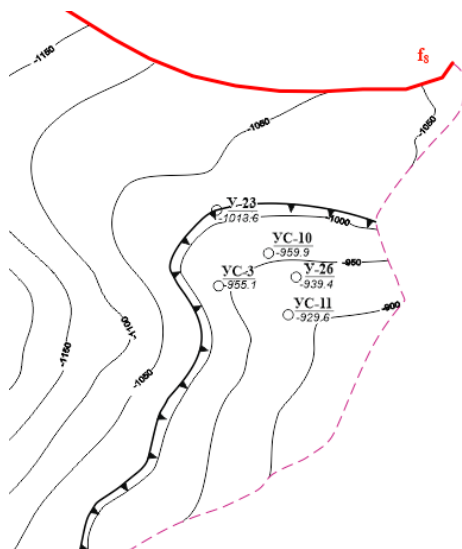


Рисунок 6. Структурная карта месторождения Уз Северный
Figure 6. Structural map of the Uaz North field

дов в рамках трех месторождений: Уз Основной, Уз Восточный и Уз Северный. Различия в свойствах нефти во II группе могут быть связаны с глубиной отбора проб, близким расположением соленосного купола и содержанием азота, что важно учитывать при интерпретации данных и планировании разработки. Полученные данные позволили более точно определить регионы с общими свойствами PVT, что в свою очередь способствует более глубокому анализу и влияет на принятие решений при эффективном управлении разработкой месторождений.

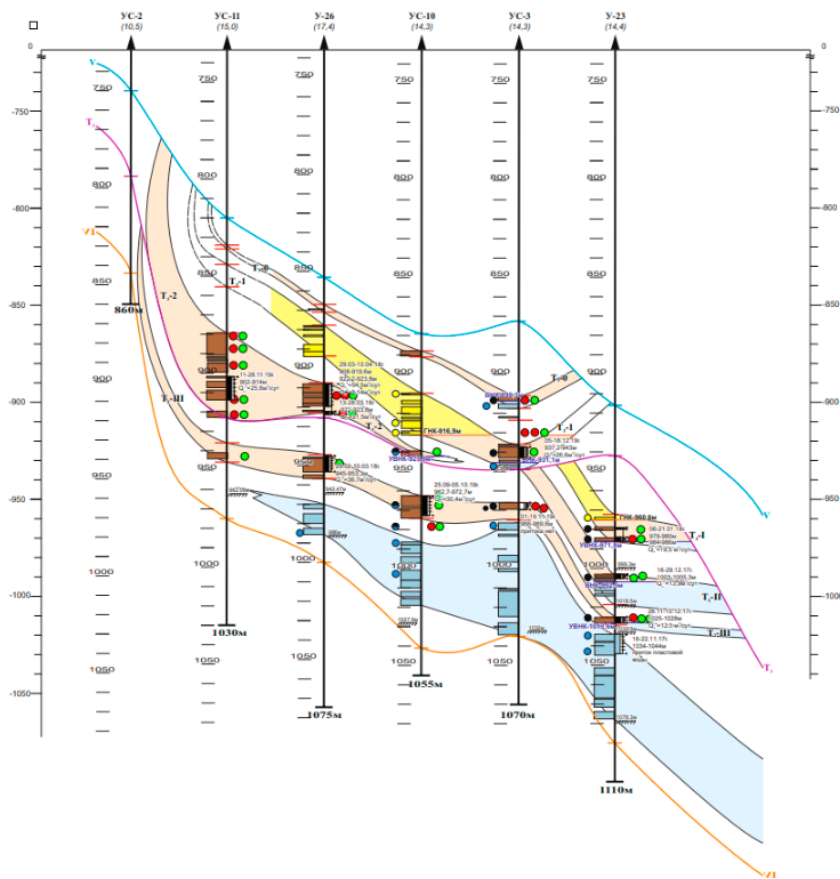


Рисунок 7. Схема обоснования ВНК по месторождению Уз Северный
Figure 7. Justification scheme of the OWC for the Uaz North field

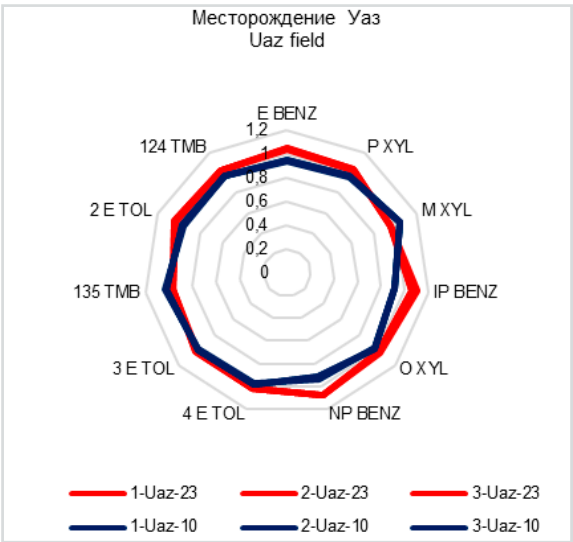


Рисунок 8. Результат фингерпринтинга образцов нефти месторождения Уз
Figure 8. Result of oil sample fingerprinting from the Uaz field

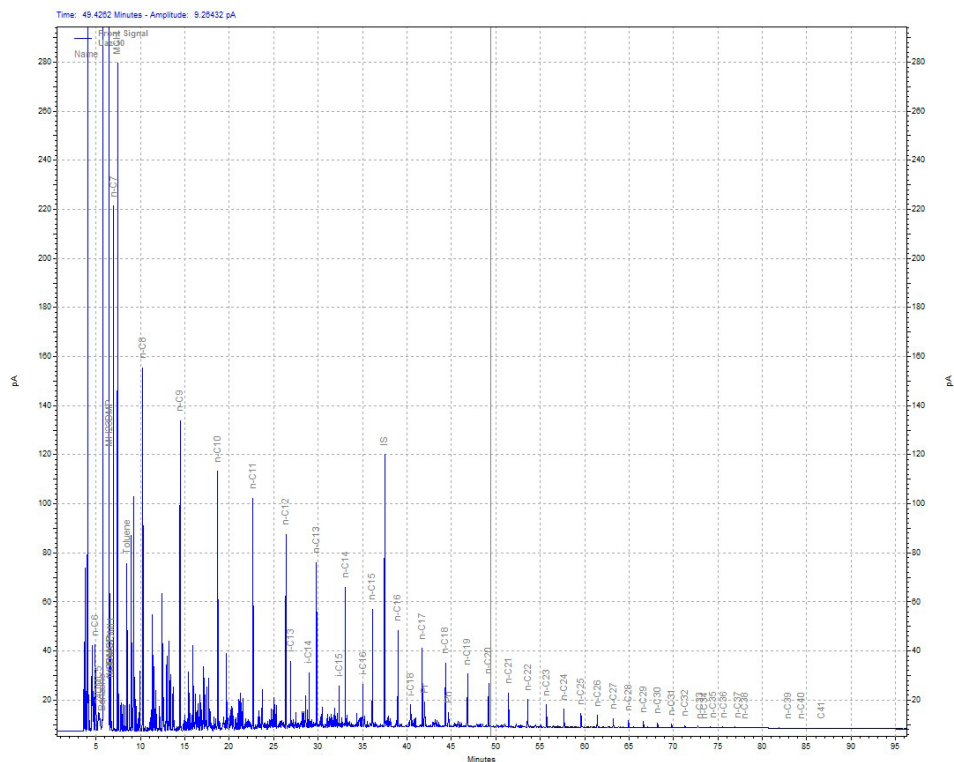


Рисунок 9. Хроматограмма общего компонентного состава нормальных и изопреноидных УВ нефти скважин У-10 и У-23

Figure 9. Chromatogram of the total component composition of normal and isoprenoid hydrocarbons of oil from wells U-10 and U-23

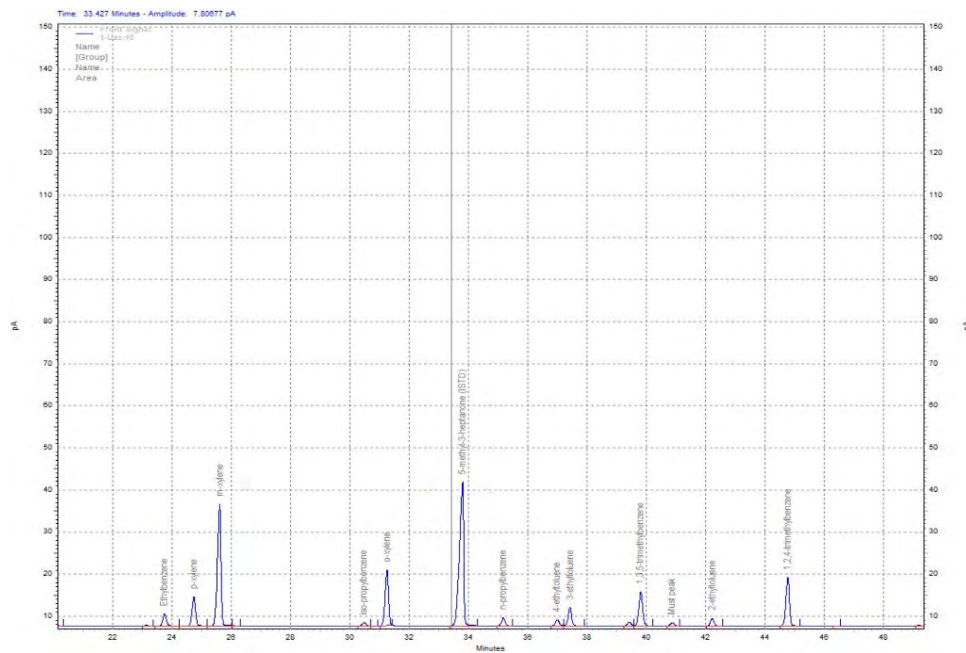


Рисунок 10. Хроматограмма ароматических компонентов нефти скважины У-10 месторождения Уаз Северный

Figure 10. Chromatogram of aromatic components of oil from well U-10 of the Uaz North field

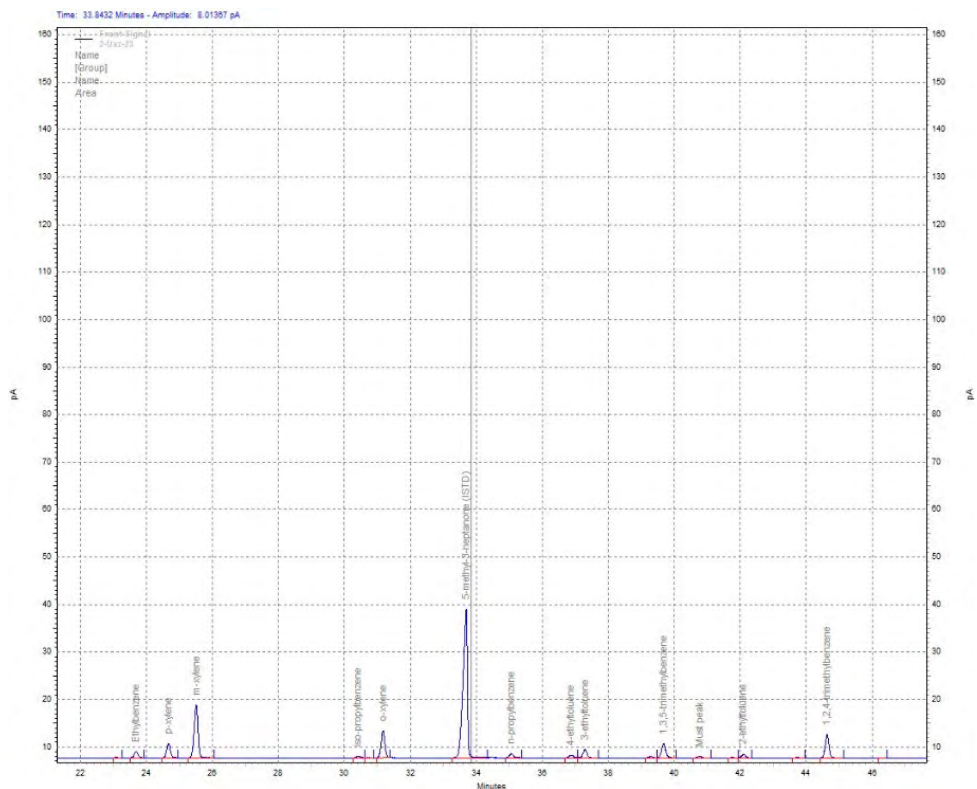


Рисунок 11. Хроматограмма ароматических компонентов нефти скважины У-23 месторождения Уаз Северный
Figure 11. Chromatogram of aromatic components of oil from well U-23 of the Uaz North field

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: Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М. – генерация идеи, постановка задач, анализ и проверка результатов исследования, интерпретация и систематизация; Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. – проведение исследований, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Nadezhda K. Dukessova, Klara M. Kunzharikova – generating the idea of the study, setting the tasks, analysis and verification of the research results, interpreting and systematizing; Laura M. Bissikenova, Gaukhar Zh. Bektas – conducting research, writing and editing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брусиловский А.И., Промзеев И.О. Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов // Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 41–45.
2. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. Москва: Недра, 1987. 116 с.
3. Никулин С.Е. Зависимости свойств пластовой нефти от поверхностной нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №6 (31). С. 37–40.
4. Методика выполнения измерений «Анализ ароматических компонентов (алкил бензолов) в сырой нефти на многомерном газовом хроматографе с двумя пламенно-ионизирующими детекторами (LTM-MD-GC) МВИ 5 №5-2020».
5. Aboul-Kassim T.A.T., Simoneit B.R.T. Petroleum hydrocarbon fingerprinting and sediment transport assessed by molecularbiomarker and multivariate statistical analyses in the EasternHarbour of Alexandria, Egypt // Mar. Pollut. Bull. 1995. Vol. 30. P. 63–73.
6. Wang Z., Stout S. Oil spill environmental forensics. Fingerprinting and source identification. Amsterdam: Elsevier, 2007. 554 p.
7. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. Society of Petroleum Engineers, 2000. 240 p.

REFERENCES

1. Brusilovskiy AI, Promzelev IO. Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems. *Vesti gazovoy nauki*. 2013;1(12):41–45. (In Russ).
2. Khaznapherov AI. *Issledovaniye plastovyykh neftey*. Moscow: Nedra; 1987. 116 p. (In Russ).
3. Nikulin SE. Functions between oil properties (surface and base). *Exposition Oil & Gas*. 2013;6(31):37–40. (In Russ).
4. Metodika vypolneniya izmereniy «Analiz aromaticheskikh komponentov (alkil benzolov) v syroy nefiti na mnogomernom gazovom khromatografe s dvumya plamenno-ioniziruyushchimi detektorami (LTM-MD-GC) MVI 5 №5-2020». (In Russ).
5. Aboul-Kassim TAT, Simoneit BRT. Petroleum hydrocarbon fingerprinting and sediment transport assessed by molecularbiomarker and multivariate statistical analyses in the EasternHarbour of Alexandria, Egypt. *Mar. Pollut. Bull.* 1995;30:63–73.
6. Wang Z, Stout S. *Oil spill environmental forensics. Fingerprinting and source identification*. Amsterdam: Elsevier; 2007. 554 p.
7. Whitson CH, Brule MR. *Phase Behavior*. Society of Petroleum Engineers; 2000. 240 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Дукесова Надежда Куандыковна

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

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

Кунжарикова Клара Мырзахановна

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

***Бисикенова Лаура Махметовна**

ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)

e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.

Бектас Гаухар Жарылкасыновна

ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)

e-mail: g.bektas@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Nadezhda K. Dukessova

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

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

Klara M. Kunzharikova

ORCID [0009-0002-5121-0123](https://orcid.org/0009-0002-5121-0123)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.

***Laura M. Bissikenova**

ORCID [0009-0008-6294-7773](https://orcid.org/0009-0008-6294-7773)

e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.

Gaukhar Zh. Bektas

ORCID [0000-0002-5991-7978](https://orcid.org/0000-0002-5991-7978)

e-mail: g.bektas@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 502/504
CSCSTI 87.17.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>

Received: 16.09.2024.

Accepted: 28.11.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

The role of Capillary Hysteresis in Enhancing CO₂ Trapping Efficiency and Storage Stability

Reza Khoramian, Peyman Pourafshary, Masoud Riazi

School of Mining and Geosciences, Nazarbayev University, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The intensifying impact of climate change demands innovative approaches to reduce atmospheric CO₂ levels. Carbon Capture and Storage (CCS) offers a viable solution by sequestering CO₂ in geological reservoirs. However, understanding the role of capillary hysteresis in CO₂ trapping is critical for optimizing CCS performance.

Aim: This study aims to investigate the influence of capillary hysteresis on CO₂ trapping efficiency in saline aquifers using detailed simulation models and varying hysteresis values.

Materials and methods: Advanced CMG simulation software was utilized to model CO₂ injection and migration in saline aquifers spanning depths of 1200–1300 meters. The model, initially saturated with brine, applied water-alternating-gas (WAG) injection at hysteresis values of 0.2, 0.3, 0.4, and 0.5 to evaluate their effect on CO₂ trapping efficiency.

Results: The simulations demonstrated a direct positive correlation between hysteresis values and CO₂ trapping efficiency. At a hysteresis value of 0.5, nearly 100% CO₂ trapping was achieved. This increased efficiency was attributed to stronger capillary forces immobilizing CO₂ more effectively and reducing mobility towards caprock, thereby minimizing leakage risks.

Conclusion: The study highlights the key role of capillary hysteresis in enhancing CO₂ sequestration. Higher hysteresis values improve long-term storage stability, emphasizing the need for optimized WAG injection strategies in CCS applications.

Keywords: CO₂ storage; capillary hysteresis; saline aquifers; WAG injection; climate change mitigation.

To cite this article:

Khoramian R, Pourafshary P, Riazi M. The role of Capillary Hysteresis in Enhancing CO₂ Trapping Efficiency and Storage Stability. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):90–99. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>.

УДК 502/504
МРНТИ 28.11.2024.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>

Получена: 16.09.2024.

Одобрена: 87.17.03

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Роль капиллярного гистерезиса в повышении эффективности улавливания и стабильности хранения CO₂

Р. Хорамиан, П. Пурафшари, М. Рирази

Школа горного дела и наук о Земле, Назарбаев Университет, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Усиление воздействия изменения климата требует инновационных подходов к снижению уровня CO₂ в атмосфере. Улавливание и хранение углерода обеспечивает действенное решение путём секвестрации CO₂ в геологических коллекторах. Понимание роли капиллярного гистерезиса в улавливании CO₂ имеет решающее значение для оптимизации эффективности улавливания и хранения углерода.

Цель. Цель данного исследования является изучение влияния капиллярного гистерезиса на эффективность улавливания CO₂ в солёных водоносных горизонтах с помощью детальных имитационных моделей и переменных значений гистерезиса.

Материалы и методы. Для моделирования закачки и миграции CO₂ в солёные водоносные горизонты глубиной 1200–1300 м было использовано современное программное обеспечение CMG. В модели, первоначально насыщенной рассолом, применялась поочередная закачка воды и газа при значениях гистерезиса 0,2, 0,3, 0,4 и 0,5 для оценки влияния этих значений на эффективность улавливания CO₂.

Результаты. Моделирование показало прямую положительную корреляцию между величиной гистерезиса и эффективностью улавливания CO₂. При значении гистерезиса 0,5 было достигнуто почти стопроцентное улавливание CO₂. Такое повышение эффективности объясняется тем, что более сильные капиллярные силы эффективнее иммобилизуют CO₂ и снижают его подвижность в сторону покрова продуктивного пласта, тем самым минимизируя риски утечки.

Заключение. Исследование подчеркивает ключевую роль капиллярного гистерезиса в повышении эффективности секвестрации CO₂. Более высокие значения гистерезиса улучшают долгосрочную стабильность хранилища, подчеркивая необходимость оптимизации стратегий поочередной закачки воды и газа в системах улавливания и хранения углерода.

Ключевые слова: хранение CO₂, капиллярный гистерезис, солёные водоносные горизонты, поочередная закачка воды и газа, смягчение последствий изменения климата.

Как цитировать:

Хорамиан Р., Пурафшари П., Рирази М. Роль капиллярного гистерезиса в повышении эффективности улавливания и стабильности хранения CO₂ // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 90–99. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>.

ӨОЖ 502/504
FTAXP 87.17.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>

Қабылданды: 16.09.2024.

Мақұлданды: 28.11.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Капиллярлық гистерезистің CO_2 тұту тиімділігі мен сақтау тұрақтылығын арттырудағы рөлі

Р. Хорамиян, П. Пурафшари, М. Риази

Тау-кен ісі және Жер туралы ғылымдар мектебі, Назарбаев Университеті, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Климаттың өзгеруінің әсерін күшейту атмосферадағы CO_2 деңгейін төмендетудің инновациялық тәсілдерін қажет етеді. Көміртекті ұстау және сақтау геологиялық коллекторларда CO_2 секвестрлеу арқылы тиімді шешімді қамтамасыз етеді. Капиллярлық гистерезистің CO_2 тұтудағы рөлін түсіну көміртекті ұстау және сақтау тиімділігін оңтайландыру үшін өте маңызды.

Мақсаты. Бұл зерттеудің мақсаты – капиллярлық гистерезистің толық имитациялық модельдер мен гистерезис мәндерінің айнymалылары арқылы тұзды сулы горизонттардағы CO_2 тұту тиімділігіне әсерін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Тереңдігі 1200-1300 м тұзды сулы горизонттарға CO_2 айдау және кезуін модельдеу үшін заманауи CMG бағдарламалық жасақтамасы қолданылды. Бастапқыда тұзды ерітіндімен қаныққан модельде бұл мәндердің CO_2 тұту тиімділігіне әсерін бағалау үшін гистерезис 0,2, 0,3, 0,4 және 0,5 мәндерінде кезектесіп су мен газ айдау қолданылды.

Нәтижелері. Модельдеу гистерезис мөлшері мен CO_2 тұту тиімділігі арасындағы тікелей оң корреляцияны көрсетті. Гистерезис мәні 0,5 болған кезде CO_2 -ны жүз пайызға жуық тұтуға қол жеткізілді. Бұл тиімділіктің артуы күшті капиллярлық күштер CO_2 -ны тиімді иммобилизациялайтындығымен және оның өнімді қабаттың қақпағына қарай қозғалғыштығын төмендететіндігімен түсіндіріледі, осылайша ағып кету қаупін азайтады.

Қорытынды. Зерттеу капиллярлық гистерезистің CO_2 секвестрінің тиімділігін арттырудағы негізгі рөлін көрсетеді. Гистерезистің жоғары мәндері көміртекті тұту және сақтау жүйелерінде су мен газды кезек-кезек айдау стратегияларын оңтайландыру қажеттілігін көрсете отырып, ұзақ мерзімді сақтау тұрақтылығын жақсартады.

Негізгі сөздер: CO_2 сақтау, капиллярлық гистерезис, тұзды сулы горизонттар, кезектесіп су мен газ айдау, климаттың өзгеруін азайту.

Дәйексөз келтіру үшін:

Хорамиян Р., Пурафшари П., Риази М. Капиллярлық гистерезистің CO_2 тұту тиімділігі мен сақтау тұрақтылығын арттырудағы рөлі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 90–99 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108781>.

Introduction

Industrialization, urban growth, and migration to cities significantly drive up carbon dioxide (CO₂) emissions [1]. CO₂ absorbs heat from the sun and traps it in the atmosphere, leading to ozone layer depletion and alterations in atmospheric circulation patterns [2]. CO₂ geological storage has emerged as an effective approach to reducing carbon footprints and addressing environmental concerns, providing a solution for managing future emissions as part of a comprehensive strategy to combat climate change [3]. Carbon emissions are captured from power plants and permanently stored underground in saline aquifers or abandoned hydrocarbon reservoirs, known for securely storing gases [4]. Four main mechanisms – structural trapping, capillary trapping, solubility trapping, and mineral trapping–hydrodynamically or geochemically immobilize CO₂.

Structural and stratigraphic trapping, prominent in the initial stages of a CO₂ storage project, relies on an overlying caprock to prevent capillary leakage of CO₂ [5]. Capillary trapping occurs when CO₂ becomes immobile, forming isolated ganglia within pore spaces, enclosed by brine in storage aquifer formations [6]. Solubility trapping is considered a secure storage method, where CO₂ bubbles dissolve in the aqueous phase, creating carbonic acid [7]. This acid interacts with metal ions (Ca²⁺, Fe²⁺, Mg²⁺) within the geological structure through geochemical reactions, producing durable solid carbonate minerals known as mineral trapping [8]. However, structural and stratigraphic trapping, which relies on the presence of an overlying caprock, may encounter geological complexities and may not be feasible in all geological formations. Similarly, dissolution trapping requires time for significant storage, and mineral trapping, involving the formation of solid carbonate minerals, is a slow process, further delaying effective CO₂ storage. In contrast, capillary trapping, a rapid process, occurs early in storage, offering an immediate solution and serving as a key element for successful CO₂ storage. This mechanism involves water entering pore spaces, displacing CO₂ and leaving isolated pockets or droplets behind. Residual trapping is crucial for securely storing CO₂ underground over time, significantly enhancing storage efficiency and encapsulation within geological formations.

Previous studies have employed two methods to examine residual trapping behavior. The first method involves utilizing different ratios of vertical to horizontal permeability [9], as well as varying injection rates, temperatures, and pressures for a specific set of relative permeability curves [10]. The second method isolates the impact of changes in relative permeability curves by measuring the variations in trapped gas saturations. This is done by altering endpoint values such as residual gas saturation, critical gas saturation, irreducible water saturation, and wetting conditions, while maintaining other factors constant [11]. This research employs

the second method by using different hysteresis values in relative permeability curves to investigate CO₂ capillary trapping. The commercial CMG simulator is utilized to monitor the distribution of CO₂ after injection into an aquifer, followed by alternating water injections. The influence of four different hysteresis values (0.2, 0.3, 0.4, and 0.5), which reflect differences between drainage and imbibition relative permeability curves, is systematically studied to assess the CO₂ plume shape and trapping efficiency underground.

Model Characteristics

A The aquifer model comprised 2000 blocks: 100 in the i-direction, 1 in the j-direction, and 20 in the k-direction, each block measuring 10 meters in length and width and 5 meters in thickness. Stratified between 1200 and 1300 meters depth, the model had an initial pressure of 1800 psi at 1200 meters (Fig. 1) and maintained a constant temperature of 55°C, characteristic of deep saline aquifers. The aquifer was initially saturated with 6% salinity brine, with water compressibility at 3.102×10^{-6} psi⁻¹ and rock compressibility at 3.793×10^{-6} psi⁻¹.

A uniform porosity of 0.13 was applied across all layers to accurately simulate fluid flow, while permeability was set at 60 millidarcies in all directions to model CO₂ plume movement. To represent an infinite reservoir, boundary cell pore volumes were exponentially increased using a volume modifier of 1000, allowing unrestricted fluid flow. Using the CMG-GEM simulator, CO₂ was injected at a rate of 10,000 m³/day to a depth of 1285–1300 meters for one year, followed by a year of water injection at 50 m³/day to 1220–1235 meters after a one-year pause. A 10-year observation period tracked CO₂ migration, focusing on structural and capillary trapping. The simulation revealed that CO₂ displaces water initially but is later trapped as water re-injection lowers CO₂ permeability, achieving residual water saturation. The effectiveness of structural and residual trapping depends on CO₂'s mobility through the rock relative to water, controlled by relative permeability curves hysteresis, which is critical for predicting and optimizing CO₂ storage strategies.

Wetting relative permeability (kr_w) and non-wetting relative permeability (kr_g) were derived from the experimental study conducted by Edlmann et al. [12]. They injected water into strongly water-wet sandstone cores until reaching steady-state flow, marking the primary imbibition phase, followed by CO₂ injection representing the primary drainage phase. This alternating injection process was repeated for five cycles, each revealing a progressive hysteresis effect on the relative permeability curves. They employed a critical CO₂ saturation (S_{gc}) and irreducible water saturation (S_{wr}) of 0.05 and 0.2, respectively, to determine drainage relative permeability. Initially, S_{gr} was fixed at 0.2 for the first imbibition relative permeability curve and then shifted by 0.1 for the next five cycles of imbibition for the sandstone cores. The relationship between water saturation (Sw) and relative permeability

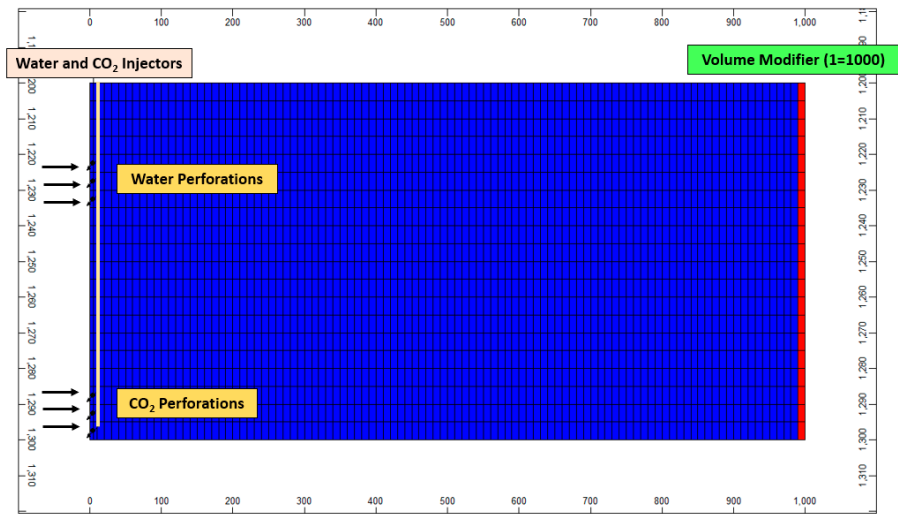


Figure 1. 2D aquifer model with perforations at a depth of 1220–1235 meters for water injection and 1285–1300 meters for CO₂ injection. An infinite boundary was also established by applying a volume modifier of 1000 to the right boundary

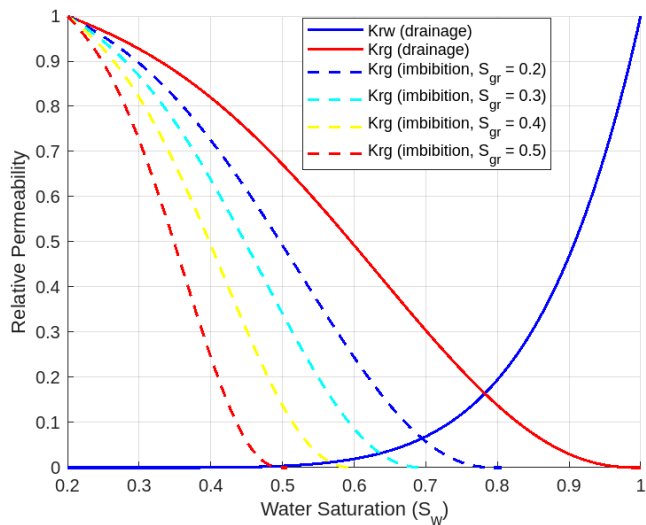


Figure 2. The utilized relative permeability curves for both water and CO₂ in highly water-wet sandstone cores through the primary drainage and imbibition phases, as inferred from the experimental study by Edlmann et al. [12] and mathematically represented using the Brooks-Corey-Moalem model [13]

for both the wetting (water) and non-wetting (CO₂) phases in water-wet sandstone is visually summarized in Fig. 2. This figure includes the observed hysteresis effect, evident throughout successive experimental cycles, which is the shift from drainage to imbibition relative permeability. The relative permeability curves are used in this study to examine the role of hysteresis in the efficacy of CO₂ capillary trapping within geological formations.

Results and Discussions

The study meticulously examines the role of hysteresis in the efficacy of CO₂ trapping within geological formations, an integral component

of carbon capture and storage (CCS) initiatives. Using CMG simulation software, a comparative analysis is conducted, contrasting four scenarios with hysteresis values of 0.2, 0.3, 0.4, and 0.5, which mimic drainage and imbibition processes through WAG injection.

Saturation Profiles

Fig. 3 illustrates saturation profiles for the first drainage process in a strongly water-wet aquifer, initially saturated with water and subjected to CO₂ injection. The hysteresis value in this process is assumed to be 0.2, as established in the lab study by Edlmann et al. [1]. Injected CO₂ from the bottom

left corner displaced the water and moved upward due to buoyancy, eventually reaching beneath the caprock, which acts as a no-flow boundary. This upward movement is clearly shown in the total gas saturation profile (Fig. 3a), where the highest gas saturation values are near the bottom left corner. The no-flow boundary at the caprock forces the CO_2 to spread horizontally, resulting in a broad distribution of gas saturation. As the system is strongly water-wet, the displaced water tends to return to pore spaces invaded by CO_2 . The returning water moves back from lower layers with lower gas saturation, effectively snapping off and trapping CO_2 in isolated phases. The trapped gas saturation profile (Fig. 3b) shows a high concentration of trapped gas near the injection point and lower layers where the returning water has immobilized the CO_2 in the pore spaces due to capillary forces. The results of water injection following the first drainage process are illustrated in Fig. 4.

This injection, simulating the imbibition phase with a hysteresis of 0.3, pushes CO_2 into areas with high saturation, leading to more gas being trapped within the aquifer. The injected water displaces the CO_2 , causing it to become trapped in isolated pockets. This process is driven by capillary forces, which are stronger during the imbibition phase due to hysteresis. During alternating drainage and imbibition cycles, the relative permeability curves shift, reflecting changes in the wetting and non-wetting phase saturations. This shift, known as hysteresis, results in a different saturation path during imbibition compared to drainage. Specifically, the non-wetting phase (CO_2) becomes trapped in the pore spaces during imbibition as the wetting phase (water) re-enters the pores and isolates the CO_2 . The presence of this hysteresis-induced trapping reduces the mobility of the CO_2 , preventing further migration due to buoyancy.

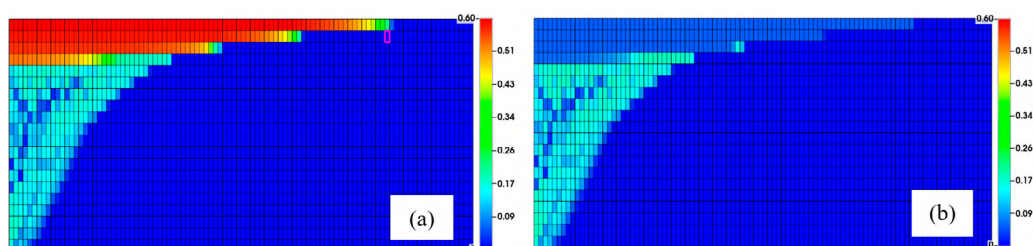


Figure 3. (a) Total gas saturation profile showing CO_2 injected from the bottom left corner spreading upward and horizontally beneath the caprock. (b) Trapped gas saturation profile showing CO_2 immobilized by returning water in lower layers

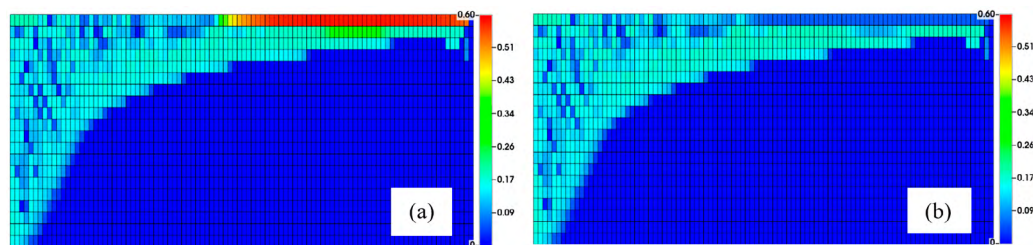


Figure 4. (a) Total gas saturation profile after water injection, showing reduced gas saturation at the top; (b) Trapped gas saturation profile, illustrating the hysteresis effect enhancing CO_2 immobilization during the imbibition phase with a hysteresis of 0.3

Fig. 5 presents the results of a subsequent drainage process where CO_2 is injected again, visualized in the saturation profiles. This time, the hysteresis value was increased to 0.4, up from the previous 0.3, reflecting an additional 0.1 increment. The total gas saturation (Fig. 5a) and trapped gas saturation (Fig. 5b) indicate significant changes compared to the previous drainage cycle. In Fig. 5a, the total gas saturation profile reveals that less CO_2 has moved to the top layers, with only a small section in the top layer exhibiting a light orange color, indicating a gas saturation of around 45%, whereas it was 60% and more extensive in the previous cycle. This reduction in gas saturation at the top layer suggests that CO_2 mobility has decreased

due to the increased trapping from the prior cycles. Fig. 5b highlights the trapped gas saturation, showing a significant increase in the amount of CO_2 immobilized by capillary forces. This enhanced trapping results from the hysteresis effect observed during the alternating drainage and imbibition cycles. As the relative permeability curves shift, the wetting phase (water) re-enters the pores, further isolating and trapping the CO_2 . The increased trapping efficiency ensures more CO_2 remains securely immobilized within the aquifer, reducing the risk of CO_2 migration and enhancing long-term storage stability.

In the final simulation, water was injected again to simulate the imbibition process,

with the hysteresis in relative permeability set to 0.5. The resulting saturation profiles are shown in Fig. 6, with Fig. 6a representing the total gas saturation profile and Fig. 6b depicting the hysteresis-trapped gas profile. The profiles indicate that all the injected CO₂ has been effectively trapped, leaving no free gas in the system. This complete trapping is due to the increased hysteresis effect, which enhances the capillary forces during the imbibition phase, ensuring that the returning water isolates and immobilizes the CO₂ more effectively. The increased hysteresis value contributes to a stronger trapping mechanism, resulting in the complete immobilization of the CO₂ within the pore spaces. In conclusion, water-alternating-gas

injection progressively traps more gas, eventually leading to the absence of mobile gas.

Capillary Trapped Gas Efficiency

Fig. 7 presents the capillary trapped gas percentage as a function of dimensionless time (tD) for varying hysteresis values, with the main plot on the left and an enlarged view on the right to accentuate the initial trapping phase. The data elucidates a positive correlation between hysteresis and CO₂ trapping efficiency, indicating that an increase in hysteresis enhances capillary forces, thereby augmenting CO₂ entrapment within the reservoir's pore network and subsequently reducing post-injection mobility.

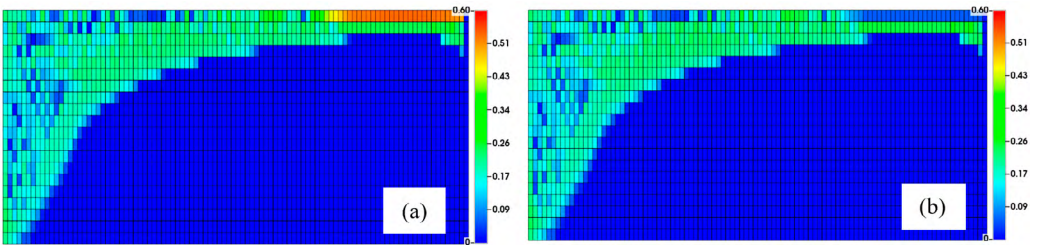


Figure 5. (a) Total gas saturation profile from the drainage process showing less CO₂ movement to the top layers, with a smaller section exhibiting a gas saturation of around 45%; (b) Trapped gas saturation profile indicating increased CO₂ immobilization due to the hysteresis effect during the drainage process

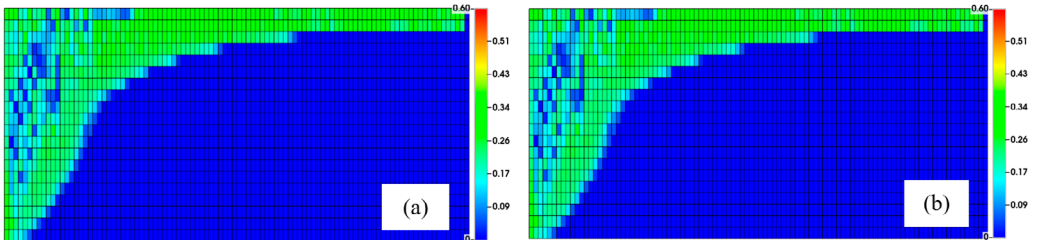


Figure 6. (a) Total gas saturation profile showing complete trapping of injected CO₂ with no free gas remaining; (b) Hysteresis trapped gas profile illustrating the enhanced capillary trapping due to a hysteresis value of 0.5 during the imbibition process

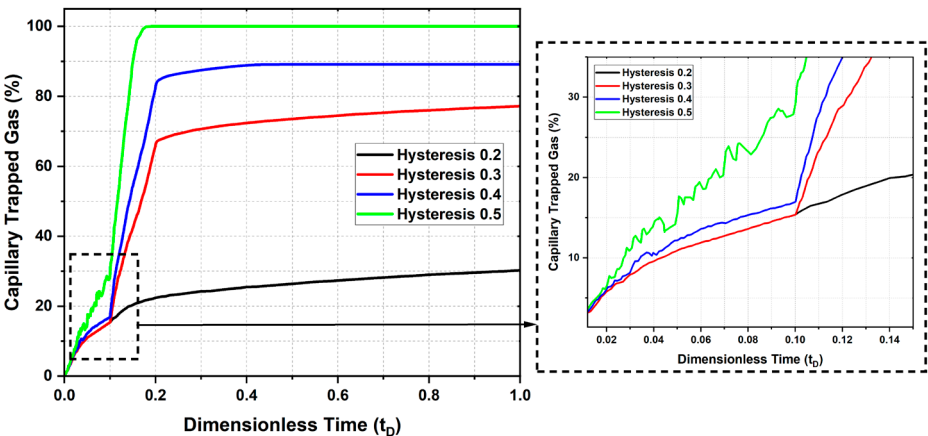


Figure 7. Capillary trapped gas percentage as a function of dimensionless time for different hysteresis values

In the primary plot, the capillary trapped gas percentage is depicted for hysteresis values of 0.2, 0.3, 0.4, and 0.5. A hysteresis value of 0.2 reflects the drainage process, wherein CO₂ displaces water from the pore spaces. The trapping efficiency for this value initiates at a low level and increases gradually, achieving a maximum trapped gas percentage of approximately 30% by the end of the simulation period. This gradual increase suggests that lower hysteresis results in less efficient trapping over time. In contrast, the trapping efficiency for a hysteresis value of 0.3, simulating imbibition through the post-injection of water, escalates more rapidly with a plateau around 75%. This indicates improved trapping efficacy through the snap-off of CO₂ by water in pore spaces.

For a hysteresis value of 0.4, the trapped gas percentage increases swiftly, reaching roughly 80%, demonstrating that a higher hysteresis value significantly enhances capillary forces, resulting in more efficient gas trapping. The highest hysteresis value tested, 0.5, exhibits the steepest rise in trapping efficiency, nearly achieving 100%. The rapid increase and elevated plateau imply that the highest hysteresis value results in the most efficient trapping. The zoomed-in plot on the right highlights the initial phase of the trapping process. All curves commence at zero, reflecting the absence of initial trapped gas. The green line (hysteresis 0.5) shows the most rapid increase in trapped gas percentage, followed sequentially by the blue (hysteresis 0.4), red (hysteresis 0.3), and black (hysteresis 0.2) lines. The fluctuations observed in the zoomed-in plot for higher hysteresis values (0.4 and 0.5) can be attributed to the dynamic interplay between capillary and viscous forces during the trapping process. Higher hysteresis engenders stronger capillary forces that effectively trap CO₂ in the pore spaces. However, as CO₂ injection proceeds, the viscous forces associated with the injection can momentarily reconnect trapped CO₂ clusters, causing them to form a stream and be released from the pore spaces, resulting in the observed fluctuations. These fluctuations are absent for lower hysteresis values (0.2 and 0.3) due to weaker capillary forces,

leading to more stable and gradual trapping without significant interplay between capillary and viscous forces.

The plots unequivocally demonstrate that increased hysteresis through post-water injection enhances the capillary trapping efficiency of gas within the aquifer. Elevated hysteresis values amplify capillary forces, which trap more gas more rapidly. As hysteresis intensifies, the ability of the wetting phase (water) to isolate and trap the non-wetting phase (CO₂) improves, owing to the increased capillary forces associated with higher hysteresis values, thereby preventing the mobilization of CO₂ and resulting in higher trapped gas percentages. These findings hold significant implications for CO₂ sequestration projects, where maximizing the trapped gas is pivotal for ensuring long-term storage stability. Implementing processes that augment hysteresis, such as WAG injection, can enhance the efficiency and security of CO₂ storage.

Conclusions

This study highlights the crucial role of hysteresis in enhancing CO₂ capillary trapping within a water-wet aquifer. The analysis reveals that lower hysteresis values (e.g., 0.2) lead to gradual and less efficient CO₂ trapping during the drainage process, achieving a maximum trapped gas percentage of around 30%. In contrast, higher hysteresis values, such as 0.3 and beyond, considerably improve trapping efficiency, with imbibition processes reaching up to 75% and subsequent drainage and imbibition cycles approaching nearly 100% trapped gas. The intensified hysteresis enhances capillary forces, ensuring CO₂ remains immobilized within the pore spaces, thereby reducing its mobility and preventing further migration. These findings are essential for CO₂ sequestration projects, suggesting that techniques like WAG injection can substantially improve storage security and long-term stability by amplifying hysteresis effects. Overall, strategic management of hysteresis through appropriate injection methods can maximize CO₂ trapping efficiency, contributing to effective and reliable CO₂ storage solutions.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was supported by Nazarbayev University through the NU Faculty Development Competitive Research Grants Program (Grant number: 201223FD2608).

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: Reza Khoramian – conceptualization, methodology, simulation, writing—original draft preparation; Peyman Pourafshary – conceptualization, methodology,

validation, writing—review and editing, supervision, project administration, funding acquisition; Masoud Riazi – conceptualization, methodology, validation, writing—review and editing, supervision.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было проведено при поддержке Назарбаев Университета в рамках программы конкурсных грантов на развитие факультета НУ (№ гранта: 201223FD2608).

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: Хорамиан Р. – концепция, методология, моделирование, подготовка первоначального проекта научной

статьи; Пурафшари П. – концептуализация, методология, валидация, написание работы (рецензирование и редактирование), контроль, администрирование проекта, привлечение финансирования; Риизи М. – концептуализация, методология, валидация, написание работы (рецензирование и редактирование), надзор за проведением.

REFERENCES

1. Sarkodie SA, Owusu PA, Leirvik T. Global effect of urban sprawl, industrialization, trade, and economic development on carbon dioxide emissions. *Environmental Research Letters*. 2020;15(3):034049. doi: [10.1088/1748-9326/ab7640](https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab7640).
2. Mishra RK, Dubey SC. Solar activity cause and effect of climate variability and their various impacts. *British Journal of Multidisciplinary and Advanced Studies*. 2023;4(2):21–38. doi: [10.37745/bjmas.2022.0133](https://doi.org/10.37745/bjmas.2022.0133).
3. Kelemen P, Benson SM, Pilorgé H, et al. An overview of the status and challenges of CO₂ storage in minerals and geological formations. *Frontiers in Climate*. 2019;1:482595. doi: [10.3389/fclim.2019.00009](https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009).
4. Ilavya A, Patel K, Bera A. Chapter Two – Underground carbon storage. In: Rahimpour MR, Makarem MA, Meshksar M, editors. *Advances and Technology Development in Greenhouse Gases: Emission, Capture and Conversion*. Greenhouse Gases Storage and Transportation. Elsevier; 2024. P. 25–44.
5. Iglauer S. Optimum storage depths for structural CO₂ trapping. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018;77:82–87. doi: [10.1016/j.ijggc.2018.07.009](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.07.009).
6. Moghadas R, Goodarzi S, Zhang Y, et al. Pore-scale characterization of residual gas remobilization in CO₂ geological storage. *Advances in Water Resources*. 2023;179:104499. doi: [10.1016/j.advwatres.2023.104499](https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2023.104499).
7. Bashir A, Ali M, Patil S, et al. Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews*. 2024;249:104672. doi: [10.1016/j.earscirev.2023.104672](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672).
8. Sasowsky ID, White WB, Webb JA. *Acid mine drainage in karst terranes: geochemical considerations and field observations*. In: Beck BF, editor. *Karst Geohazards*. London: Routledge; 1995. P. 241–247.
9. Burnside NM, Naylor M. Review, and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂. *International Journal of greenhouse gas control*. 2014;23:1–11. doi: [10.1016/j.ijggc.2014.01.013](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.01.013).
10. Sedaghatinasab R, Kord S, Moghadas J, Soleymanzadeh A. Relative permeability hysteresis and capillary trapping during CO₂ EOR and sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2021;106:103262. doi: [10.1016/j.ijggc.2021.103262](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103262).
11. Zapata Y, Kristensen MR, Huerta N, et al. CO₂ geological storage: Critical insights on plume dynamics and storage efficiency during long-term injection and post-injection periods. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020;83:103542. doi: [10.1016/j.jngse.2020.103542](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103542).
12. Edlmann K, Hinchliffe S, Heinemann N, et al. Cyclic CO₂–H₂O injection and residual trapping: implications for CO₂ injection efficiency and storage security. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2019;80:1–9. doi: [10.1016/j.ijggc.2018.11.009](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.11.009).
13. Shaw D, Mostaghimi P, Armstrong RT. The dynamic behavior of coal relative permeability curves. *Fuel*. 2019;253:293–304. doi: [10.1016/j.fuel.2019.04.107](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.107).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sarkodie S.A., Owusu P.A., Leirvik T. Global effect of urban sprawl, industrialization, trade, and economic development on carbon dioxide emissions // *Environmental Research Letters*. 2020. Vol. 15, N 3. doi: [10.1088/1748-9326/ab7640](https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab7640).
2. Mishra R.K., Dubey S.C. Solar activity cause and effect of climate variability and their various impacts. *British Journal of Multidisciplinary and Advanced Studies*. 2023. Vol. 4, N 2. P. 21–38. doi: [10.37745/bjmas.2022.0133](https://doi.org/10.37745/bjmas.2022.0133).
3. Kelemen P., Benson S.M., Pilorgé H., et al. An overview of the status and challenges of CO₂ storage in minerals and geological formations // *Frontiers in Climate*. 2019. Vol. 1. doi: [10.3389/fclim.2019.00009](https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009).
4. Ilavya A., Patel K., Bera, A. Chapter Two – Underground carbon storage. In: Rahimpour M.R., Makarem M.A., Meshksar M., editors. *Advances and Technology Development in Greenhouse Gases: Emission, Capture and Conversion*. Greenhouse Gases Storage and Transportation. Elsevier, 2024. P. 25–44.
5. Iglauer S. Optimum storage depths for structural CO₂ trapping // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018. Vol. 77. P. 82–87. doi: [10.1016/j.ijggc.2018.07.009](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.07.009).
6. Moghadas R., Goodarzi S., Zhang Y., et al. Pore-scale characterization of residual gas remobilization in CO₂ geological storage // *Advances in Water Resources*. 2023. Vol. 179. doi: [10.1016/j.advwatres.2023.104499](https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2023.104499).
7. Bashir A., Ali M., Patil S., et al. Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms and prospects // *Earth-Science Reviews*. 2024. Vol. 249. doi: [10.1016/j.earscirev.2023.104672](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672).
8. Sasowsky I.D., White W.B., Webb J.A. Acid mine drainage in karst terranes: geochemical considerations and field observations. In: Beck B.F., editor. *Karst Geohazards*. London : Routledge, 1995. P. 241–247.
9. Burnside N.M., Naylor M. Review, and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂ // *International Journal of greenhouse gas control*. 2014. Vol. 23. P. 1–11. doi: [10.1016/j.ijggc.2014.01.013](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.01.013).
10. Sedaghatinasab R., Kord Sh., Moghadas J., Soleymanzadeh A. Relative permeability hysteresis and capillary trapping during CO₂ EOR and sequestration // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2021. Vol. 106. doi: [10.1016/j.ijggc.2021.103262](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103262).
11. Zapata Y., Kristensen M.R., Huerta N., et al. CO₂ geological storage: Critical insights on plume dynamics and storage efficiency during long-term injection and post-injection periods // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 83. doi: [10.1016/j.jngse.2020.103542](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103542).

12. Edlmann K., Hinchliffe S., Heinemann N., et al. Cyclic CO₂-H₂O injection and residual trapping: implications for CO₂ injection efficiency and storage security // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2019. Vol. 80. P. 1–9. doi: [10.1016/j.ijggc.2018.11.009](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.11.009).
13. Shaw D., Mostaghimi P., Armstrong R. T. The dynamic behavior of coal relative permeability curves // Fuel. 2019. Vol. 253. P. 293–304. doi: [10.1016/j.fuel.2019.04.107](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.107).

AUTHORS' INFO**Reza Khoramian**ORCID [0009-0008-7775-3816](https://orcid.org/0009-0008-7775-3816)e-mail: reza.khoramian@nu.edu.kz.***Peyman Pourafshary**

Professor

ORCID [0000-0003-4600-6670](https://orcid.org/0000-0003-4600-6670)e-mail: peyman.pourafshary@nu.edu.kz.**Masoud Riazi**

Associate Professor

ORCID [0000-0002-6843-621X](https://orcid.org/0000-0002-6843-621X)e-mail: masoud.riazi@nu.edu.kz.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Хорамиан Р.**ORCID [0009-0008-7775-3816](https://orcid.org/0009-0008-7775-3816)e-mail: reza.khoramian@nu.edu.kz.***Пурафшари П.**

профессор

ORCID [0000-0003-4600-6670](https://orcid.org/0000-0003-4600-6670)e-mail: peyman.pourafshary@nu.edu.kz.**Риази М.**

ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-6843-621X](https://orcid.org/0000-0002-6843-621X)e-mail: masoud.riazi@nu.edu.kz.

*Corresponding Author/Автор, ответственный за переписку

УДК 553.98
МРНТИ 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>

Получена: 26.12.2023.
Одобрена: 23.01.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Цифровой помощник (ЦДНГ). Программный модуль информационной системы АВАИ

С.А. Осьминин, З.Н. Рахманкулова, К.А. Исин

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Результаты исследований ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) в области организации и ведения работ по обслуживанию нефтепромыслового оборудования (далее – НПО) цехов добычи нефти и газа (далее – ЦДНГ) показали наличие существенных возможностей в повышении уровня надёжности оборудования, достижение которого возможно обеспечить за счёт организационных улучшений.

Цель. Целью программного модуля является снижение затрат на добычу нефти и увеличение коэффициента эксплуатации оборудования за счёт сокращения потерь нефти из-за простоя НПО ЦДНГ, сокращения затрат на восстановительный ремонт НПО ЦДНГ и оптимального распределения нагрузки на работников ЦДНГ.

Материалы и методы. В ходе исследования были проанализированы статистические данные за определённый период, включая ключевые показатели, связанные с трудозатратами, производительностью труда и другими аспектами. Для анализа использовались современные методы расчёта норм времени, а также программное обеспечение для обработки данных. Исследование опиралось на действующие отраслевые стандарты и рекомендации, включая нормативы по безопасности труда, требования к обслуживанию нефтепромыслового оборудования и методические указания по управлению производственными процессами. Используемые подходы обеспечивают объективность и репрезентативность полученных результатов.

Результаты. Разработаны чек-листы, стандартные операционные карты. Созданы инструктивные видеоролики на основные работы работников ЦДНГ. Разработаны специальное программное обеспечение для мобильных устройств (смартфон, планшет) и веб-версия программного обеспечения, интегрированного с информационной системой АВАИ.

Заключение. Внедрение модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» в нефтегазовой отрасли представляет собой значительный шаг к цифровизации процессов обслуживания НПО, что позволяет значительно повысить эффективность и безопасность работы. Стандартизация и унификация процессов через мобильные и веб-приложения обеспечивают оперативность и точность в передаче информации, что снижает ошибки и ускоряет принятие решений. Оптимизация нагрузки на персонал и повышение качества сбора данных способствуют не только сокращению затрат, но и улучшению рабочих условий. В перспективе проект имеет потенциал для масштабирования и внедрения в другие подразделения дочерних и зависимых организаций АО НК «КазМунайГаз», что откроет новые возможности для повышения операционной эффективности в отрасли.

Ключевые слова: мобильное приложение, веб-приложение, информационная система, поддержание коммуникаций, оперативная информация, цех добычи нефти и газа, обслуживание нефтепромыслового оборудования.

Как цитировать:

Осьминин С.А., Рахманкулова З.Н., Исин К.А. Цифровой помощник (ЦДНГ). Программный модуль информационной системы АВАИ // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 100–113. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>.

UDC 553.98
CSCSTI 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>

Received: 26.12.2023.

Accepted: 23.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Digital Assistant (OGPU). Software module of the ABAI information system

Sergey A. Osminin, Zauresh N. Rakhmankulova, Kairat A. Issin

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Research conducted by KMG Engineering LLP on the organization and maintenance of oilfield equipment (OFE) in the oil and gas production units (hereinafter referred to as OGPU) has revealed substantial opportunities to enhance equipment reliability through organizational improvements. **Aim:** The software module is aimed to reduce oil production costs and increase the on-stream factor by minimizing oil losses caused by downtime of OGPU oilfield equipment and reducing costs of its repair as well as optimally distributing the workload among OGPU employees.

Materials and methods: The study analyzes statistical data over a specific period, focusing on key indicators related to labor costs, labor productivity, and other aspects. For the analysis, modern methods to calculate time standards and data processing software were applied. The study adhered to current industry standards and guidelines, including labor safety regulations, requirements for maintaining oilfield equipment, and best practices for managing production processes. The approaches used in this study ensure the objectivity and representativeness of the results obtained.

Results: Checklists and standard operating sheets have been developed. Instructional videos have been created on the basic tasks of the OGPU employees. Additionally, special software for mobile devices (smartphone, tablet) and a web version of software integrated with the ABAI Information System have been developed.

Conclusion: The implementation of the Digital Assistant (OGPU) module in the oil and gas industry marks a significant milestone towards digitalization of OFE maintenance process, greatly enhancing both efficiency and safety. Standardizing and unifying processes through mobile and web applications enhance efficiency and accuracy in information transfer, reduces errors and speeds up decision-making. Optimizing staff workload and increasing the quality of data collection not only leads to cost reduction, but also improves working environment. The project can be potentially scaled up and implemented in other divisions of the subsidiaries and affiliates of NC KazMunayGas JSC. This expansion could open up new opportunities to increase operational efficiency in the industry.

Keywords: *mobile application; web application; information system; communication support; operational information; oil and gas production workshop; oilfield equipment maintenance.*

To cite this article:

Osminin SA, Rakhmankulova ZN, Issin KA. Digital Assistant (OGPU). Software module of the ABAI information system. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):100–113. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>.

ӨОЖ 553.98

FTAXP 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>

Қабылданды: 26.12.2023.

Мақұлданды: 23.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Сандық көмекші (МГӨЦ). АВАІ ақпараттық жүйесінің бағдарламалық модулі

С.А. Осьминин, З.Н. Рахманқұлова, К.А. Исин

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИГПИМұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС мұнай және газ өндіру цехтарының (бұдан әрі – МГӨЦ) мұнай кәсіпшілігі жабдықтарына (бұдан әрі – МКЖ) қызмет көрсету жөніндегі жұмыстарды ұйымдастыру және жүргізу саласындағы зерттеулерінің нәтижелері жабдықтың сенімділік деңгейін арттыруда айтарлықтай мүмкіндіктердің бар екендігін көрсетті, оған қол жеткізуді ұйымдастыру жұмыстарын жақсарту есебінен қамтамасыз етуге болады.

Мақсаты. Бағдарламалық модульдің мақсаты МГӨЦ МКЖ тоқтап қалуына байланысты мұнай шығындарын азайту, МГӨЦ МКЖ қалпына келтіру жөндеу шығындарын қысқарту және мұнай және газ өндіру цехтарының қызметкерлеріне жүктемені оңтайлы бөлу есебінен мұнай өндіруге арналған шығындарды азайту және жабдықтарды пайдалану коэффициентін ұлғайту болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу белгілі бір кезеңдегі статистиканы, соның ішінде еңбек шығындарына, еңбек өнімділігіне және басқа аспектілерге байланысты негізгі көрсеткіштерді талдады. Талдау үшін уақыт нормаларын есептеудің заманауи әдістері, сондай-ақ деректерді өңдеуге арналған бағдарламалық қамтамасыз ету қолданылды. Зерттеу еңбек қауіпсіздігі жөніндегі нормативтерді, мұнай кәсіпшілігі жабдықтарына қызмет көрсетуге қойылатын талаптарды және өндірістік процестерді басқару жөніндегі әдістемелік нұсқауларды қоса алғанда, қолданыстағы салалық стандарттар мен ұсыныстарға сүйенді. Қолданылған тәсілдер алынған нәтижелердің объективтілігі мен өкілдігін қамтамасыз етеді.

Нәтижелері. Чек парақтары, стандартты операциялық карталар жасалды. МГӨЦ қызметкерлерінің негізгі жұмыстарына нұсқаулық бейнероликтер жасалды. Мобильді құрылғыларға арналған арнайы бағдарламалық жасақтама (смартфон, планшет) және АВАІ ақпараттық жүйесімен біріктірілген бағдарламалық жасақтаманың веб-нұсқасы жасалды.

Қорытынды. Мұнай-газ саласында «Цифрлық көмекшісі (МГӨЦ)» модулін енгізу МКЖ қызмет көрсету процестерін цифрландыруға елеулі қадам болып табылады, бұл жұмыстың тиімділігі мен қауіпсіздігін едәуір арттыруға мүмкіндік береді. Мобильді және веб-қосымшалары арқылы процестерді стандарттау және біріздендіру ақпаратты жіберудің жеделдігі мен дәлдігін қамтамасыз етеді, бұл қателерді азайтады және шешім қабылдауды тездетеді. Қызметкерлерге жүктемені оңтайландыру және деректерді жинау сапасын арттыру шығындарды азайтуға ғана емес, сонымен қатар жұмыс жағдайларын жақсартуға да ықпал етеді. Болашақта жоба «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ еншілес ұйымдарын басқа бөлімшелерге енгізу және масштабтау үшін әлеуетке ие, бұл саладағы операциялық тиімділікті арттыру үшін жаңа мүмкіндіктерді ашады.

Негізгі сөздер: мобильді қосымша, веб-қосымша, ақпараттық жүйе, коммуникацияларды қолдау, жедел ақпарат, мұнай және газ өндіру цехы, мұнай кәсіпшілігі жабдықтарына қызмет көрсету.

Дәйексөз келтіру үшін:

Осьминин С.А., Рахманқұлова З.Н., Исин К.А. Сандық көмекші (МГӨЦ). АВАІ ақпараттық жүйесінің бағдарламалық модулі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 100–113 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108702>.

Введение

Цифровизация – процесс, позволяющий соединить цифровую трансформацию с общей стратегией предприятия, – развивается с невероятной скоростью. Несмотря на это, её возможности и преимущества раскрыты не до конца.

В отличие от таких отраслей, как медиа и розничная торговля, где цифровые технологии играют весомую роль, промышленная индустрия пока не освоила цифровизацию в полной мере. Перспективы внедрения цифровизации на предприятиях нефтегазовой сферы тесно связаны с повышением эффективности бизнес-процессов. Согласно статистическим данным, интегрированными информационными технологиями на сегодняшний день оснащено только 3–5% нефтегазового оборудования в мире, и менее 1% данных используют для принятия решений, что раскрывает перед нефтегазовыми компаниями огромный потенциал для оптимизации рабочих процессов [1].

В исследовании аналитиков РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина отмечается, что основные преимущества от использования цифровых платформ в нефтегазовых компаниях заключаются в экономических показателях: рост извлекаемых запасов нефти и газа на 35%, снижение себестоимости ресурсов на 25% и увеличение рынка нефтегазового программного обеспечения (далее – ПО) на 50% [2].

Исследования специалистов ТОО «КМГ Инжиниринг» в области организации и обслуживания нефтепромыслового оборудования (НПО) цехов добычи нефти и газа выявили значительные возможности для повышения надежности оборудования, что можно достичь путем организационных улучшений.

Одним из инструментов повышения эффективности процесса обслуживания НПО является стандартизация действий обслуживающего персонала, когда работники выполняют операции по наиболее безопасным и эффективным алгоритмам.

Немаловажными аспектами эффективно-го обслуживания НПО является достоверность первичной информации, получаемой непосредственно на объектах обслуживания, и оперативность передачи этой информации участникам процесса.

Специалистами КМГИ было предложено провести работы по стандартизации и унификации процесса ежедневного (ежедневного) обслуживания НПО, предусматривающие разработку специальных чек-листов и стандартных операционных карт (далее – СОК), а также визуализацию процессов обслуживания НПО.

Для обеспечения удобного доступа к стандартам и повышения оперативности и достоверности информации, передаваемой с объектов обслуживания НПО, предложено разработать специальные мобильное и веб-приложения. Принято решение о включении данной работы в чис-

ло модулей информационной системы (далее – ИС) АВАИ с наименованием модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)».

ИС АВАИ представляет собой комплексный проект, направленный на цифровую трансформацию в области добычи нефти и газа (далее – ДНГ). Основные цели системы включают рост операционной эффективности, сокращение времени на принятие управленческих решений и оптимизацию процессов в нефтегазовой отрасли [3].

Целью внедрения модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» является снижение затрат на добычу нефти и увеличение коэффициента эксплуатации оборудования за счёт:

- сокращения потерь нефти из-за простоя НПО ЦДНГ;
- сокращения затрат на восстановительный ремонт НПО ЦДНГ;
- оптимального распределения нагрузки на работников ЦДНГ.

Пользователи модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» – работники ЦДНГ, задействованные в производственных процессах добычи нефти и обслуживании НПО (операторы по ДНГ, слесари-ремонтники, мастера, механики, геологи, технологи, руководители ЦДНГ).

Литературный обзор

Значительный рывок в применении мобильных устройств в работе персонала ЦДНГ сделали российские нефтяные компании. Одной из первых стала «Татнефть», которая внедряет проект «Мобильный ЦДНГ», позволяющий управлять производственным процессом без привязки к рабочему месту в режиме 24/7. Как сообщают разработчики, конечным результатом проекта станет повышение эффективности работы ЦДНГ, а также значительная экономия эксплуатационных затрат.

Проекту предшествовало внедрение автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора ЦДНГ в 2015 г. Раньше все данные с объектов передавались диспетчеру, и через него же операторы направляли заявки сервисным службам. На это уходило много времени, терялась оперативность, возникал риск ошибки при передаче информации. Теперь оператор самостоятельно в режиме реального времени получает информацию на смартфон с каждого из обслуживаемых им объектов, передает её в АРМ инженерно-технологической службы и при необходимости формирует заявку в сервисную организацию. Диспетчеризация осталась в прошлом, а операторы получили возможность выполнять свои функции без привязки к стационарному рабочему месту.

Позднее также были созданы мобильные АРМ для геологов и технологов с возможностью удалённого доступа. В результате большинство участников производственного процесса перешло на мобильный режим работы. С учётом имеющегося опыта создания мобильных АРМ

разных специалистов было принято решение создать систему управления цехом без привязки к рабочим местам [4].

Также успешно использует в своей работе похожее приложение «Мобильный обходчик» компания «Лукойл». Суть проекта заключается в изменении подходов к сбору информации: то, что ранее нефтедобытчики во время обходов скважин фиксировали на бумажных носителях, теперь заносят в приложение рабочего смартфона в режиме реального времени. Кроме того, приложение также используется для фиксации маршрута оператора по объектам, отбора проб воздуха, обслуживания оборудования, контроля подрядчиков. На постоянной основе авторы приложения анализируют его использование и расширяют возможности [5].

В АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (ПАО «Роснефть») с целью контроля состояния технических устройств, фиксации отклонений в их работе и мониторинга прохождения маршрутов обходов проведена апробация применения взрывозащищенных мобильных устройств [7]. Также в Роснефти используется корпоративное мобильное приложение для взаимодействия с работниками в рамках HR-процессов и обучения персонала.

Западные компании, такие как British Petroleum или Exxonmobil, применяют мобильные решения для повышения скорости реагирования полевых служб на проблемы, с которыми они сталкиваются на месте выполнения работ, сбора данных в режиме реального времени, повышения безопасности, мониторинга данных [8–9].

Shell провела полевые испытания Android-гарнитуры дополненной реальности, которые можно использовать для удалённого видеовызова, навигации по документам, контроля рабочего процесса и визуализации промышленных данных в рамках IoT¹ [6].

Основная часть

Для реализации целей модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» необходимо решить ряд задач, связанных со стандартизацией и унификацией процесса ежедневного (ежесменного) обслуживания НПО. Для решения данных задач в рамках проекта предусматривается разработка чек-листов, СОК.

Основное предназначение чек-листа – обеспечение работника информацией в доступной форме, необходимой для безошибочного выполнения всех контрольных и обслуживающих операций, выявления на ранней стадии отклонения от нормального технического состояния НПО.

Ключевые элементы чек-листа по ежедневному техническому обслуживанию (табл. 1):

- пошаговая инструкция с иллюстрациями и описанием критериев нормального состояния узлов НПО;
- указание оптимального времени на выполнение операции;
- сведения об ответственном исполнителе;
- поле для подтверждения выполнения контрольной операции и соответствия НПО нормальному состоянию.

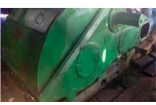
Фотография Photo	№	Вид проверки Type of check	Критерий Criteria	Время, сек Time, s	Периодичность Frequency	Ответственный Responsible person	Подтверждение (дата, подпись) Acknowledgment (date, signature)
	1	Проверка уровня масла в картере Checking oil level in the crankcase	Уровень масла должен быть не менее нижней отметки на шупе. При необходимости долить масло трансмиссионное 75w90 The oil level should not be less than the lower mark on the dip rod. If necessary, top up with 75w90 gear oil	60	Ежедневно Daily	Слесарь Technician	
	2	Проверка крепления к основанию Checking fastening to the base	Не должно быть ослабленных гаек и контргаек крепления к основанию. При необходимости протянуть. All nuts and lock nuts on the base must not be loose. Tighten if necessary	300	Еженедельно Weekly	Слесарь Technician	
	3	Визуальный осмотр текстурных ремней и шкива Visual inspection of M-belts and pulley	Текстурные ремни не должны иметь трещин и надрывов. Шкив не должен иметь сколов и трещин. При необходимости заменить. V-belts must be free of cracks and tears. The pulley must not be chipped or cracked. Replace if necessary.	300	Еженедельно Weekly	Слесарь Technician	

Таблица 1. Чек-лист ежедневного обслуживания бурового насоса RS-F1300
Table 1. RS-F1300 Drilling Pump Daily Maintenance Checklist

¹ IoT (англ. Internet of Things – Интернет вещей) – концепция передачи данных между физическими объектами («вещами»), оснащёнными встроенными средствами и технологиями для взаимодействия друг с другом или с внешней средой.

Подъем технологических труб (насосно-компрессорных и стальных бурильных труб) при капитальном и подземном ремонте скважин Withdrawal process pipes (tubing and steel drill pipes) during workover and underground workover operations				
№	Рабочая пошаговая последовательность Working sequencing	Время, ЧЧ:ММ:СС Time, HH:MM:SS	Примененные инструменты Tools used	Ключевые указания Key Instructions
1	Проверить исправность оборудования Make sure the equipment is in good working condition			 Запрещается проводить работы на неисправном оборудовании Do not work on faulty equipment!
2	По сигналу первого помощника бурильщик опускает крюкоблок с элеватором для захвата ТТ под муфтой At the signal of the first assistant, the driller lowers the hook block with the PP lifting bail for gripping the tubing under the coupling	00:00:10		 Без сигнала Первого помощника бурильщика работать запрещается! Do not proceed without a signal from the first assistant driller!
3	Первый помощник бурильщика, придерживая за ручку, подводит элеватор к телу ТТ и закрепляет его ниже муфты замком сверху, проверяет закрытие элеватора, дает знак бурильщику на подъем крюкоблока The first assistant driller, holding the handle, brings the lifting bail to the PP body and fixes it below the coupling with the lock upwards, checks the gripping of the lifting bail, gives a sign to the driller to lift the hook block	00:00:20		 Элеватор закрепляется замком сверху! The lifting bail is secured with the lock upwards!
4	Первый и Второй помощники бурильщика отходят на безопасное расстояние от колонны ТТ First and Second Assistant Drillers move to a safe distance from the tubing strings	00:00:05		 Безопасное расстояние не менее 1 м Safety distance of at least 1 m
5	Бурильщик открывает пневмоспайдер при помощи пульта. Плавно производит подъем колонны ТТ до выхода муфты следующей ТТ. После выхода муфты следующей ТТ затормаживает барабан грузовой лебедки, закрывает пневмоспайдер, устанавливает колонну ТТ на стол ротора и освобождает ведущую трубу от растягивающей нагрузки The driller opens the pneumatic spider using the remote control. Slowly lifts the tubing string until the coupling of the next tubing string is released. After the coupling of the next process pipe is released, the driller slows down the winch drum, closes the pneumatic spider, places the tubing string on the turntable and releases the kelly from the tensile load	00:01:00	Пневмоспайдер Pneumatic spider	 При подъеме следить за показанием индикатора веса. Отклонение веса КНБК от последнего показания не должно превышать 4 т When lifting, check the weight indicator. The deviation of the BHA weight from the last reading must not exceed 4 tonnes  Без индикатора веса работать запрещается! Do not work without the weight indicator!
6	Первый помощник бурильщика заводит гидроключ (далее – ГК) на трубу между соединениями муфт ТТ, закрывает дверцу ГК, на пониженной скорости производит расслабление резьбы, далее на повышенной скорости производит полное раскручивание ТТ The first assistant driller sets the hydraulic wrench (HW) onto the pipe between the coupling joints, closes the jaw door, loosens the thread at a reduced speed, and then at an increased speed unscrews the process pipe completely	00:00:17	Гидроключ Hydraulic wrench	
7	После раскручивания ТТ первый помощник бурильщика открывает дверцу ГК, выводит ГК в сторону от рабочей зоны ротора и фиксирует ГК специальным тросом, дает сигнал бурильщику на подъем ТТ After the PP is unscrewed, the first assistant driller opens the jaw door, moves the PP away from the turntable working zone and fixes the PP with a special cable, gives a signal to the driller to lift the PP	00:00:05		 Зафиксировать ГК! Secure the HW!
8	Бурильщик по сигналу плавно, без рывков поднимает ТТ до выхода резьбовой части из муфты At the signal, the driller smoothly, without pulling, lifts the PP until the threaded part comes out of the coupling	00:00:05		 Без сигнала Первого помощника бурильщика работать запрещается! Do not proceed without a signal from the first assistant driller!
9	Второй помощник бурильщика с помощью крюкового захвата устанавливает нижний конец ТТ в направляющий желоб и подает сигнал бурильщику на спуск крюкоблока At the signal, the driller smoothly, without pulling, lifts the PP until the threaded part comes out of the coupling	00:00:10	Крюковой захват Crampon	 Без сигнала Второго помощника бурильщика работать запрещается! Do not proceed without a signal from the second assistant driller!
10	Бурильщик плавно скатывает ТТ до полного укладывания ТТ в направляющий желоб The driller carefully rolls down the PP until it is fully seated in the runway	00:00:05		 Запрещается находится под ТТ в момент скатывания ТТ в направляющий желоб

								Do not stand under the PP when the PP is rolling down in the runway		
11	Второй помощник бурильщика снимает элеватор и с помощью крюкового захвата откатывает ТТ на стеллаж приемного мостка The second assistant driller removes the lift bail and rolls the PP to the catwalk with a crampon					00:00:08	Крюковой захват Crampon		Безопасное расстояние Третьего помощника бурильщика не менее 2 м Safety distance of the Third Assistant Driller at least 2 m	
12	Третий помощник бурильщика, используя крюковой захват, укладывает ТТ на стеллаже The third assistant driller, using the crampon, stacks the PP on the pipe rack						Крюковой захват Crampon		ТТ укладываются рядами вплотную друг к другу. Между рядами ложатся деревянные прокладки или штанги не менее трёх поперёк длины ТТ для предотвращения прогиба и соприкосания с ТТ предыдущего ряда. Высота штабелирования – не более 4-х рядов The PPs are laid in rows close to each other. Between the rows, wooden spacers or rods at least three across the length of the PPs shall be placed to prevent deflection and contact with the PPs of the previous row. The height of stacking is not more than 4 rows	
ИТОГО TOTAL						00:02:31		Условные обозначения ключевых указаний Symbols of key instructions		
СИЗ PPE										
	Защитные очки Goggles	Спец. обувь Safety shoes	Защитная одежда Safety clothing	Перчатки Gloves	Защитная каска Protective hat	Безопасность Safety	Контроль качества Quality Control	Критический пункт Critical point	Требуется навык Skills required	
Визуальная помощь / Visual assistance										
3  7  9  При возникновении аварийной ситуации, несчастном случае работник должен действовать согласно плану ликвидации возможных аварий ТОО «OSC» In the event of an emergency or accident, the employee shall act in accordance with the OSC LLP emergency response plan										

Таблица 2. Стандартная операционная карта
Table 2. Standard operating sheet

Основное предназначение СОК – обеспечение доступной информации по наиболее безопасному и рациональному порядку выполнения операций в необходимом объеме и надлежащем качестве.

Ключевые элементы СОК (табл. 2):

- безопасный и рациональный пошаговый порядок выполнения операций;
- информация о применении необходимых инструментов, приспособлений и средств индивидуальной защиты;
- информация о продолжительности выполняемых операций;
- иллюстрации наиболее важных моментов в операциях и контроле состояния НПО.

В качестве дополнительных опций на наиболее часто выполняемые операции разрабатываются инструктивные видеоролики с закадровыми комментариями и субтитрами.

Следующей задачей проекта является предоставление работникам удобного доступа к разработанным стандартам обслуживания оборудования. Для этого стандарты (чек-листы, СОК) должны быть интегрированы в ИС АВАИ, а доступ к стандартам обеспечен через специальные мобильные и веб-приложения «Цифровой помощник (ЦДНГ)».

Ниже представлено концептуальное описание функционального модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)», который решает и третью задачу – оперативный обмен достоверной информацией о состоянии НПО.

1. Функциональность ПО для мобильных устройств (смартфон, планшет) позволяет работнику ЦДНГ:

- получать всю информацию, необходимую для выполнения повседневных рабочих операций, включая параметры объектов обслуживания, необходимые инструкции и документы;
- передавать замеряемые на объектах параметры непосредственно в ИС;
- передавать информацию об отклонениях, выявленных в ходе обслуживания НПО, непосредственно в ИС.

2. Функциональность веб-версии ПО состоит из: панели администратора, дашборда

(Dashboard, панель управления) специалиста центральной инженерно-технической службы (далее – ЦИТС) и дашборда руководителя. Данный функционал позволяет руководству ЦДНГ и нефтегазодобывающему управлению (далее – НГДУ):

- отслеживать статус выполнения заданий по обслуживанию НПО;
- осуществлять мониторинг показателей деятельности подразделения;
- осуществлять контроль безопасности проведения работ по обслуживанию НПО.

Статус задачи изменяется автоматически при поступлении информации от исполнителей непосредственно в системе либо специалистом ЦИТС вручную. При нажатии на задание отображается карточка задания (рис. 4), которая содержит:

- уникальный идентификатор задания;
- наименование, тип и номер объекта обслуживания;

- наименование выявленного отклонения;
- комментарии и/или фото/видеоотчёты;
- информацию об инициаторе (пользователе, разместившем задачи в системе);
- статус выполнения задания;
- дату и время подачи заявки;
- потери нефти, накопленные на момент просмотра карточки с момента остановки оборудования;
- информация об исполнителе – подразделение или служба, отвечающее (-ая) за выполнение задания, – может быть определён автоматически, либо инициатором при размещении задачи в системе, либо специалистом ЦИТС (перечень исполнителей должен быть синхронизирован с используемым на предприятии ПО по организации технического обслуживания и ремонта оборудования);
- выполненные работы – заполняется исполнителем;
- поле для текстового комментария.



Рисунок 1. Рабочие панели ежедневного обслуживания НПО
Figure 1. Daily maintenance dashboards for oilfield equipment

- а) рисунок с последовательностью осмотра станка-качалки / figure showing the sequence of inspection of the of the pumping unit; б) графические данные измеряемых параметров / graphic data of measured parameters; в) карта маршрута / route map; г) список выполненных заданий / list of completed tasks

Панель администратора – инструмент для добавления новых и удаления старых справочников и редактирования контента модуля. Панель администратора (рис. 3) содержит следующие справочники:

- список пользователей;
- список групп;
- список чек-листов обслуживания НПО;
- список стандартных операционных карт;
- список маршрутов обходов;

- список средств индивидуальной защиты;
 - список инструментов и материалов.
- Каждый из справочников можно экспортировать в файлы pdf, Excel, Word. Также в системе имеется возможность контекстного поиска.

Дашборд специалиста ЦИТС – инструмент визуализации и управления процессом выполнения задач по обслуживанию НПО.



Рисунок 2. Панель администратора
Figure 2. Admin Dashboard



Рисунок 3. Дашборд специалиста ЦИТС
Figure 3. Dashboard of the CITS specialist

Дашборд специалиста ЦИТС (рис. 3) состоит из набора настраиваемых виджетов:

- выполнение заявок – визуализирует статус выполнения заявок на обслуживание оборудования, поступающих от рабочих при выявлении отклонений от нормального состояния в ежедневном обслуживании;
- потери нефти – визуализирует объём потерь нефти, возникающих вследствие простоя скважин и НПО в ожидании обслуживания;
- доска задач – визуализирует задачи в виде доски канбан с разбивкой на задачи в статусах: «ожидание», «выполняется», «выполнено». Доску задач возможно отображать общую или с разбивкой по направлениям обслуживания НПО (исполнителям).

Дашборд генерируется в зависимости от выбранной пользователем степени детализации: дочерняя и зависимая организация (далее – ДЗО) / производственное управление / НГДУ / групповая установка.

Дашборд руководителя – инструмент визуализации процесса выполнения сменного задания для начальников цехов и управлений. Состоит из набора настраиваемых виджетов (рис. 5):

- выполнение сменного задания – формируется на основании информации, поступающей от пользователей, использующих мобильное приложение;
- потери нефти – визуализирует объём потерь нефти, возникающих вследствие простоя скважин и НПО в ожидании обслуживания;

– уведомления – отображает события, возникающие в ходе использования пользователями мобильного приложения (выявленные отклонения, завершённые работы и пр.). Виджет должен иметь возможность фильтрации отображаемых событий;

– интерактивная карта – отображает объекты обслуживания и их состояние.

При наведении курсора на объект обслуживания отображаются его основные параметры.

Описанный функционал не является окончательным и будет изменяться и дополняться в ходе реализации проекта, подстраиваясь под нужды конечного пользователя.

Архитектура системы

Взаимодействие с пользователями модуля осуществляется посредством специального мобильного приложения для операционной системы Android, а также веб-приложения, использование которого возможно через интернет-браузер. Для оптимальной работы веб-приложения рекомендуется использовать браузер Google Chrome.

Хранение информации предполагается в модуле «База данных» ИС АВАИ – единого централизованного хранилища данных для добывающих активов на основе Big Data,

что обеспечивает необходимый уровень информационной безопасности.

Результаты и обсуждение

Основная задача модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» – облегчить труд работников ЦДНГ, его разработка и внедрение ведется в тесном сотрудничестве с потенциальными пользователями системы.

При разработке модуля необходимо учитывать: какая информация необходима в работе, где формируется эта информация, в каком виде она необходима конечному потребителю.

Проанализировав все информационные потоки, возникающие в ходе обслуживания НПО ЦДНГ, возможно будет их оптимизировать с помощью предлагаемого модуля.

Применение модуля «Цифровой помощник (ЦДНГ)» позволяет получить следующие выгоды, которые можно реализовывать и для других бизнес-процессов производства.

1. Повышение качества сбора оперативной информации. В настоящее время показания контрольно-измерительных приборов снимаются оператором, после чего, зачастую по памяти, заносятся в журнал оперативного учёта и передаются по телефону диспетчеру цеха, который, в свою очередь, заносит

The screenshot displays a mobile application interface with a task card for well №2500. The card is titled "Скважина №2500" and "Механическое повреждение ограждения станка-качалки." It includes a "Закрыть" button in the top right corner. Below the title, there are three icons: a microphone for "Комментарий", a camera for "Фотоотчет", and a video icon for "Видеоотчет". A table with task details is shown, followed by a "Комментарий" text input field and "OK" and "Отмена" buttons at the bottom.

Инициатор:	оператор по ДНГ Сарсенов Бердибек (ГУ-3)
Статус:	Выполнена
Подача заявки:	12.07.2021, 11:56
Выполнение заявки:	
Потери нефти:	1,8 т
Исполнитель:	ПРЦЭ и О
Выполненные работы:	

Рисунок 4. Карточка задания
Figure 4. Task card

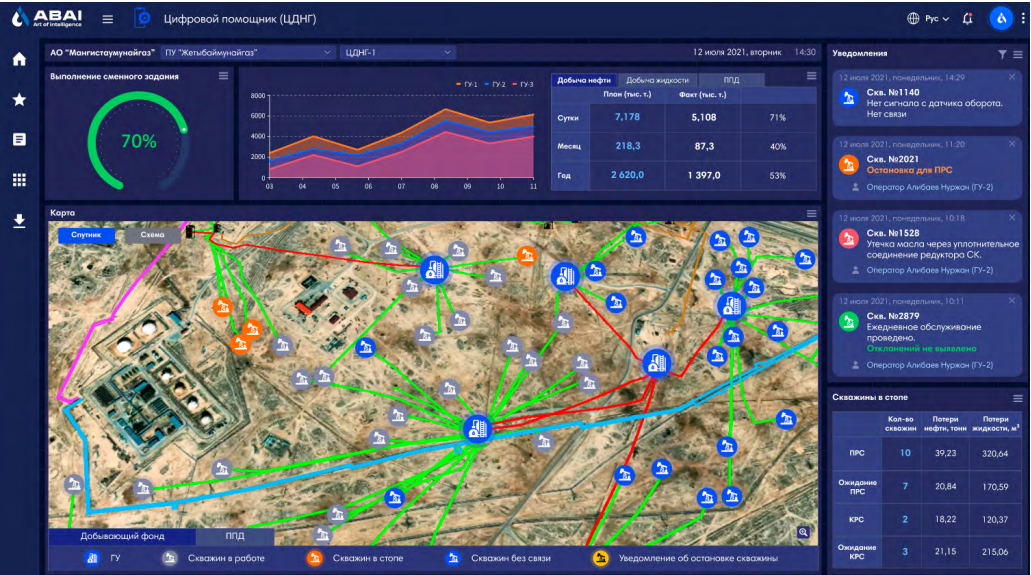


Рисунок 5. Дашборд руководителя
Figure 5. Manager's Dashboard



Рисунок 6. Основные параметры объекта обслуживания
Figure 6. Basic parameters of the object to be maintained

данные в журналы учёта и таблицы Excel, а также в базу данных. Аналогичным образом собирается информация о состоянии НПО. При этом высока вероятность ошибок при внесении информации из-за человеческого фактора.

Кроме того, в некоторых случаях для обмена производственной информацией между работниками применяется мессенджер WhatsApp,

что является негативным аспектом с точки зрения информационной безопасности компании.

При использовании модуля информация непосредственно от оператора ДНГ напрямую попадает в централизованную корпоративную базу данных. Причём, помимо показаний контрольно-измерительных приборов, появляется возможность передачи различных данных непосредственно с места выполнения опера-

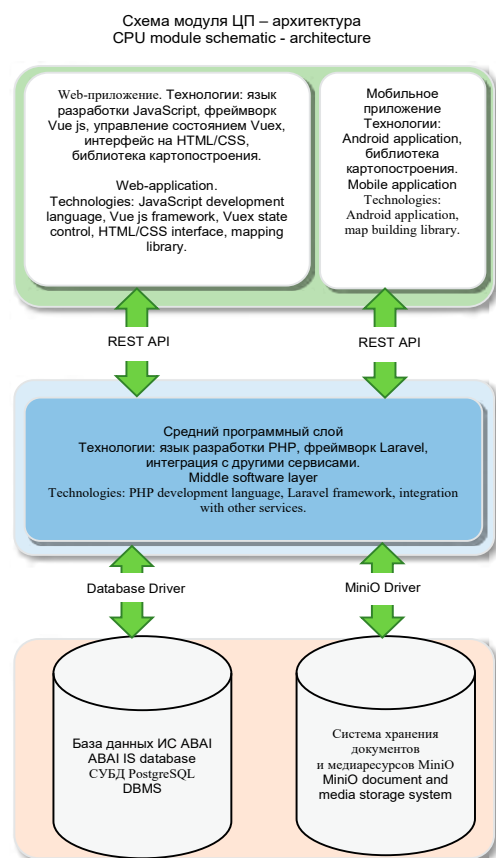


Рисунок 7. Принципиальная схема ИТ-архитектуры системы

Figure 7. Schematic diagram of the IT architecture of the system

ций, включая фотографии, аудио и видеозаписи, иллюстрирующие состояние НПО. Это позволяет сервисным бригадам более точно определять характер неисправностей и сократить время на их устранение.

2. Повышение производительности труда. У мастера и руководства ЦДНГ появляется инструмент для мониторинга работы операторов с целью анализа рабочего времени, выявления и устранения потерь (непроизводительных затрат рабочего времени, таких как, например, излишние перемещения и транспортировка, ожидания). Анализ получаемых при использовании модуля данных позволяет выявить передовиков производства, что является основанием для более подробного изучения их подхода к работе и тиражирования лучших практик.

Передача информации с нефтепромысла непосредственно в ИС позволит высвободить время диспетчеров и инженеров, принимающих информацию от операторов.

3. Обеспечение оптимального распределения нагрузки на персонал. В настоящее время отсутствуют нормы численности операторов ДНГ, вследствие чего регулярно встаёт вопрос о необходимой численности бригад по ДНГ. Помимо этого, возникает социальная напряжённость в коллективах по причине неравномерной загруженности и дефицита персонала.

Анализ загруженности работников по протяжённости обходов, трудоёмкости выполняемых работ, удельной плотности НПО позволяет обоснованно определять требуемую численность работников для каждой групповой установки с целью обеспечения равномерной загрузки работников.

4. Повышение удобства и обеспечение мобильности при выполнении работ. Модуль позволяет обеспечить возможность обучения на рабочем месте с помощью визуализированных стандартов и видеоинструкций – вся информация, необходимая для обеспечения безопасного и качественного выполнения работ, доступна работнику в любое время в любом месте.

Возможность оперативного доступа к информации об обслуживаемых объектах, такой как параметры объектов, инструкции по эксплуатации и обслуживанию оборудования, данные о проведенных ремонтах и пр., позволит работникам принимать обоснованные решения в кратчайшие сроки.

5. Повышение уровня безопасности труда. Кроме передачи производственных данных, в систему передается информация о самочувствии работника: пульс, артериальное давление, кислородная сатурация. Эти данные в совокупности с информацией о скорости перемещения позволяют оперативно реагировать на возникновение нештатной ситуации, связанной с риском для жизни и здоровья работника.

Также повышению уровня безопасности труда способствует повышение дисциплины в части применения средств индивидуальной защиты, а также обучение работников безопасным приемам труда посредством обучающих видеороликов и стандартных операционных карт.

Вышеуказанные выгоды позволяют повысить эффективность процесса обслуживания НПО ЦДНГ, что, соответственно, приводит к снижению затрат на добычу нефти и увеличению коэффициента эксплуатации оборудования. Качественные и количественные оценки эффективности внедрения системы могут быть получены после завершения разработки и проведения опытно-промышленной эксплуатации модуля.

В перспективе в рамках цифровой трансформации НГДУ предлагается данный проект тиражировать и на другие подразделения ДЗО АО НК «КазМунайГаз».

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: Осьминин С.А. – концепция работы, разработка модуля, техническое сопровождение специализированного программного обеспечения, написание статьи; Рахманкулова З.Н. – редактирование статьи, корректировка направления при проведении исследования, подбор текстовых изображений и рисунков; Исин К.А. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, написание 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: Sergey A. Osminin – concept of work, module development, technical support of specialized software, writing an article; Zauresh N. Rakhmankulova – editing the article, adjusting the direction of the study, selecting text images and drawings; Kairat A. Issin – collection and processing of materials, analysis of obtained data, writing of the article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. petroleumjournal.kz [интернет]. Цифровизация нефтегазовой отрасли Казахстана (пресс-релиз) [дата обращения 25.10.2023]. Доступ по ссылке: https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=press-more&owner_id=21&id=724&outlang=1.
2. Жданюк А.Б., Череповицын А.Е. Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями // Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции с международным участием. Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. Санкт-Петербург : Изд-во Политех. ун-та, 2017. С. 33–35.
3. forbes.kz [интернет]. Как «КазМунайГаз» совершает свою четвёртую промышленную революцию [дата обращения 25.10.2023]. Доступ по ссылке: https://forbes.kz/articles/kak_kmg_provodit_svoyu_chetvertuyu_promyshlennuyu_revolyutsiyu.
4. Федорова Е. Мобильный цех: с любой точки в режиме 24/7 // Управление производством. 2021. Доступ по ссылке: https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_production/mobilnyy-tsekh/. Дата обращения: 12.11.2023.
5. nangs.org [интернет]. Лукойл-Пермь до конца 2021 года внедрит приложение «Мобильный обходчик» во всех своих цехах [дата обращения 12.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://nangs.org/news/upstream/luкойl-permy-do-kontsa-2021-goda-vnedrit-prilozhenie-mobilnyy-obhodchik-vo-vseh-svoih-tsehah/>.
6. nangs.org [интернет]. Shell закупила Android-гарнитуры дополненной реальности и начинает использовать их в России [дата обращения 12.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://nangs.org/news/it/shell-zakupila-android-garnitury-dopolnennoy-realynosti-i-nachinaet-ispolzovat-ih-v-rossii>.
7. Роснефть. Нефть марки ЭКО. Годовой отчет – 2019. Доступ по ссылке: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2019.pdf.
8. alphasoftware.com [Internet]. How Mobile Apps Can Improve the Oil & Gas Industry [дата обращения 18.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://www.alphasoftware.com/how-mobile-apps-can-improve-the-oil-and-gas-industry/>.
9. alphasoftware.com [Internet]. 5 Reasons Why Mobile Apps Are the Oil and Gas Industry's Secret Weapon [дата обращения 18.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://www.alphasoftware.com/blog/5-reasons-why-mobile-apps-are-the-oil-and-gas-industrys-secret-weapon/>.

REFERENCES

1. petroleumjournal.kz [Internet]. *Tsifrovizatsiya neftegazovoy otraslii Kazakhstana (press-reliz) [cited 2023 Oct 25]. Available from: https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=press-more&owner_id=21&id=724&outlang=1.* (In Russ).
2. Zhdanyuk AB, Cherepovitsyn A.E. Otsenka vozmozhnosti primeneniya intellektual'nykh tekhnologiy neftegazovymi kompaniyami. SPbPU Science Week: materials of a scientific conference with international participation. Institute of Industrial Management, Economics and Trade. Part 1. St. Petersburg: Publishing House of the Polytechnic University; 2017. P. 33–35.
3. forbes.kz [Internet]. Kak «KazMunayGaz» sovershaet svoyu chetvyortuyu promyshlennuyu revolyutsiyu [cited 2023 Oct 25]. Available from: https://forbes.kz/articles/kak_kmg_provodit_svoyu_chetvertuyu_promyshlennuyu_revolyutsiyu. (In Russ).
4. Fedorova Y. Mobil'nyy tsekh: s lyuboy tochki v rezhime 24/7. Upravleniye proizvodstvom. 2021. Available from: https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_production/mobilnyy-tsekh/. Data obrashcheniya: 12.11.2023. (In Russ).

5. nangs.org [Internet]. Lukoil-Perm' do kontsa 2021 goda vnedrit prilozheniye «Mobil'nyy obkhodchik» vo vsekh svoikh tsekhah [cited 2023 Nov 12]. Available from: <https://nangs.org/news/upstream/lukoil-permy-do-kontsa-2021-goda-vnedrit-prilozhenie-mobilnyy-obkhodchik-vo-vseh-svoih-tsekhah>. (In Russ).
6. nangs.org [Internet]. Shell zakupila Android-garnitury dopolnennoy real'nosti i nachinaet ispol'zovat' ikh v Rossii [cited 2023 Nov 12]. Available from: <https://nangs.org/news/it/shell-zakupila-android-garnitury-dopolnennoy-realynosti-i-nachinaet-ispolzovat-ih-v-rossii>. (In Russ).
7. Rosneft. ECO grade oil. Annual Report 2019. Available from: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2019.pdf. (In Russ).
8. alphasoftware.com [Internet]. How Mobile Apps Can Improve the Oil & Gas Industry [cited 2023 Nov 18]. Available from: <https://www.alphasoftware.com/how-mobile-apps-can-improve-the-oil-and-gas-industry/>.
9. alphasoftware.com [Internet]. 5 Reasons Why Mobile Apps Are the Oil and Gas Industry's Secret Weapon [cited 2023 Nov 18]. Available from: <https://www.alphasoftware.com/blog/5-reasons-why-mobile-apps-are-the-oil-and-gas-industrys-secret-weapon/>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Осьминин Сергей Анатольевич

ORCID 0009-0005-0816-8945

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

***Рахманкулова Зауреш Нургалиевна**

ORCID 0009-0008-8326-9027

e-mail: z.rakhmankulova@kmge.kz.

Исин Кайрат Аментасевич

ORCID 0009-0009-0630-2900

e-mail: k.issin@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Sergey A. Osminin

ORCID 0009-0005-0816-8945

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

***Zauresh N. Rakhmankulova**

ORCID 0009-0008-8326-9027

e-mail: z.rakhmankulova@kmge.kz.

Kairat A. Issin

ORCID 0009-0009-0630-2900

e-mail: k.issin@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 334.75
CSCSTI 06.71.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>

Received: 12.03.2025.

Accepted: 18.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Review article

Opportunities and Challenges for Joint Ventures in the SHIVA World: Applicability to Kazakhstan

Assylbek M. Jakiyev¹, Kairzhan A. Abdykhalykov²

¹Association of Legal Entities “Oil and Gas Council of Kazakhstan “PetroCouncil”, Atyrau, Kazakhstan

²Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

The purpose of the article is to analyze the opportunities and challenges faced by Joint Ventures (JVs) in the context of the SHIVA world and to assess their relevance and applicability to Kazakhstan. The study aims to identify key factors for JV success in the context of modern global challenges and uncertainties.

The following research methods were used in the article: literature review – analysis of existing studies and theoretical models of JVs and the SHIVA concept; comparative analysis – study of global and regional JV practices to identify common patterns and differences; case study – analysis of successful JVs in various industries and their applicability to Kazakhstan. The study reveals that JVs offer significant strategic benefits, including access to novel technologies, resource optimization, and market expansion. Nevertheless, challenges such as cultural disparities, governance intricacies, and knowledge safeguarding persist as critical obstacles. An analysis of global JV instances, including Tesla's partnerships and collaborations in China's automotive industry, underscores the significance of trust, strategic coherence, and flexible governance structures. Furthermore, in the energy industry, particularly the oil and gas sector, JVs contribute significantly to risk-sharing, technological advancement, and regulatory conformity. The integration of AI and big data analytics into energy JVs enhances predictive maintenance, reservoir modeling, supply chain visibility, and contract administration. JVs continue to be a crucial strategy for promoting global business expansion, but their success hinges on meticulous planning, effective management, and the capacity to adapt to swiftly evolving market circumstances. Digital transformation, especially through the use of artificial intelligence (AI) and big data analytics, is revolutionizing JV operations by improving efficiency and mitigating risks. Future JV models must focus on strategic adaptability, sustainable governance mechanisms, and digital integration in order to remain competitive in the hyper-connected global economy. In particular, the energy sector is undergoing a transformation through digitalization and AI-powered solutions, enabling companies to navigate operational intricacies, enhance decision-making processes, and achieve long-term sustainability in their JVs.

Keywords: joint ventures; strategic partnerships; globalization; knowledge exchange; digital transformation; risk management; governance; innovation; emerging markets; oil and gas industry.

To cite this article:

Jakiyev AM, Abdykhalykov KA. Opportunities and Challenges for Joint Ventures in the SHIVA World: Applicability to Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):114–126.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>.

УДК 334.75
МРНТИ 06.71.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>

Получена: 12.03.2025.

Одобрена: 18.03.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Научный обзор

Возможности и проблемы для совместных предприятий в мире SHIVA: применимость к Казахстану

А.М. Джакиев¹, К.А. Абдыхалыков²

¹Нефтегазовый Совет Казахстана «PetroCouncil», г. Атырау, Казахстан

²Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Цель статьи – проанализировать возможности и проблемы, с которыми сталкиваются совместные предприятия в контексте мира SHIVA, а также оценить их актуальность и применимость в Казахстане. Целью исследования является выявление ключевых факторов успеха совместных предприятий в контексте современных глобальных вызовов и неопределенностей.

В статье использованы следующие методы исследования: обзор литературы – анализ существующих исследований и теоретических моделей совместных предприятий и концепции SHIVA; сравнительный анализ – изучение мировой и региональной практики создания совместных предприятий для выявления общих закономерностей и различий; практический пример – анализ успешных совместных предприятий в различных отраслях и их применимость в Казахстане. Исследование показывает, что совместные предприятия предлагают значительные стратегические преимущества, включая доступ к новым технологиям, оптимизацию ресурсов и расширение рынка. Тем не менее такие проблемы, как культурное неравенство, сложности управления и защита знаний, по-прежнему остаются серьезными препятствиями. Анализ примеров создания совместных предприятий по всему миру, включая партнерства и сотрудничество Tesla в автомобильной промышленности Китая, подчеркивает важность доверия, стратегической согласованности и гибких структур управления. Кроме того, в энергетической отрасли, особенно в нефтегазовом секторе, совместные предприятия вносят значительный вклад в распределение рисков, технологический прогресс и соблюдение нормативных требований. Интеграция искусственного интеллекта и аналитики больших данных в совместные энергетические предприятия улучшает прогнозное обслуживание, моделирование резервуаров, прозрачность цепочки поставок и администрирование контрактов. Совместные предприятия продолжают оставаться важнейшей стратегией содействия глобальному расширению бизнеса, но их успех зависит от тщательного планирования, эффективного управления и способности адаптироваться к быстро меняющимся рыночным обстоятельствам. Цифровая трансформация, особенно за счёт использования искусственного интеллекта и аналитики больших данных, кардинально меняет деятельность совместных предприятий, повышая эффективность и снижая риски. Чтобы оставаться конкурентоспособными в условиях гиперсвязанной глобальной экономики, будущие модели совместных предприятий должны быть ориентированы на стратегическую адаптивность, устойчивые механизмы управления и цифровую интеграцию. В частности, энергетический сектор претерпевает трансформацию посредством цифровизации и решений на базе искусственного интеллекта, что позволяет компаниям лучше разбираться в тонкостях операционной деятельности, совершенствовать процессы принятия решений и добиваться долгосрочной устойчивости своих совместных предприятий.

Ключевые слова: совместные предприятия, стратегическое партнерство, глобализация, обмен знаниями, цифровая трансформация, управление рисками, управление, инновации, развивающиеся рынки, нефтегазовая промышленность.

Как цитировать:

Джакиев А.М., Абдыхалыков К.А. Возможности и проблемы для совместных предприятий в мире SHIVA: применимость к Казахстану // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 114–126. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>.

ӨОЖ 334.75

FTAXP 06.71.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>

Қабылданды: 12.03.2025.

Мақұлданды: 18.03.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Ғылыми шолу

SHIVA әлеміндегі бірлескен кәсіпорындар үшін мүмкіндіктер мен проблемалар: Қазақстанға қолданылуы

А.М. Жакиев¹, К.А. Әбдіқалықов²

¹«PetroCouncil» Қазақстан мұнай және газ кеңесі, Атырау қаласы, Қазақстан

²Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Мақаланың мақсаты-бірлескен кәсіпорындардың SHIVA әлемі контекстінде кездесетін мүмкіндіктері мен проблемаларын талдау, сондай-ақ олардың Қазақстандағы өзектілігі мен қолданылуын бағалау. Зерттеудің мақсаты қазіргі жаһандық сын қатерлер мен белгісіздік жағдайында бірлескен кәсіпорындардың табысының негізгі факторларын анықтау болып табылады.

Мақалада зерттеудің келесі әдістері қолданылған: әдебиеттерге шолу – бірлескен кәсіпорындардың қолданыстағы зерттеулері мен теориялық модельдерін және SHIVA тұжырымдамасын талдау; салыстырмалы талдау – жалпы заңдылықтар мен айырмашылықтарды анықтау үшін бірлескен кәсіпорындар құрудың әлемдік және аймақтық тәжірибесін зерттеу; практикалық мысал-әртүрлі салалардағы табысты бірлескен кәсіпорындарды талдау және олардың Қазақстанда қолданылуы. Зерттеу көрсеткендей, бірлескен кәсіпорындар жаңа технологияларға қол жеткізуді, ресурстарды оңтайландыруды және нарықты кеңейтуді қоса алғанда, айтарлықтай стратегиялық артықшылықтарды ұсынады. Дегенмен, мәдени теңсіздік, басқару қиындықтары және білімді қорғау сияқты мәселелер әлі де үлкен кедергілер болып табылады. Tesla компаниясының Қытайдың автомобиль өнеркәсібіндегі серіктестігі мен ынтымақтастығын қоса алғанда, бүкіл әлем бойынша бірлескен кәсіпорындарды құру мысалдарын талдау сенімнің, стратегиялық үйлесімділіктің және икемді басқару құрылымдарының маңыздылығын көрсетеді. Сонымен қатар, энергетика саласында, әсіресе мұнай-газ секторында бірлескен кәсіпорындар тәуекелдерді бөлуге, технологиялық прогреске және нормативтік талаптарды сақтауға айтарлықтай үлес қосады.

Бірлескен энергетикалық кәсіпорындарға жасанды интеллект пен үлкен деректерді талдауды біріктіру болжамды қызмет көрсетуді, резервуарларды модельдеуді, жеткізу тізбегінің ашықтығын және келісімшартты басқаруды жақсартады. Бірлескен кәсіпорындар бизнестің жаһандық кеңеюіне ықпал етудің маңызды стратегиясы болып қала береді, бірақ олардың табысы мұқият жоспарлауға, тиімді басқаруға және тез өзгеретін нарықтық жағдайларға бейімделу қабілетіне байланысты. Цифрлық трансформация, әсіресе жасанды интеллект пен үлкен деректерді талдауды қолдану арқылы ол бірлескен кәсіпорындардың қызметін түбегейлі өзгертеді, тиімділікті арттырады және тәуекелдерді азайтады. Гипер байланысқан жаһандық экономика жағдайында бәсекеге қабілетті болып қалу үшін бірлескен кәсіпорындардың болашақ модельдері стратегиялық бейімделуге, тұрақты басқару механизмдеріне және цифрлық интеграцияға бағытталуы керек.

Атап айтқанда, энергетика секторы цифрландыру және жасанды интеллект негізіндегі шешімдер арқылы трансформациядан өтуде, бұл компанияларға операциялық қызметтің қыр-сырын жақсы түсінуге, шешім қабылдау процестерін жетілдіруге және бірлескен кәсіпорындарының ұзақ мерзімді тұрақтылығына қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: бірлескен кәсіпорындар, стратегиялық серіктестіктер, жаһандану, білім алмасу, цифрлық трансформация, тәуекелдерді басқару, басқару, инновация, дамушы нарықтар, мұнай-газ өнеркәсібі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жакиев А.М., Әбдіқалықов К.А. SHIVA әлеміндегі бірлескен кәсіпорындар үшін мүмкіндіктер мен проблемалар: Қазақстанға қолданылуы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 114–126 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108833>.

Introduction

The SHIVA world concept describes the transformational period that humanity is currently experiencing, characterized by the collapse of traditional systems and the emergence of a new world order. SHIVA, introduced by Mark Rozin [1], builds on previous concepts such as VUCA and BANI, which described the volatile, uncertain, complex and ambiguous nature of the world. The SHIVA model develops these ideas by defining the current reality as Split, Terrible, Incomprehensible, Merciless and Resurgent. This model reflects the fragmented and often harsh conditions of modern society, and also emphasizes the potential for renewal and future-oriented opportunities.

In this context, the SHIVA world presents both significant challenges of a profound nature and unique opportunities for JVs. The characteristic of "Splitting" refers to the disconnection of markets and societies, often requiring JVs to understand and maneuver accordingly in geopolitical and cultural specificities. "Terrible" reflects the harsh realities of economic crises, conflicts, and global instability, which require businesses to be resilient and adaptive. "Inconceivable" and "Vicious" illustrate the unpredictability and intensity of challenges, pushing JVs to innovate and rethink traditional strategies. Finally, "Arising" reflects the potential for new beginnings, providing JVs with opportunities to pioneer transformative initiatives and reimagine success in a fragmented world.

For Kazakhstan, which occupies a strategic geographic location and is investing heavily in promoting economic growth and innovation, the SHIVA framework is particularly relevant. As the country seeks to attract foreign investment and expand and strengthen its position in global markets, JVs must address the specific challenges of SHIVA while taking advantage of the opportunities it presents. This is especially important for sectors such as energy, infrastructure, and technology, where Kazakhstan seeks to balance traditional industries with aspirations for modernization and sustainability. Today's global business environment is characterized by increasing complexity and interconnectedness due to globalization [2]. National boundaries are becoming less meaningful as businesses operate "across borders," requiring managers to adopt a global perspective [2, 3]. Information and communication technologies play a critical role in facilitating global business interactions [2]. The business environment is influenced by various factors, including economic systems, cultural diversity, political forces, and legal frameworks [3]. Companies must adapt to changing market conditions and competition on a global scale [4]. In addition to these complexities, the SHIVA (Split, Horrible, Inconceivable, Vicious, and Arising) world has become a defining paradigm for understanding the current state of global trends and business. This concept emphasizes the fragmented and volatile nature of today's

world, characterized by geopolitical divisions, economic instability, and unpredictable challenges. At the same time, the "emerging" aspect of SHIVA highlights the potential for renewal and innovation, pushing companies to rethink traditional approaches and adopt adaptive strategies [1]. In this dynamic environment, companies must prioritize flexibility, quick decision-making, and resilience to navigate the profound upheavals of the SHIVA world.

Successful global business requires effective management, leadership, and the ability to implement new strategies for long-term sustainability [5]. To thrive in this environment, organizations need to continually gather and analyze information on global trends, evaluate business parameters, and develop innovative approaches to remain competitive in the international marketplace [4, 5]. Understanding the implications of the SHIVA world can be a critical factor for businesses seeking to develop resilient and adaptable strategies in the face of global uncertainty and opportunities. Understanding and adapting to the dynamics of the SHIVA world can help businesses in Kazakhstan and around the world overcome uncertainty, seize new opportunities, and build sustainable partnerships for the future.

Purpose of the article

The purpose of this article is to analyze the opportunities and challenges that JVs face in the context of the SHIVA world and assess their relevance and applicability to Kazakhstan. The author hopes that after reading this article, readers will have a broader understanding of how JVs can navigate the complexities of the SHIVA world, creating pathways for sustainable growth and collaboration, especially in emerging markets such as Kazakhstan.

Materials and Methods

Literature review: an analysis of existing research and theoretical frameworks on JVs and the SHIVA world.

Comparative analysis: a comparison of global and regional JV practices to identify common patterns and differences.

Case studies of contemporary JVs.

Results

The analysis of opportunities and challenges for JVs in the context of the SHIVA world revealed key trends and patterns that can be applied to Kazakhstan. The main findings of the study are presented below.

1. Adaptation to the SHIVA world.

The SHIVA model proposed by Rozin provides a unique framework for analyzing contemporary challenges and opportunities. In a "fragmented" world characterized by geopolitical instability and market fragmentation, JVs face the need for flexibility and adaptability. Kazakhstan, with its strategic

geographic location and rich natural resources, can use JVs to diversify its economy and reduce dependence on raw material exports. In particular, the energy, infrastructure and technology sectors represent significant potential for creating sustainable partnerships.

2. The Role of JVs in Innovation.

JVs have proven their effectiveness as a tool for technology transfer and innovation, especially in developing countries. Research shows that JVs facilitate knowledge transfer between local and global companies, which is especially important for Kazakhstan, which is striving for economic modernization. However, the success of such partnerships depends on the degree of involvement of intermediate management and the effectiveness of the HR strategy. In addition, micro-geographical proximity within clusters plays a key role in the exchange of knowledge and technology.

3. Benefits of hyperconnectivity.

In the context of globalization, JVs are becoming an important tool for integrating markets and overcoming geographical and cultural barriers. Kazakhstan, as a country with an emerging economy, can use JVs to strengthen its position in the international arena. Examples of successful JVs, such as Tesla's partnerships with Daimler and Panasonic, demonstrate how companies can use external resources for strategic growth. These cases emphasize the importance of strategic management and mutual trust between partners.

4. Challenges and Risks.

Despite significant opportunities, JVs face a number of challenges, including political instability, economic volatility, and cultural differences between partners. For Kazakhstan, where the legal framework has not always kept pace with rapid changes in the global arena, these risks are particularly relevant. Successful management of JVs requires the development of comprehensive risk management strategies, including diversification of project portfolios and thorough due diligence.

5. Conflicts of Interest.

Conflicts between partners caused by power imbalances and differences in interests are one of the main problems of JVs. To resolve them, it is recommended to use cooperative strategies that promote trust and long-term cooperation [36]. In Kazakhstan, where cultural and institutional differences can exacerbate conflicts, it is important to develop clear contractual mechanisms and arbitration procedures.

6. Potential for Green Energy.

Kazakhstan has significant potential for developing green energy, which is in line with the global ESG agenda. JVs with international partners can help introduce new technologies in solar, wind and hydropower, which will lead to the creation of a sustainable energy infrastructure and a reduction

in carbon emissions. This will also contribute to the diversification of the economy and strengthen Kazakhstan's position on the global stage.

7. Digitalization and Human Resources.

Despite efforts within the Digital Kazakhstan program, many companies face difficulties in implementing digital technologies. Developing human resources and investing in training specialists are key factors for the successful implementation of innovative projects and the creation of competitive JVs.

8. JVs in the Energy Sector.

Joint ventures in the oil and gas industry play a significant role in sharing risks, accessing technology, complying with regulations, and expanding markets. In the context of Kazakhstan, JVs drive foreign investment in projects such as Tengiz, Kashagan, and Karachaganak, albeit facing regulatory and environmental challenges. However, the shift towards green energy is shaping new strategies for these ventures.

9. Digital Transformation in JVs.

Artificial intelligence (AI) and digitalization are enhancing efficiency through predictive maintenance, AI-driven reservoir modeling, blockchain-secured supply chains, and automated contracts. The Digital Kazakhstan initiative in Kazakhstan supports these innovations to promote sustainability and cost-efficiency.

The results of the study show that JVs can be an important tool for Kazakhstan to adapt to the SHIVA world. However, to successfully implement such partnerships, it is necessary to consider both opportunities and challenges, including political risks, cultural differences and the need for digitalization. Developing strategies to build trust between partners, manage risks and introduce innovation will enable Kazakhstan to use JVs to achieve sustainable growth and integration into the global economy.

Discussion

The Role of JVs

International JVs (IJVs) and strategic alliances are common strategies for entering global markets, offering benefits such as risk mitigation and knowledge acquisition [6, 7]. In the era of globalization, when companies are forced to respond quickly to market fluctuations and technological innovations, the importance of such partnerships is increasing. However, there may be challenges to success, including a high failure rate due to changing organizational compatibility [8]. Structure and cultural differences between partners can be a serious barrier to effective collaboration and the implementation of joint goals. Successful IJVs require sustainable comparative advantages between partners [8] and effective coordination to manage complexity [9]. It is necessary for partners not only to share resources and information, but

also to define specific joint working procedures and control mechanisms. Strategic learning is critical to the competitiveness of JVs, including alternative learning through the acquisition of know-how and creative learning through experimentation [10]. This learning enables partners to quickly adapt to change and apply innovations to achieve sustainable growth. The difference in returns between partners may be due to resource allocation and private benefits, with the partner with less valuable resources potentially earning higher returns due to the greater potential for private benefits. This phenomenon highlights the importance of optimizing resource allocation and bargaining power to create fair and beneficial conditions for both parties. Bargaining power, absorptive capacity, and JV capabilities influence the extraction and protection of private benefits in these partnerships [11].

Joint Venture Opportunities in the SHIVA World

Joint ventures are a key tool for facilitating innovation and technology transfer, especially in emerging economies. They act as bridges, facilitating the transfer of knowledge between local and global companies [12]. This collaboration helps local enterprises adapt to international norms and stimulates the development of innovative technologies. A local organization's innovation activities are more effective if its partners are not closely connected, and less effective if there are too many connections or excessive concentration of resources on managing the partner network [13]. This points to the need to maintain a harmonious balance in partnerships and effectively manage resources in the network, which will avoid overloads and minimize potential risks. At the same time, research JVs (RJVs) face such problems as delays and difficulties in commercialization and competition in the markets [14]. Successful commercial use of RJV developments requires partners not only to provide innovative solutions, but also to have effective business processes. The success of a JV in knowledge transfer is determined by the degree of involvement of intermediate management and the effectiveness of the HR strategy [15]. Intermediate management plays a key role in creating and supporting an innovative culture within the partnership. In addition, micro-geographical proximity within clusters is important for concluding venture capital deals and agreements on the transfer of intellectual property [16]. This type of proximity contributes to better information exchange and rapid response to changes. JVs make a significant contribution to sustainable development in international markets [17]. Their role in strengthening the sustainability of the economy and the environment in the long term is undeniable. In addition, corporate venture capital investments can complement other ways of finding technologies to increase innovation efficiency [18]. This tool

allows companies to develop new technologies and seek out innovative solutions in the context of global changes.

Cases of Successful JVs Around the World

Joint ventures and strategic alliances have proven successful in various industries, especially in the automotive sector. Tesla's partnerships with Daimler, Toyota, and Panasonic demonstrate how companies can leverage external resources and knowledge for strategic growth [19, 20]. These partnerships have been key to Tesla's successful adaptation to rapidly changing market realities, allowing the company to take a leading position in the electric vehicle space, stimulating innovation in the automotive industry. Such collaborations have helped Tesla overcome entry barriers into the established automotive industry, leading to its success as a pioneer in the electric vehicle space [21, 22]. This confirms that JVs can make a significant contribution to accelerating innovation and minimizing risks when entering new market spaces. JVs can act as a tool for technology transfer and learning, as illustrated by the example of the Chinese automotive industry and Hero MotoCorp's cooperation with Honda [23, 24]. These partnerships play a key role in stimulating technological progress and developing local markets, especially in emerging economies. However, the success of a JV depends on a number of factors, including strategic management, mutual trust, and the development of technological capabilities [24]. Establishing trust between partners and the ability to effectively coordinate joint projects are key ingredients for achieving long-term prosperity. In the service sector, international JVs such as Starbucks Korea have demonstrated that developing competitive strategies is critical to success in global markets [25]. A strategy focused on the specific needs of local markets has enabled these companies to compete successfully in the international arena and adapt their products to diverse cultural contexts.

Leveraging hyperconnectivity: benefits of JVs in integrating global markets

JVs are a common strategy for business growth and internationalization, providing firms with an efficient way to navigate the complexities of global markets. In an era characterized by increased hyperconnectivity, JVs serve as powerful tools for integrating global markets by facilitating collaboration across borders and allowing firms to leverage new networks, resources, and capabilities. Through these partnerships, companies can share information and best practices, creating value for parent firms by leveraging the diversity and expertise of their global partners. However, while the benefits of heterogeneity in market orientation in such arrangements can be significant, they can also be

nuanced and context-specific, requiring careful alignment of objectives to maximize synergies [26]. Announcements of JVs often signal the growth opportunities and resource quality of the collaborating firms, giving investors confidence in the potential for sustainable competitive advantage. These signals, which go beyond traditional expectations of synergy, highlight the strategic role of JVs in connecting firms to larger ecosystems and facilitating their participation in the global economy [27]. As global markets become increasingly interconnected, the ability of JVs to bridge geographic and cultural gaps is enhanced, allowing firms to expand their presence and integrate into critical international networks. The configuration of governance structures, competitive strategies, and firm size in JVs further influence their effectiveness, highlighting the importance of designing partnerships that adapt to the demands of hyper-connected global environments [28].

For multinational enterprises engaging in international JVs, the balance between knowledge transfer and protection is becoming increasingly important as the complexity of global operations increases. The hyper-connectedness of today's markets creates both opportunities for rapid knowledge dissemination and risks associated with intellectual property disclosure. Firms must navigate external factors such as competitive pressures and internal dynamics, including corporate culture and resource alignment, to ensure that knowledge flows facilitate innovation while preserving ownership advantages [29]. Furthermore, JVs can play a critical role in helping firms overcome internal biases in innovation, particularly in high-tech industries. By adopting external knowledge acquisition strategies, firms can use the enhanced connectivity provided by JVs to influence the nature and extent of product innovation, ensuring that they remain competitive in a rapidly changing global landscape [30].

With their ability to integrate global markets, facilitate collaboration, and enhance innovation, JVs have become indispensable for firms seeking to succeed in an increasingly hyper-connected world. By aligning strategic objectives and carefully managing the complexities of international collaboration, JVs enable firms to harness the full potential of global integration and create sustainable value for all stakeholders

Challenges for JVs in a SHIVA World

International JVs (IJVs), such as those in the construction industry, face numerous challenges and risks, especially in developing countries. Political instability, economic fluctuations, and exchange rate volatility are among the most critical risks [31, 32]. These factors not only affect the financial performance of projects but also complicate long-term planning and resource

allocation. Other important factors include inter-organizational differences, lack of experience, and management difficulties [33]. These problems can lead to delays, cost overruns, and reduced project quality, further complicating collaboration between partners.

The formation of SMEs is influenced by host country political institutions, and good governance attracts more mergers and acquisitions [34]. Transparent regulatory frameworks and a stable political environment can facilitate smoother operations and better alignment among stakeholders. Conversely, unstable political institutions can create uncertainty, which can lead to a higher cost of risk capital and cautious investment behavior among international companies.

To cope with uncertainty, companies should develop strategic flexibility and a focus on market entrepreneurship [35]. This implies taking proactive approaches to risk management, such as diversifying project portfolios and conducting thorough due diligence before entering into JV commitments. While SMEs with foreign governments show positive short-term returns, long-term results may be negative due to factors such as political instability, corruption risks, level of democratization, etc. [36]. These challenges highlight the importance of establishing robust contractual agreements and clear governance structures within a JV.

Successful SME management requires understanding and sharing risks between partners [31, 37]. Developing comprehensive decision-making frameworks and scenario analyses can help firms navigate the complexities of SME formation in emerging markets [38]. Furthermore, promoting strong communication and trust between partners can mitigate conflicts and create a foundation for long-term cooperation and mutual benefit

Challenges of JVs' adaptation to rapidly changing market conditions

Joint ventures face a number of significant challenges in their operations related to the need to adapt to dynamic changes in market conditions. Key challenges include difficulties with commercialization, loss of intellectual property, and rivalry in the market for goods and services. These challenges can slow down the growth of the venture and reduce its ability to compete in an unstable market. Strategic flexibility, which includes strategic responsiveness, unity of management, and resource mobility, is a key factor in achieving success in JVs [39]. Flexibility allows partners to effectively respond to changes in the external environment, as well as quickly adapt business models and processes. Learning and customer focus have a beneficial effect on the innovativeness of JVs, especially when they work closely with parent companies [40]. This approach not only improves the product but also increases customer satisfaction, which contributes

to the long-term success of the partnership. Collaboration between partners can improve the performance of JVs in certain environments, such as high foreign ownership and technological turbulence [41]. In such environments, partners can share risks and resources, which allows them to adapt to changes and overcome difficulties faster. To successfully overcome market challenges, companies must actively develop their dynamic capabilities aimed at identifying, exploiting, and transforming opportunities [42]. Developing these capabilities helps companies predict and respond to market changes, ensuring their competitiveness. Scenario research and expert assessments within the Delphi method can help develop strategic decisions for JVs in markets with high uncertainty [38]. These tools help predict possible changes in the market environment and develop strategies that will help partners remain successful. Co-ownership can act as a catalyst for both anticipated investment and subsequent adaptation in conditions of high uncertainty [43]. In conditions where uncertainty is high, co-ownership of assets can be a powerful tool for spreading risks and ensuring stability in the long term

Conflicts of Interest between Partners

Joint ventures often face conflicts caused by power imbalances, differences in interests, and cultural differences between partners. Such conflicts can negatively impact value creation and reduce productivity [44, 45]. At the same time, successful conflict resolution not only stabilizes the relationships between partners, but also contributes to the creation of additional value, which is especially important in a globalized market. Partners can use various strategies to manage conflicts, among which cooperative approaches are considered more effective than competitive ones [46]. Cooperative strategies promote long-term partnerships and strengthen trust, while competitive methods can lead to the destruction of relationships and a decrease in shared value. Contractual provisions and arbitration mechanisms help prevent and resolve disputes, especially in cases of institutional differences between partners [47, 48]. These tools create a clear framework for resolving disagreements and prevent protracted conflicts. The distribution of voting rights and representation on the board of directors also plays an important role in monitoring and improving the performance of JVs [49, 50]. Equal participation in decision-making helps balance the interests of the parties and ensures that strategic decisions take into account the needs of both partners. Cooperation and compromise tactics are recommended for informal conflict resolution, while alternative dispute resolution and litigation are formal methods [51]. It is important for partners to understand that compromise and cooperation often lead to more sustainable results than confrontation. In general, effective

conflict management in JVs requires an integrated approach that includes contractual, relational, and institutional factors to promote cooperation and improve performance. Such an approach helps minimize risks and maximize the potential of JVs.

The current global situation has a significant impact on competition within JVs, pushing their participants to adapt and innovate. Economic downturn, increased protectionist sentiment, and geopolitical challenges contribute to the creation of demands for strategic change. For example, the transition to more sustainable management practices and diversification of the partner network are becoming necessary components of a strategy for survival in a period of global turbulence. This is confirmed by studies that emphasize the need for innovative approaches and flexibility in management. In addition, the rapid development of technologies and the accelerating pace of digitalization are increasing competitive sentiments within JVs, contributing to dependence on data and know-how. The use of new digital platforms improves interaction between partners, thus allowing them to adapt to changes in the markets faster and more efficiently. At the same time, the risk of conflicts due to issues of intellectual property and data protection is growing, requiring the establishment of clear agreements and clearly structured cooperation models. Thus, innovation and effective knowledge management are becoming key factors for success in the modern world.

The Role of JVs in the Energy Sector

The energy industry, particularly the oil and gas sector, is a highly capital-intensive and risky industry. In today's rapidly changing world characterized by geopolitical uncertainties, economic volatility, and technological advancements, JVs have become an essential tool for ensuring sustainable growth and resilience in this sector.

Joint ventures in the energy industry offer several strategic advantages, such as:

- Risk-sharing arrangements that allow companies to mitigate their financial exposure in high-risk projects;
- Access to new technologies, especially in areas like offshore drilling, enhanced oil recovery, and carbon capture and storage;
- Compliance with regulatory requirements and local content regulations, which helps international companies navigate the complex legal landscape;
- Market expansion opportunities, allowing companies to enter new markets and leverage local expertise.

For Kazakhstan, JVs have played a crucial role in attracting foreign investment, particularly in the context of the Tengiz, Kashagan, and Karachaganak projects. Nevertheless, challenges such as regulatory uncertainty, fluctuating

fiscal policies, and environmental considerations necessitate the development of adaptive JV models. The shift towards green energy is also influencing the future direction of JVs, forcing companies to strike a balance between traditional fossil fuel investments and renewable energy initiatives.

Digitalization and Artificial Intelligence-Driven Transformation in Oil and Gas JVs

The oil and gas industry is undergoing a digital transformation, driven by the adoption of artificial intelligence and other technologies. This transformation is enabling significant improvements in efficiency, productivity, and operational excellence. The use of AI, big data analytics, and blockchain technologies in oil and gas JVs is leading to numerous benefits, including:

1. Predictive maintenance: AI-powered systems can help minimize downtime and prevent operational disruptions by predicting equipment failures and scheduling maintenance activities proactively.
2. Enhanced reservoir modeling: AI algorithms can optimize extraction techniques by creating more accurate models of reservoirs, leading to improved production rates and reduced costs.
3. Supply chain transparency: Blockchain technology can provide a transparent and secure record of transactions, reducing the risk of fraud and ensuring supply chain integrity.
4. Automated contract management: AI tools can automate contract review and approval processes, improving governance and compliance in JVs.

The Digital Kazakhstan initiative is aligned with these transformations by promoting the adoption of digital twin technology, AI-powered drilling optimization, and advanced pipeline monitoring systems. Partnerships focused on digital innovation will provide a competitive advantage, ensuring sustainability, cost savings, and regulatory adherence in a rapidly evolving energy environment.

Conclusions

Joint ventures are becoming an increasingly important part of international business strategies, providing companies with a means to expand into new markets, share risks, and benefit from each other's complementary expertise. In today's rapidly changing global environment, JVs enable firms to navigate complex regulatory landscapes, utilize local knowledge, and access critical resources. However, the success of these JVs depends on several factors, such as strategic alignment, effective governance structures, and flexibility in adapting to technological advancements.

The SHIVA environment presents unique challenges that require agility and resilience from JV partners. Market fluctuations, geopolitical uncertainties, and rapid technological developments necessitate firms involved in JVs to implement flexible business strategies that can promptly respond to external influences. Strategic foresight and the capacity to foster long-term trust among partners are

essential components in determining the viability of JVs. Organizations that fail to adapt to such dynamic circumstances risk falling behind in a highly competitive global market.

One of the main conclusions from this analysis is the increasing significance of digital transformation for JVs, particularly in capital-intensive sectors such as energy and technology. Through the integration of artificial intelligence (AI), blockchain, and big data analytics, JVs have been able to enhance operational efficiency, decrease costs, and enhance decision-making processes.

In the oil and gas industry, for instance, predictive maintenance techniques and AI-driven reservoir modeling have transformed traditional approaches to risk management and resource optimization. This highlights the need for companies to continuously invest in digital infrastructure in order to remain competitive in today's hyperconnected economic landscape.

Furthermore, governance mechanisms and dispute resolution strategies play a crucial role in the success of JVs. Disputes related to intellectual property rights, control structures, and profit sharing have historically led to the failure of many JVs. Establishing clear contractual arrangements, defining transparent operating procedures, and promoting open communication between partners are essential in preventing potential conflicts.

A well-structured JV prioritizes both flexibility and stability, enabling partners to collaborate effectively while protecting their strategic interests.

The role of JVs in sustainable development is becoming increasingly significant. With companies facing increasing pressure to comply with environmental, social, and governance (ESG) standards, JVs represent a platform for businesses to collaborate and pool resources in pursuit of innovative and sustainable solutions.

In particular, JVs in the energy sector focused on renewable energy sources, carbon capture technologies, and climate-friendly infrastructure development are playing a crucial role in driving global sustainability efforts. Governments and regulatory bodies are imposing stricter environmental regulations, and firms that incorporate sustainability considerations into their JV strategies are better positioned for long-term success in this evolving landscape.

Looking ahead, the future of JVs will be influenced by several significant trends. The continued growth of digital ecosystems, the emergence of cross-industry partnerships, and the increased significance of knowledge transfer mechanisms will shape the way companies engage in international collaboration. Companies that adopt digital transformation, foster strategic flexibility, and prioritize building trust within their partnerships will be best positioned to benefit from the opportunities presented by JVs. Conversely, companies that fail to adapt to changing global dynamics run the risk of inefficient operations, financial losses, and ultimately, dissolution.

Ultimately, JVs continue to be one of the most efficient methods for promoting innovation, accelerating market entry, and improving business resilience. Nevertheless, success is not assured – it requires careful planning, robust leadership, and unwavering dedication to strategic alignment.

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: Assylbek M. Jakiyev – primarily responsible for information collection and data analysis; Kairzhan A. Abydkhalykov – focused on reviewing and approving the final material.

In the context of an increasingly interconnected and uncertain world, companies should view JVs not merely as a means for business expansion, but also as an opportunity to generate long-term and sustainable value within the global economy.

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: Джакиев А.М. – сбор и анализ данных; Абдыхалыков К.А. – проверка и согласование итогового материала.

REFERENCES

- ecopsy.ru [Internet]. SHIVA-mir. Ecopsy. [cited 2025 Feb 4]. Available from: <https://www.ecopsy.ru/insights/shivamir>.
- Kalitanyi V. *Global business environment*. In: Atiku SO, editor. *Contemporary Multicultural Orientations and Practices for Global Leadership*. 2019;1–24.
- Morrison J. *The international business environment: diversity and the global economy*. London: Palgrave Macmillan; 2002.
- Lytvynenko A, Lytvynenko O. Directions of functioning of international business in the globalized environment. *Internauka. Series: Economic Sciences*. 2022;1:142–147. doi: [10.25313/2520-2294-2022-1-7871](https://doi.org/10.25313/2520-2294-2022-1-7871).
- Popadić D, Živanović N, Živanović V. Characteristics of modern business of industrial companies on a global level. *Ekonomika i Upravljenje: Problemy, Resheniya*. 2022;IV:75–80. doi: [10.36871/ek.up.p.r.2022.05.04.010](https://doi.org/10.36871/ek.up.p.r.2022.05.04.010).
- Khan Z, Lew YK, Sinkovics RR. International JVs as boundary spanners: Technological knowledge transfer in an emerging economy. *Glob Strateg J*. 2015;5:48–68. doi: [10.1002/gsj.1089](https://doi.org/10.1002/gsj.1089).
- Sun SL, Lee RP. Enhancing innovation through international JV portfolios: From the emerging firm perspective. *J Int Mark*. 2013;21(3):1–23. doi: [http://dx.doi.org/10.2307/23488033](https://doi.org/10.2307/23488033).
- Benavides-Espinosa MD, Roig-Dobón S. The role of entrepreneurs in transferring knowledge through human resource management and JV. *Int J Manpow*. 2011;32(2):117–131. doi: [10.1108/01437721111121260](https://doi.org/10.1108/01437721111121260).
- Ferretti M, Guerini M, Panetti E, Parmentola A. The partner next door? The effect of micro-geographical proximity on intra-cluster inter-organizational relationships. *Technovation*. 2021;110:102365. doi: [10.1016/j.technovation.2021.102390](https://doi.org/10.1016/j.technovation.2021.102390).
- Hoang H, Rothaermel FT. How to manage alliances strategically. *MIT Sloan Manag Rev*. 2016;58(1):69–76.
- Cheong T, Song SH, Hu C. Strategic alliance with competitors in the electric vehicle market: Tesla Motor's case. *Math Probl Eng*. 2016;2016:1–10. doi: [10.1155/2016/7210767](https://doi.org/10.1155/2016/7210767).
- Husain Z. Successful collaboration leads to effective technology transfer at Hero MotoCorp, Ltd. *Glob Bus Organ Excell*. 2020;39(1):17–28. doi: [10.1002/joe.21991](https://doi.org/10.1002/joe.21991).
- Jancenelle VE, Wei S, Ang T. Market orientation heterogeneity and new JV formation announcements: Creating value for parent firms. *J Strategy Manag*. 2020;13(2):109–130. doi: [10.1108/JSMA-11-2019-0196](https://doi.org/10.1108/JSMA-11-2019-0196).
- Kumar S, Park J. Partner characteristics, information asymmetry, and the signaling effects of JVs. *Manag Decis Econ*. 2012;33(2):127–145.
- Dunlap DR, McDonough EF, Mudambi R, Swift T. Making up is hard to do: Knowledge acquisition strategies and the nature of new product innovation. *J Prod Innov Manag*. 2016;33(4):472–491. doi: [10.1111/jpim.12298](https://doi.org/10.1111/jpim.12298).
- Tetteh MO, Chan AP, Darko A, Nani G. Factors affecting international construction JVs: A systematic literature review. *Int J Constr Manag*. 2020;23(1):98–113. doi: [10.1080/15623599.2020.1850203](https://doi.org/10.1080/15623599.2020.1850203).
- Lee H, Biglaier G, Staats JL. The effects of political risk on different entry modes of foreign direct investment. *Int Interact*. 2014;40(5):683–710. doi: [10.1080/03050629.2014.899225](https://doi.org/10.1080/03050629.2014.899225).
- Cherbib J, Bahri F, Berraies S, Chebbi H. Towards the co-evolution of multinationals' and local firms' global strategies in an uncertain environment: Insights from international JVs. *J Int Manag*. 2023;29(2):101480. doi: [10.1016/j.intman.2023.101089](https://doi.org/10.1016/j.intman.2023.101089).
- Glabosky M, Gleason K, Wiggenhorn J. Joint ventures between US MNCs and foreign governments. *Int J Manag Finance*. 2011;7(3):238–258. doi: [10.1108/17439131111144450](https://doi.org/10.1108/17439131111144450).

20. Ikuabe MO, Aigbavboa CO, et al. Risks of JV formation in the South African construction industry. *Int J Constr Manag.* 2022;23(14):2391–2399. doi: [10.1080/15623599.2022.2059913](https://doi.org/10.1080/15623599.2022.2059913).
21. Winkler J, Moser R. Coping with strategic uncertainty: Framework development and scenario derivation for a JV decision in the Russian truck industry. *Foresight.* 2016;18(4):357–378. doi: [10.1108/FS-01-2016-0002](https://doi.org/10.1108/FS-01-2016-0002).
22. Muñoz de Prat J, Escrivá-Beltrán M, Gómez-Calvet R. Joint ventures and sustainable development: A bibliometric analysis. *Sustainability.* 2020;12(23):2935. doi: [10.3390/su122310176](https://doi.org/10.3390/su122310176).
23. Haeruddin MIM, Farhansyah A, Haeruddin MIW, Mansur MAR. We could be so good together: A presentation of the multinational enterprises' international JV strategy effectiveness. *Int J Educ Adm Manag Leadersh.* 2020;1(2):77–84. doi: [10.51629/ijeamal.v1i2.9](https://doi.org/10.51629/ijeamal.v1i2.9).
24. Suresh AS. Joint venture V/S strategic alliance – the better option. *ACADEMICIA: An International Multidisciplinary Research Journal.* 2014;4(3):1–11.
25. Miller RR, et al. *International JVs in developing countries: Happy marriages?* Washington, DC: International Finance Corporation; 1996. 25 p.
26. Ongsakul V, Parameswar N, Dhir S. Factors affecting the nature of alliance governance and competitiveness. *J Bus Retail Manag Res.* 2019;13:9–23. doi: [10.24052/JBRMR/V13ISSP/ART-2](https://doi.org/10.24052/JBRMR/V13ISSP/ART-2).
27. Chrysostome EV, Nigam RS, Jarilowski CS. Revisiting strategic learning in international JVs: A knowledge creation perspective. *Int J Manag.* 2013;30(1):88.
28. Kumar MV. Differential gains between partners in JVs: Role of resource appropriation and private benefits. *Organ Sci.* 2010;21:232–248. doi: [10.2307/27765962](https://doi.org/10.2307/27765962).
29. Adams JD, Link AN. The structure and performance of U.S. research JVs: Inferences and implications from the Advanced Technology Program. *Econ Innov New Technol.* 2017;27:551–575.
30. Vrande VV, Vanhaverbeke W, Duysters G. Additivity and complementarity in external technology sourcing: The added value of corporate venture capital investments. *IEEE Trans Eng Manag.* 2011;58(3):483–496. doi: [10.1109/TEM.2010.2091134](https://doi.org/10.1109/TEM.2010.2091134).
31. Stringham EP, Miller JK, Clark JR. Overcoming barriers to entry in an established industry: Tesla Motors. *Calif Manag Rev.* 2015;57(4):103–128.
32. Perkins G, Murmann JP. What does the success of Tesla mean for the future dynamics in the global automobile sector? *Manag Organ Rev.* 2018;14(3):471–480. doi: [10.1017/mor.2018.31](https://doi.org/10.1017/mor.2018.31).
33. Nam K. Learning through the international JV: Lessons from the experience of China's automotive sector. *Ind Corp Change.* 2011;20(3):855–907. doi: [10.1093/icc/dtr015](https://doi.org/10.1093/icc/dtr015).
34. Lee K, Madanoglu M, Ko J. Developing a competitive international service strategy: A case of international JV in the global service industry. *J Serv Mark.* 2013;27(3):245–255. doi: [10.1108/08876041311330375](https://doi.org/10.1108/08876041311330375).
35. Merchant H. Configurations of governance structure, generic strategy, and firm size: Opening the black box of value creation in international JVs. *Glob Strategy J.* 2014;4(4):292–309. doi: [10.1002/gsj.1084](https://doi.org/10.1002/gsj.1084).
36. Kim H, Park BI, Al-Tabbaa O, Khan Z. Knowledge transfer and protection in international JVs: An integrative review. *Int Bus Rev.* 2024;33(5):101507. doi: [10.1016/j.ibusrev.2024.102300](https://doi.org/10.1016/j.ibusrev.2024.102300).
37. Hwang B, Zhao X, Chin EW. International construction JVs between Singapore and developing countries. *Eng Constr Archit Manag.* 2017;24(2):209–228. doi: [10.1108/ECAM-03-2015-0035](https://doi.org/10.1108/ECAM-03-2015-0035).
38. Akunyumu S, Fugar FD, Adinyira E. Evaluation of risks affecting international construction JV (ICJV) projects in Ghana. *J Eng Des Technol.* 2024;22(6):1797–1824. doi: [10.1108/JEDT-06-2022-0299](https://doi.org/10.1108/JEDT-06-2022-0299).
39. Debellis F, Massis AD, Petruzzelli AM, et al. Strategic agility and international JVs: The willingness-ability paradox of family firms. *J Int Manag.* 2020;27(1):100739. doi: [10.1016/j.intman.2020.100739](https://doi.org/10.1016/j.intman.2020.100739).
40. Park C, Oh CH, Kasim A. Market challenges, learning and customer orientation, and innovativeness in IJVs. *Int Mark Rev.* 2017;34(6):945–967. doi: [http://dx.doi.org/10.1108/IMR-07-2014-0238](https://doi.org/10.1108/IMR-07-2014-0238).
41. Shu C, Jin JL, Zhou KZ. A contingent view of partner cooperation in international JVs. *J Int Mark.* 2017;25(2):42–60. doi: [10.1509/jim.16.0075](https://doi.org/10.1509/jim.16.0075).
42. Day GS, Schoemaker PJ. Adapting to fast-changing markets and technologies. *Calif Manag Rev.* 2016;58(4):59–77. doi: [10.1525/cmr.2016.58.4.59](https://doi.org/10.1525/cmr.2016.58.4.59).
43. Mori Y. Ex ante investment, ex post adaptation, and joint ownership. *Econ Lett.* 2020;187:108927. doi: [10.1016/j.econlet.2019.108927](https://doi.org/10.1016/j.econlet.2019.108927).
44. Lebedev SA, Lin Z, Peng MW. Power imbalance and value creation in JVs. *Long Range Plan.* 2020;102014. doi: [10.1016/j.lrp.2020.102014](https://doi.org/10.1016/j.lrp.2020.102014).
45. Mantecon TA, Song K, Luo H. The control and performance of JVs. *Financ Manag.* 2016;45(2):431–465. doi: [10.1111/fima.12100](https://doi.org/10.1111/fima.12100).
46. Wong AS, Wei L, Wang X, Tjosvold D. Collectivist values for constructive conflict management in international JV effectiveness. *Int J Confl Manag.* 2018;29(1):126–143. doi: [10.1108/IJCM-08-2017-0071](https://doi.org/10.1108/IJCM-08-2017-0071).
47. Bamford JD, Drutowski M, Fernandes L, et al. Misalignment management in JVs: drafting JV agreements to prevent, de-escalate, and resolve disputes. *Negotiation Journal.* 2022.
48. Devarakonda SV, Klijn E, Reuer JJ, Duplat V. Institutional differences and arbitration mechanisms in international JVs. *Global Strategy Journal.* 2019;11(2):125–155. doi: [10.1002/gsj.1351](https://doi.org/10.1002/gsj.1351).
49. Velez-Calle A. Exploring instances of deviation in JVs between partners' equity share and board representation. *Int J Organ Anal.* 2020;28(1):260–273. doi: [10.1108/IJOA-11-2018-1598](https://doi.org/10.1108/IJOA-11-2018-1598).
50. Huang M, Chiu Y. A knowledge tension perspective on management control and performance in international JVs. *J Int Manag.* 2020;26(4):100797. doi: [10.1016/j.intman.2020.100797](https://doi.org/10.1016/j.intman.2020.100797).
51. Thilakarathne N, Rathnasinghe AP, Kulatunga U, et al. An investigation of the conflict management strategies in international construction JVs of Sri Lanka. *J Financ Manag Prop Constr.* 2023;28(3):273–292. doi: [10.1108/JFMPC-03-2022-0018](https://doi.org/10.1108/JFMPC-03-2022-0018).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ecopsy.ru [интернет]. SHIVA-mir. Ecopsy. Дата обращения 04.02.2025. Available from: <https://www.ecopsy.ru/insights/shivamir>.
2. Kalitanyi V. Global business environment. In: Atiku SO, editor. *Contemporary Multicultural Orientations and Practices for Global Leadership.* 2019. P. 1–24.

3. Morrison J. The international business environment: diversity and the global economy. London : Palgrave Macmillan, 2002.
4. Akunyumu S., Fugar F.D., Adinyira E. Evaluation of risks affecting international construction JV (ICJV) projects in Ghana // J Eng Des Technol. 2024. Vol. 22, N 6. P. 1797–1824. doi: [10.1108/JEDT-06-2022-0299](https://doi.org/10.1108/JEDT-06-2022-0299).
5. Lityvnenko A., Lityvnenko O. Directions of functioning of international business in the globalized environment // Internauka. Series: Economic Sciences. 2022. Vol. 1. P. 142–147. doi: [10.25313/2520-2294-2022-1-7871](https://doi.org/10.25313/2520-2294-2022-1-7871).
6. Popadić D., Živanović N., Živanović V. Characteristics of modern business of industrial companies on a global level // Экономика и управление: проблемы, решения. 2022. Том IV. С. 75–80. doi: [10.36871/ek.up.p.r.2022.05.04.010](https://doi.org/10.36871/ek.up.p.r.2022.05.04.010).
7. Khan Z., Lew Y.K., Sinkovics R.R. International JVs as boundary spanners: Technological knowledge transfer in an emerging economy // Glob Strateg J. 2015. Vol. 5. P. 48–68. doi: [10.1002/gsj.1089](https://doi.org/10.1002/gsj.1089).
8. Sun S.L., Lee R.P. Enhancing innovation through international JV portfolios: From the emerging firm perspective // J Int Mark. 2013. Vol. 21, N 3. P. 1–23. doi: [http://dx.doi.org/10.2307/23488033](https://doi.org/10.2307/23488033).
9. Benavides-Espinosa M.D., Roig-Dobón S. The role of entrepreneurs in transferring knowledge through human resource management and JV // Int J Manpow. 2011. Vol. 32, N 2. P. 117–131. doi: [http://dx.doi.org/10.1108/01437721111121260](https://doi.org/10.1108/01437721111121260).
10. Ferretti M., Guerini M., Panetti A., Parmentola A. The partner next door? The effect of micro-geographical proximity on intra-cluster inter-organizational relationships // Technovation. 2021. Vol. 110. doi: [10.1016/j.technovation.2021.102390](https://doi.org/10.1016/j.technovation.2021.102390).
11. Hoang H., Rothaermel F.T. How to manage alliances strategically // MIT Sloan Manag Rev. 2016. Vol. 58, N 1. P. 69–76.
12. Cheong T., Song S.H., Hu C. Strategic alliance with competitors in the electric vehicle market: Tesla Motor's case // Math Probl Eng. 2016. Vol. 2016, Issue 1. P. 1–10. doi: [10.1155/2016/7210767](https://doi.org/10.1155/2016/7210767).
13. Husain Z. Successful collaboration leads to effective technology transfer at Hero MotoCorp, Ltd // Glob Bus Organ Excell. 2020. Vol. 39, N 1. P. 17–28. doi: [10.1002/joe.21991](https://doi.org/10.1002/joe.21991).
14. Jancenelle V.E., Wei S., Ang T. Market orientation heterogeneity and new JV formation announcements: Creating value for parent firms // J Strategy Manag. 2020. Vol. 13, N 2. P. 109–130. doi: [10.1108/JSMA-11-2019-0196](https://doi.org/10.1108/JSMA-11-2019-0196).
15. Kumar S., Park J. Partner characteristics, information asymmetry, and the signaling effects of JVs // Manag Decis Econ. 2012. Vol. 33, N 2. P. 127–145.
16. Dunlap D.R., McDonough E.F., Mudambi R., Swift T. Making up is hard to do: Knowledge acquisition strategies and the nature of new product innovation // J Prod Innov Manag. 2016. Vol. 33, N 4. P. 472–491. doi: [10.1111/jpim.12298](https://doi.org/10.1111/jpim.12298).
17. Tetteh M.O., Chan A.P., Darko A., Nani G. Factors affecting international construction JVs: A systematic literature review // Int J Constr Manag. 2020. Vol. 23, N 1. P. 98–113. doi: [10.1080/15623599.2020.1850203](https://doi.org/10.1080/15623599.2020.1850203).
18. Lee H., Biglaiser G., Staats J.L. The effects of political risk on different entry modes of foreign direct investment // Int Interact. 2014. Vol. 40, N 5. P. 683–710. doi: [10.1080/03050629.2014.899225](https://doi.org/10.1080/03050629.2014.899225).
19. Cherbib J., Bahri F., Berraies S., Chebbi H. Towards the co-evolution of multinationals' and local firms' global strategies in an uncertain environment: Insights from international JVs // J Int Manag. 2023. Vol. 29, N 2. doi: [10.1016/j.intman.2023.101089](https://doi.org/10.1016/j.intman.2023.101089).
20. Glamboosky M., Gleason K., Wiggenhorn J. Joint ventures between US MNCs and foreign governments // Int J Manag Finance. 2011. Vol. 7, N 3. P. 238–258. doi: [10.1108/17439131111144450](https://doi.org/10.1108/17439131111144450).
21. Ikuabe M.O., Aigbavboa C.O., Thwala W.D., et al. Risks of JV formation in the South African construction industry // Int J Constr Manag. 2022. Vol. 23, N 14. P. 2391–2399. doi: [10.1080/15623599.2022.2059913](https://doi.org/10.1080/15623599.2022.2059913).
22. Winkler J., Moser R. Coping with strategic uncertainty: Framework development and scenario derivation for a JV decision in the Russian truck industry // Foresight. 2016. Vol. 18, N 4. P. 357–378. doi: [10.1108/FS-01-2016-0002](https://doi.org/10.1108/FS-01-2016-0002).
23. Muñoz de Prat J., Escrivá-Beltrán M., Gómez-Calvet R. Joint ventures and sustainable development: A bibliometric analysis // Sustainability. 2020. Vol. 12, N 23. doi: [10.3390/su122310176](https://doi.org/10.3390/su122310176).
24. Haeruddin M.I.M., Farhansyah A., Haeruddin M.I.W., Mansur M.A.R. We could be so good together: A presentation of the multinational enterprises' international JV strategy effectiveness // Int J Educ Adm Manag Leadersh. 2020. Vol. 1, N 2. P. 77–84. doi: [10.51629/ijeamal.v1i2.9](https://doi.org/10.51629/ijeamal.v1i2.9).
25. Suresh A.S. Joint venture V/S strategic alliance – the better option // ACADEMICIA: An International Multidisciplinary Research Journal. 2014. Vol. 4, N 3. P. 1–11.
26. Miller R.R., et al. International JVs in developing countries: Happy marriages? Washington, DC : International Finance Corporation, 1996. 25 p.
27. Ongsakul V., Parameswar N., Dhir S. Factors affecting the nature of alliance governance and competitiveness // J Bus Retail Manag Res. 2019. Vol. 13. P. 9–23. doi: [10.24052/JBRMR/V13ISSP/ART-2](https://doi.org/10.24052/JBRMR/V13ISSP/ART-2).
28. Chrysostome E.V., Nigam R.S., Jarilowski C.S. Revisiting strategic learning in international JVs: A knowledge creation perspective // Int J Manag. 2013. Vol. 30, N 1.
29. Kumar M.V. Differential gains between partners in JVs: Role of resource appropriation and private benefits // Organ Sci. 2010. Vol. 21. P. 232–248. doi: [10.2307/27765962](https://doi.org/10.2307/27765962).
30. Adams J.D., Link A.N. The structure and performance of U.S. research JVs: Inferences and implications from the Advanced Technology Program // Econ Innov New Technol. 201. Vol. 27. P. 551–575.
31. Vrande V.V., Vanhaverbeke W., Duysters G. Additivity and complementarity in external technology sourcing: The added value of corporate venture capital investments // IEEE Trans Eng Manag. 2011. Vol. 58, N 3. P. 483–496. doi: [10.1109/TEM.2010.2091134](https://doi.org/10.1109/TEM.2010.2091134).
32. Stringham E.P., Miller J.K., Clark J.R. Overcoming barriers to entry in an established industry: Tesla Motors // Calif Manag Rev. 2015. Vol. 57, N 4. P. 103–128.
33. Perkins G., Murmann J.P. What does the success of Tesla mean for the future dynamics in the global automobile sector? // Manag Organ Rev. 2018. Vol. 14, N 3. P. 471–480. doi: [10.1017/mor.2018.31](https://doi.org/10.1017/mor.2018.31).
34. Nam K. Learning through the international JV: Lessons from the experience of China's automotive sector // Ind Corp Change. 2011. Vol. 20, N 3. P. 855–907. doi: [10.1093/icc/dtr015](https://doi.org/10.1093/icc/dtr015).
35. Lee K., Madanoglu M., Ko J. Developing a competitive international service strategy: A case of international JV in the global service industry // J Serv Mark. 2013. Vol. 27, N 3. P. 245–255. doi: [10.1108/08876041311330735](https://doi.org/10.1108/08876041311330735).
36. Merchant H. Configurations of governance structure, generic strategy, and firm size: Opening the black box of value creation in international JVs // Glob Strategy J. 2014. Vol. 4, N 4. P. 292–309. doi: [10.1002/gsj.1084](https://doi.org/10.1002/gsj.1084).
37. Kim H., Park B.I., Al-Tabbaa O., Khan Z. Knowledge transfer and protection in international JVs: An integrative review // Int Bus Rev. 2024. Vol. 33, N 15 doi: [10.1016/j.ibusrev.2024.102300](https://doi.org/10.1016/j.ibusrev.2024.102300).

38. Hwang B., Zhao X., Chin E.W. International construction JVs between Singapore and developing countries // *Eng Constr Archit Manag.* 2017. Vol. 24, N 2. P. 209–228. doi: [10.1108/ECAM-03-2015-0035](https://doi.org/10.1108/ECAM-03-2015-0035).
39. Debellis F., Massis A.D., Petruzzelli A.M., et al. Strategic agility and international JVs: The willingness-ability paradox of family firms // *J Int Manag.* 2020. Vol. 27, N 1. doi: [10.1016/j.intman.2020.100739](https://doi.org/10.1016/j.intman.2020.100739).
40. Park C., Oh C.H., Kasim A. Market challenges, learning and customer orientation, and innovativeness in IJVs // *Int Mark Rev.* 2017. Vol. 34, N 6. P. 945–967. doi: <http://dx.doi.org/10.1108/IMR-07-2014-0238>.
41. Shu C., Jin J.L., Zhou K.Z. A contingent view of partner co-competition in international JVs // *J Int Mark.* 2017. Vol. 25, N 2. P. 42–60. doi: [10.1509/jim.16.0075](https://doi.org/10.1509/jim.16.0075).
42. Day G.S., Schoemaker P.J. Adapting to fast-changing markets and technologies // *Calif Manag Rev.* 2016. Vol. 58, N 4. P. 59–77. doi: [10.1525/cmr.2016.58.4.59](https://doi.org/10.1525/cmr.2016.58.4.59).
43. Mori Y. Ex ante investment, ex post adaptation, and joint ownership // *Econ Lett.* 2020. Vol. 187. doi: [10.1016/j.econlet.2019.108927](https://doi.org/10.1016/j.econlet.2019.108927).
44. Lebedev S.A., Lin Z., Peng M.W. Power imbalance and value creation in JVs // *Long Range Plan.* 2020. doi: [10.1016/j.lrp.2020.102014](https://doi.org/10.1016/j.lrp.2020.102014).
45. Mantecón T.A., Song K., Luo H. The control and performance of JVs // *Financ Manag.* 2016. Vol. 45, N 2. P. 431–465. doi: [10.1111/fima.12100](https://doi.org/10.1111/fima.12100).
46. Wong A.S., Wei L., Wang X., Tjosvold D. Collectivist values for constructive conflict management in international JV effectiveness // *Int J Confl Manag.* 2018. Vol. 29, N 1. P. 126–143. doi: [10.1108/IJCM-08-2017-0071](https://doi.org/10.1108/IJCM-08-2017-0071).
47. Bamford J.D., Drutowski M., Fernandes L., et al. Misalignment management in JVs: drafting JV agreements to prevent, de-escalate, and resolve disputes // *Negotiation Journal.* 2022.
48. Devarakonda S.V., Klijn E., Reuer J.J., Duplat V. Institutional differences and arbitration mechanisms in international JVs // *Global Strategy Journal.* 2019. Vol. 11, N 2. P. 125–155. doi: [10.1002/gsj.1351](https://doi.org/10.1002/gsj.1351).
49. Velez-Calle A. Exploring instances of deviation in JVs between partners' equity share and board representation // *Int J Organ Anal.* 2020. Vol. 28, N 1. P. 260–273. doi: [10.1108/IJOA-11-2018-1598](https://doi.org/10.1108/IJOA-11-2018-1598).
50. Huang M., Chiu Y. A knowledge tension perspective on management control and performance in international JVs // *J Int Manag.* 2020. Vol. 26, N 4. doi: [10.1016/j.intman.2020.100797](https://doi.org/10.1016/j.intman.2020.100797).
51. Thilakarathne N., Rathnasinghe AP, Kulatunga U, et al. An investigation of the conflict management strategies in international construction JVs of Sri Lanka // *J Financ Manag Prop Constr.* 2023. Vol. 28, N 3. P. 273–292. doi: [10.1108/JFMPC-03-2022-0018](https://doi.org/10.1108/JFMPC-03-2022-0018).

AUTHORS' INFO

***Assylbek M. Jakiyev**

ORCID [0009-0009-7625-6129](https://orcid.org/0009-0009-7625-6129)

e-mail: a.jakiyev@petrocouncil.kz.

Kairzhan A. Abdykhalykov

PhD

ORCID [0009-0008-6525-100X](https://orcid.org/0009-0008-6525-100X)

e-mail: k.abdykhalykov@kbtu.kz.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Джакиев Асылбек Мухитович**

ORCID [0009-0009-7625-6129](https://orcid.org/0009-0009-7625-6129)

e-mail: a.jakiyev@petrocouncil.kz.

Абдыхалыков Каиржан Саясатович

PhD

ORCID [0009-0008-6525-100X](https://orcid.org/0009-0008-6525-100X)

e-mail: k.abdykhalykov@kbtu.kz.

*Corresponding Author/Автор, ответственный за переписку

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

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подписочными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организации без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица

2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в неотредактированном формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при

необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задаётся прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/

Corresponding author» («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “**”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ӘЖ), CSCSTI (МРНТИ, FТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment –

on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3) ...; a), b), c) ...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver)

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”, АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ” is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold.

An asterisk (“*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “*Corresponding author” (“*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда *.doc, *.docx, *.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. ӘОЖ¹, ФТАХР², басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматтында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӘОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӘОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация

мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)....; 1), 2), 3)....; а), b), c)....), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде МЕМСТ Р 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда

басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтпен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтпен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІң сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 31.03.2025 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Пчела-PV»
140000, г. Аксу, ул. Пушкина д.4. Тел.: +7 708 001 84 06. p4ela_pvl@mail.ru