

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 6(2), 2024

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal
Ғылыми-практикалық журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Volume 6(2), 2024

Том 6, № 2 (2024)

2024. 6 том, №2

**Астана 2024
2024, Astana**

**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	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», 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	Руководитель проектов НИОКР ТОО «КМГ Инжиниринг», 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 Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

Full name	Position, rank, scientific degree
Editor-in-Chief	
Uteyev Rakhim Nagangaliuly	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Deputies of the Editor-in-chief	
Karabalin Uzakbai Suleimenovich	Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Academician of the International Engineering Academy and the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan, doctor of technical sciences
Ogai Evgeny Kiponiyeovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Members of the editorial board	
Ibrashev Kenzhebek Niyazovich	General Director of the KAZENERGY Association, Candidate of Technical Sciences
Kuandykov Baltabek Mukhanovich	President of Meridian Petroleum LLP, President of the Kazakhstan Society of Petroleum Geologists, doctor of geological and mineral sciences, Academician of the International Academy of Mineral Resources
Kulekeyev Zhaksybek Abdrakhmetovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, Candidate of Economic Sciences, Professor
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Munara Askar	R&D project manager of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Doctor of Chemical Sciences
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Engineer of KMG Engineering LLP, Candidate of Chemical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences
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), Candidate of Technical Sciences
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	Head of the Science Research Project Institute "Neftegaz" (SOCAR), Baku, Azerbaijan, PhD in Technical Sciences
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Bashkortostan (Russia), doctor of technical sciences
Abilkhasimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, doctor of geological and mineral sciences
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, 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	«KAZENERGY» қауымдастығының бас директоры, 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	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС ҒЗТҚЖ жобасының басшысы, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсиқызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші инженері, хим. ғылым. канд., пед. ғылым. докт.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Әбілхасымов Хайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, геол. -мин. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-матем. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 6, № 2 (2024)

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

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

Редакционная коллегия

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
Сармурзина Р.Г.,
докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., PhD по техн.
наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б.,
докт. геол.-мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, PhD по физике плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

Ответственный секретарь
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

тел. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

**Ибрашев К.Н., Ахметжанов А.Ж., Жемчужников В.Г.,
Ахметжанова Г.А., Увакова С.К., Галиев Н.Р.**

Особенности строения кунгурской соленосной формации
и соляная тектоника на юго-востоке Прикаспийской впадины . 8

**Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков К.А., Алимова А.Н., Салиев Н.Б.,
Нурсейтов Д.Б.**

Кластеризация литотипов на основе визуальных признаков
керна с помощью сверточных нейронных сетей и K-Means . 25

БУРЕНИЕ

Губашев С.А., Бердыев А.Ж., Блгалиев Р.Н., Сабиров Б.Ф.

Анализ воздействия азрированного полимерного раствора
на технологические свойства буровых растворов 39

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т.,
Каюков К.А.**

Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта
на зрелых месторождениях 50

Жолдыбаева А.Т., Похилюк М.В., Кунжарикова К.М.

Исследование эффективности применения третичных методов
увеличения нефтеотдачи на месторождениях с карбонатными
коллекторами 61

Адилова Д., Мирзоев А.

Оптимизация управления целостностью трубопроводов
с помощью индивидуального моделирования рисков:
тематическое исследование в Казахстане 77

ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аяпбергенов Е.О.

Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти
Мангышлака 88

ЗЕЛЕНАЯ ЭКОНОМИКА

Сексенбай М.Ж., Мұхамеджанұлы С.

Основные проблемы нефтегазовой отрасли РК при переходе
к «зеленой экономике» 99

НЕФТЕХИМИЯ

Ковригина Т.В., ХакиMBOLАТОВА К.Х., Чалов Т.К.

Очистка парового конденсата методом электромагнитной
обработки 109

Требования к статьям научно-практического журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 119

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2024;6(2)

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

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.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

Ibrashev K.N., Akhmetzhanov A.Zh., Zhemchuzhnikov V.G., Akhmetzhanova G.A., Uvakova S.K., Galiyev N.R.

Structural features of the Kungur salt-bearing formation and salt tectonics in the South-East of North Caspian Basin 8

Abdimanap G.S., Bostanbekov K.A., Alimova A.N., Saliev N.B., Nurseitov D.B.

Clustering of lithotypes based on visual features of cores using convolutional neural networks and K-Means 25

DRILLING

Gubashev S.A., Berdyev A.Zh., Bigaliyev R.N., Sabirov B.F.

Analysis of the impact of an aerated polymer solution on the technological properties of drilling fluids 39

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Churakov A.V., Pichugin M.N., Gorbachev Ya.I., Musin O.T., Kayukov K.A.

Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields . 50

Zholdybayeva A.T., Pokhilyuk M.V., Kunzharikova K.M.

Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields 61

Adilova D., Mirzoev A.

Optimizing pipeline integrity management through customized risk modeling: a case study in Kazakhstan 77

OIL AND GAS RESEARCH

Sayenko O.B., Serkebayeva B.S., Ayapbergenov Ye.O.

Study of the rheological characteristics of high-viscosity oil from Mangyshlak 88

GREEN ECONOMY

Seksenbay M.Z., Mukhamedzhanuly S.

Key challenges of the oil and gas industry of Kazakhstan in the transition to a green economy 99

PETROCHEMISTRY

Kovrigina T.V., Khakimbatolova K.Kh., Chalov T.K.

Steam condensate purification by the electromagnetic treatment method 109

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice 121

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

6 том, № 2 (2024)

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 ұжымы

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.
Өмірәлиев 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 құрамы 4

ГЕОЛОГИЯ

**Ибрашев К.Н., Ахметжанов А.Ж., Жемчужников В.Г.,
Ахметжанова Г.А., Увакова С.К., Ғалиев Н.Р.**

Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысындағы
кунгур тұзды құрылымының және тұз тектоникасының
құрылымдық ерекшеліктері 8

**Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков Қ.А., Әлімова А.Н., Салиев Н.Б.,
Нүрсейітов Д.Б.**

Түйіндемелі нейрондық желілер мен K-Means алгоритмін
пайдалана отырып, керннің визуалды белгілеріне
негізделген литотиптерді кластерлеу 25

БҰРҒЫЛАУ

Губашев С.Ө., Бердыев А.Ж., Блғалиев Р.Н., Сабиров Б.Ф.

Бұрғылау ерітінділерінің технологиялық қасиеттеріне
газдалған полимер ерітіндісінің әсерін талдау 39

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

**Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т.,
Каюков К.А.**

Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну
тиімділігін арттыру 50

Жолдыбаева Ә.Т., Похилюк М.В., Құнжарықова К.М.

Карбонатты кеңестерде мұнай қабылдауын арттыру үшін
үшіншілік әдістерді қолданудың тиімділігін зерттеу 61

Адилова Д., Мирзоев А.

Тәуекелдерді жеке модельдеу көмегімен құбырлардың
тұтастығын басқаруды оңтайландыру: Қазақстандағы
тақырыптық зерттеу 77

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ЗЕРТТЕУ

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аялбергенов Е.О.

Маңғышлақ жоғары тұтқырлы мұнайларының
реологиялық сипаттамаларын зерттеу 88

ЖАСЫЛ ЭКОНОМИКА

Сексенбай М.Ж., Мұхамеджанұлы С.

ҚР мұнай-газ саласының «жасыл экономикаға»
өтудегі негізгі мәселелері 99

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ

Ковригина Т.В., Кәкімболатова К.К., Чалов Т.К.

Бу конденсатын электромагниттік өңдеу әдісімен тазарту ... 109

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
ғылыми-практикалық журналының мақалаларына
қойылатын талаптар 123

УДК 551.2:551.3

МРНТИ 38.21.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>

Получена: 30.10.2023.

Одобрена: 06.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Научный обзор

Особенности строения кунгурской соленосной формации и соляная тектоника на юго-востоке Прикаспийской впадины

К.Н. Ибрашев, А.Ж. Ахметжанов, В.Г. Жемчужников, Г.А. Ахметжанова,
С.К. Увакова, Н.Р. Галиев

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В статье проанализированы особенности формирования Прикаспийского солеродного бассейна и солянокупольной тектоники на юго-востоке впадины. Предложена модель бассейна соленакпления, связанная с его изоляцией от акватории океана Палеотетис и однонаправленным притоком вод, который в условиях интенсивной аридизации привёл к выпадению эвапоритов, в т.ч. и мощных пластов каменной соли. Выделены активный, пассивный и реактивный механизмы галотектоники, обусловившие формирование соляных куполов и диапиров. Первый и последний случаи определялись в развитии с участием разломной тектоники, механизм пассивной галотектоники связывается с проградирующим клином (постепенным боковым наращиванием) толщи и увеличением нагрузки вышележащих пород. Соляные купола рассматриваются как связанные с засыпанием бассейна терригенной кластикой и перемещением соляных пластов от бортов к центру. Позднее проявились соляные диапиры, обусловленные тектоническим стрессом при формировании северной окраины Палео- и Неотетиса, его замыкании и коллизии мелких иранских континентальных блоков островными дугами и аккреционными призмами, происходящими с юга от Прикаспийской впадины.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, солеродный бассейн, кунгурский ярус, пермская система, надсолевые отложения, соляная тектоника.

Как цитировать:

Ибрашев К.Н., Ахметжанов А.Ж., Жемчужников В.Г., Ахметжанова Г.А., Увакова С.К., Галиев Н.Р. Особенности строения кунгурской соленосной формации и соляная тектоника на юго-востоке Прикаспийской впадины // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 8–24. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>.

UDC 551.2:551.3

CSCSTI 38.21.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>

Received: 30.10.2023.

Accepted: 06.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Review article

Structural features of the Kungur salt-bearing formation and salt tectonics in the South-East of North Caspian Basin

Kenzhebek N. Ibrashev, Aitbek Zh. Akhmetzhanov, Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov, Gauhar A. Akhmetzhanova, Saule K. Uvakova, Nurzhan R. Galiyev

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

The article analyzes the features of the formation of the Precaspian salt basin and salt dome tectonics in the southeast of the depression. It presents a model of a salt accumulation basin that is linked to its isolation from the Paleotethys Ocean and a unidirectional water inflow. These factors resulted in the deposition of evaporites including thick layers of rock salt under conditions of intense aridification. The halotectonic mechanisms responsible for the formation of salt domes and diapirs were found to be active, passive, and reactive. The first and last cases were identified through the involvement of fault tectonics in the development; the mechanism of passive halotectonics is associated with a prograding wedge, or gradual lateral buildup, of the strata and the rise in the load of overlying rocks. Salt domes are considered to be related to the filling of the basin with terrigenous clastics and the movement of salt layers from the sides to the center. Later, salt diapirs were manifested due to tectonic stress during the formation of the northern margin of the Paleo- and Neotethys, its closure and the collision of small Iranian continental blocks, island arcs and accretionary prisms originating from the south of the Caspian basin.

Key words: *North Caspian basin; salt basin; Kungurian stage; Permian system; post-salt deposits; salt tectonics.*

To cite this article:

Ibrashev KN, Akhmetzhanov AZ, Zhemchuzhnikov VG, Akhmetzhanova GA, Uvakova SK, Galiyev NR. Structural features of the Kungur salt-bearing formation and salt tectonics in the South-East of North Caspian Basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):8–24. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>.

ӨОЖ 551.2:551.3

ГТАХР 38.21.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>

Қабылданды: 30.10.2023.

Мақұлданды: 06.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Ғылыми шолу

Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысындағы кунгур тұзды құрылымының және тұз тектоникасының құрылымдық ерекшеліктері

К.Н. Ибрашев, А.Ж. Ахметжанов, В.Г. Жемчужников, Г.А. Ахметжанова,
С.К. Увакова, Н.Р. Ғалиев

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Мақалада ойпаттың оңтүстік-шығысындағы Каспий тұзды алабы мен тұзды күмбез тектоникасының қалыптасу ерекшеліктері талданады. Палеотетис мұхитынан оқшаулануымен және қарқынды аридизация жағдайында буланулардың, соның ішінде тас тұзының қалың қабаттарының жауын-шашынына әкелетін судың бір бағытты ағынымен байланысты тұзды жинақтау бассейнінің моделі ұсынылған. Тұз күмбездері мен диапирлердің түзілуін анықтайтын галотектониканың белсенді, пассивті және реактивті механизмдері анықталған. Бірінші және соңғы жағдайлар бұзылу тектоникасының қатысуымен дамуымен анықталды, пассивті галотектоника механизмі қабаттардың ілгерілеуші сынасымен (біртіндеп бүйірлік жиналуымен) және жатқан тау жыныстарының жүктемесінің жоғарылауымен байланысты. Тұз күмбездері алаптың терригенді кластиктермен толтырылуымен және тұз қабаттарының бүйірден орталыққа қарай жылжуымен байланысты деп саналады. Кейінірек палео- және нео-Тетистің солтүстік жиегінің қалыптасуы, оның жабылуы және Каспий маңы ойпатының оңтүстігінен шыққан шағын ирандық континенттік блоктардың, аралдық доғалардың және аккрециялық призмалардың соқтығысуы кезіндегі тектоникалық кернеулерден туындаған тұзды диапирлер пайда болды.

Негізгі сөздер: Каспий маңы ойпаты, тұз алабы, кунгур сатысы, пермь жүйесі, тұздан кейінгі шөгінділер, тұз тектоникасы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ибрашев К.Н., Ахметжанов А.Ж., Жемчужников В.Г., Ахметжанова Г.А., Увакова С.К., Ғалиев Н.Р. Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысындағы кунгур тұзды құрылымының және тұз тектоникасының құрылымдық ерекшеліктері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 8–24 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108687>.

Введение

Прикаспийская впадина, расположенная на западе Казахстана, – это уникальный солеродный бассейн (рис. 1). Его формирование началось в конце ранней перми, на завершающем этапе Уральской орогении, когда в результате коллизии Восточно-Европейского и Сибирского палеоконтинентов, а также палеозойского континента Казахстана и более мелких континентальных блоков Центральной Азии произошло замыкание Урало-Монгольского палеокеана (Протететиса). На месте современного Прикаспия сформировалась морская котловина, отшурованная от формирующегося по восточному побережью суперконтинента Пангея заливообразного океана Палеотетис [1, 2]. Формой и размерами эта котловина почти совпадала с современной котловиной Прикаспийской впадины, и через узкий пролив она сообщалась с Палеотетисом. Располагаясь в низких тропических палеоширотах, Прикаспийская впадина стала местом, где началось интенсивное накопление эвапоритов.

В результате этих процессов сформировалась осадочная толща самых верхов палеозоя, мезозоя и в меньшей степени кайнозоя, внизу сложенная кунгурской солью с прослоями ангидритов, а также терригенно-карбонатных пород (рис. 2–3).

Сам тип бассейна и стиль осадконакопления можно сопоставить с современным заливом Карабогаз-Гол, где в результате интенсивного прогрева морских вод в неглубокой, но широкой по размерам акватории за счёт интенсивного испарения происходит современное соленакопление [2–4].

По данным сейсморазведки, гравиразведки и на основании расчётов первичная седиментационная толщина соли в центре впадины могла достигать 4,5 км, а на бортах 1–2,5 км [5, 6]. Здесь широко проявилась солянокупольная тектоника, что привело к образованию более 1500 соляных куполов и диапиров с различными формами, размерами, высотой прорыва перекрывающих толщ и разнообразными комбинациями структур в плане. Солянокупольная тектоника определяет

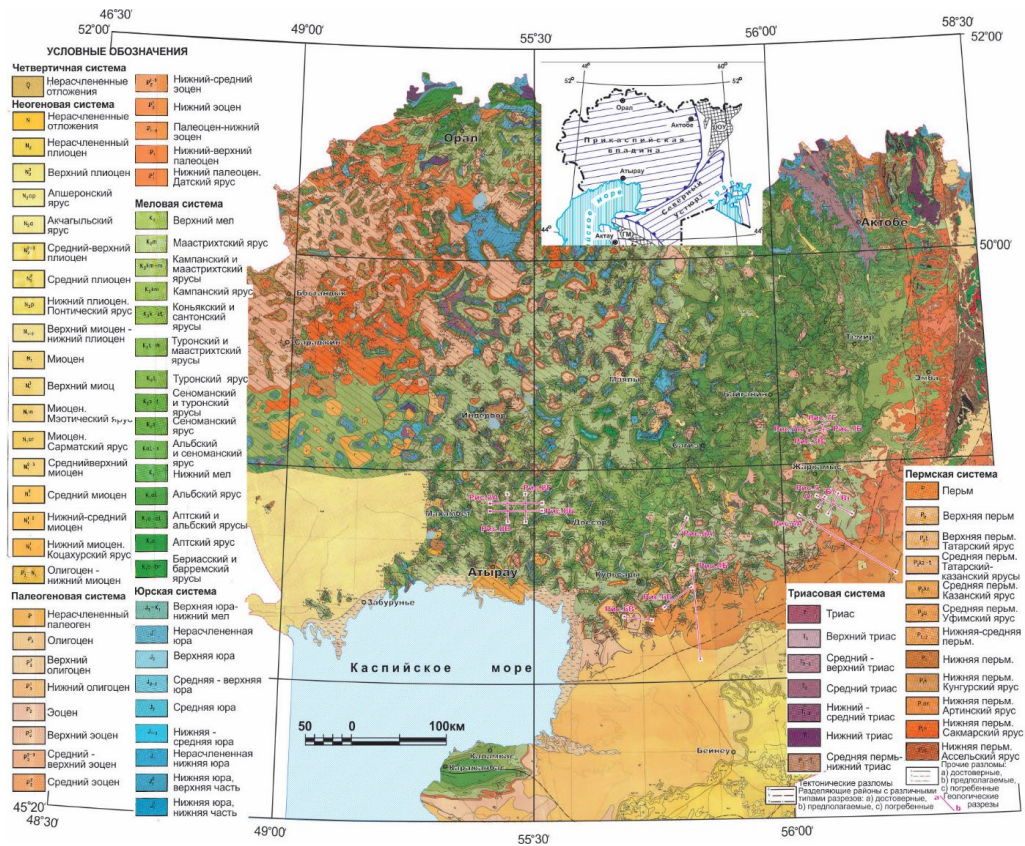


Рисунок 1. Геологическая схема Прикаспийской впадины и прилегающих территорий (разработана с использованием данных [10])
Figure 1. Geologic pattern of Pricaspian basin and surrounding areas (developed using data from [10])

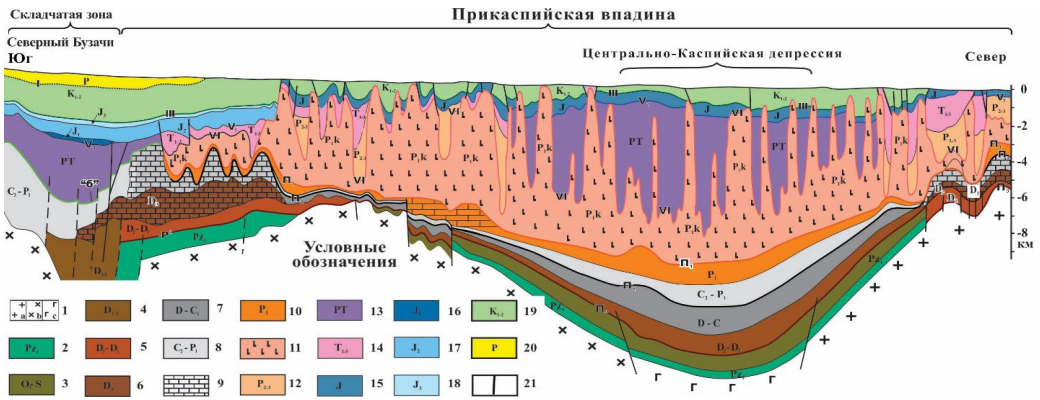


Рисунок 2. Схематический генерализованный геологический разрез Прикаспийской впадины в направлении с юга на север (без горизонтального масштаба) (по [13] с дополнениями и изменениями)

Figure 2. Schematic generalized south to north geological cross-section of Pricaspian (without horizontal scale) (according to [13] as amended and supplemented)

1 – консолидированный фундамент бассейна: а) континентальное основание; б) промежуточная кора, сформированная в байкальскую эпоху; с) океаническая кора; 2 – нижнепалеозойские карбонатно-терригенные отложения; 3 – нерасчленённые нижнеордовикско-силурийские отложения, переслаивание сланцев и вулканитов; 4 – нижне-среднедевонские морские песчаники и сланцы; 5 – средне-верхнедевонские терригенно-карбонатные отложения; 6 – верхнедевонские терригенные и карбонатно-глинистые отложения; 7 – нерасчленённые верхнедевонско-нижнекаменноугольные морские терригенные отложения; 8 – нерасчленённые нижнекаменноугольно-пермские терригенные и карбонатно-глинистые отложения; 9 – разновозрастные верхнепалеозойские отложения карбонатных изолированных массивов; 10 – нижнепермские карбонатно-глинистые отложения и сланцы; 11 – кунгурские и на севере рудские соленосные отложения; 12 – средне-верхнепермские терригенные красноцветы, песчаники, алевролиты и конгломераты с прослоями карбонатов; 13 – нерасчленённые пермо-триасовые красноцветные отложения, песчаники, алевролиты и конгломераты с прослоями карбонатов; 14 – триасовые отложения красноцветные песчаники и алевролиты, в средней части сероцветы и карбонаты; 15 – нерасчленённая юра, песчаники, глины, карбонаты; 16 – нижняя юра, песчаники и конгломераты; 17 – среднеюрские алевролиты и глины с прослоями углей и песчаников; 18 – верхнеюрские алевролиты, глины и карбонаты; 19 – нерасчленённые меловые отложения, морские пески, алевролиты и карбонаты; 20 – палеогеновые отложения, пески и глины; 21 – разломы.

1 – consolidated foundation of the basin: (a) continental foundation; (b) intermediate crust formed during the Baikal epoch; (c) oceanic crust; 2 – Lower Paleozoic carbonate terrigenous sediments; 3 – poorly defined Lower Ordovician-Silurian formations, shale and volcanics interbedding; 4 – Lower-Middle Devonian marine sandstones and shales; 5 – Middle-Upper Devonian terrigenous carbonate formations; 6 – Upper Devonian terrigenous and carbonate-clay deposits; 7 – poorly defined Upper Devonian-Lower Carboniferous marine terrigenous deposits; 8 – poorly defined Lower Carboniferous-Permian terrigenous and carbonate clay deposits; 9 – different-age Upper Paleozoic deposits of carbonate isolated massifs; 10 – Lower Permian carbonate clay formations and shales; 11 – Kungurian formations and Rhodian saline deposits in the north; 12 – Middle-Upper Permian terrigenous reddish-colored deposits, sandstones, siltstones, and conglomerates with carbonate interlayers; 13 – poorly defined Permo-Triassic reddish-colored deposits, sandstones, siltstones and conglomerates with carbonate interlayers; 14 – Triassic deposits, red-colored sandstones and siltstones, and gray-colored sandstones and carbonates in the middle part; 15 – poorly defined Jurassic, sandstones, clays, carbonates; 16 – Lower Jurassic, sandstones and conglomerates; 17 – Middle Jurassic siltstones and clays with interlayers of coals and sandstones; 18 – Upper Jurassic siltstones, clays and carbonates; 19 – poorly defined Cretaceous sediments, marine sands, siltstones and carbonates; 21 – Paleogene sediments, sands and clays; 21 – faults.

Границы литостратиграфических комплексов показаны в общепринятых стандартных индексах. Символы стратиграфических единиц и маркёров сейсмических отражающих горизонтов показаны на рис. 6–7. The boundaries of lithostratigraphic complexes are shown in generally accepted standard indices. Symbols of stratigraphic units and markers of seismic reflecting horizons are shown in Figs. 6–7.

геологический облик надсолевых отложений и является характерной чертой впадины [7, 8].

Поисковыми и разведочными работами, проведёнными в надсолевом комплексе отложений Прикаспийской впадины, выявлено, что солянокупольные структуры имеют избирательный характер продуктивности, и учёт

причин и возможных механизмов роста соляных куполов чрезвычайно важен как для разработки стратиграфических схем надсолевого комплекса отложений, так и для определения структурных, литологических и коллекторских свойств и для регионального прогнозирования их нефтегазоносности [9].

Геологические особенности соленосной формации

В Прикаспийской впадине процессы солянокупольной тектоники полностью нарушили первичные стратиграфические взаимоотношения соленосной формации кунгура с вмещающими отложениями (рис. 2 и 6), что затрудняет разработку схем её стратиграфии и, соответственно, создаёт существенные трудности в понимании деталей её строения.

Возрастной диапазон формирования соленосных отложений мог быть растянут от позднеарктического времени конца ранней перми до позднеказанского (роудского) времени начала поздней перми. Наличие в разрезе всего Прикаспия казанской соли, нарастающей кунгурскую, приведено в работе Ю.А. Писаренко с соавторами [12], однако этот факт требует серьёзной работы

по ревизии биостратиграфических данных, т.к. современная хроностратиграфическая шкала пермской системы претерпела существенные изменения, а последние данные Л.З. Ахметшиной с соавторами по югу и востоку Прикаспия не подтвердили присутствия в разрезе низов верхней перми биостратиграфически обоснованных мощных отложений роудской (казанской) соли [3]. Здесь казанские отложения представлены только прослоями солей в красноцветах в разрезах структур Северный Киндысай и Блактыколь.

Сейсмостратиграфическое расчленение отложений пермской системы и вышележащих толщ Прикаспийской впадины на основе современной Международной хроностратиграфической шкалы представлено на рис. 3.

Главной составной частью соленосной формации является каменная соль, содер-

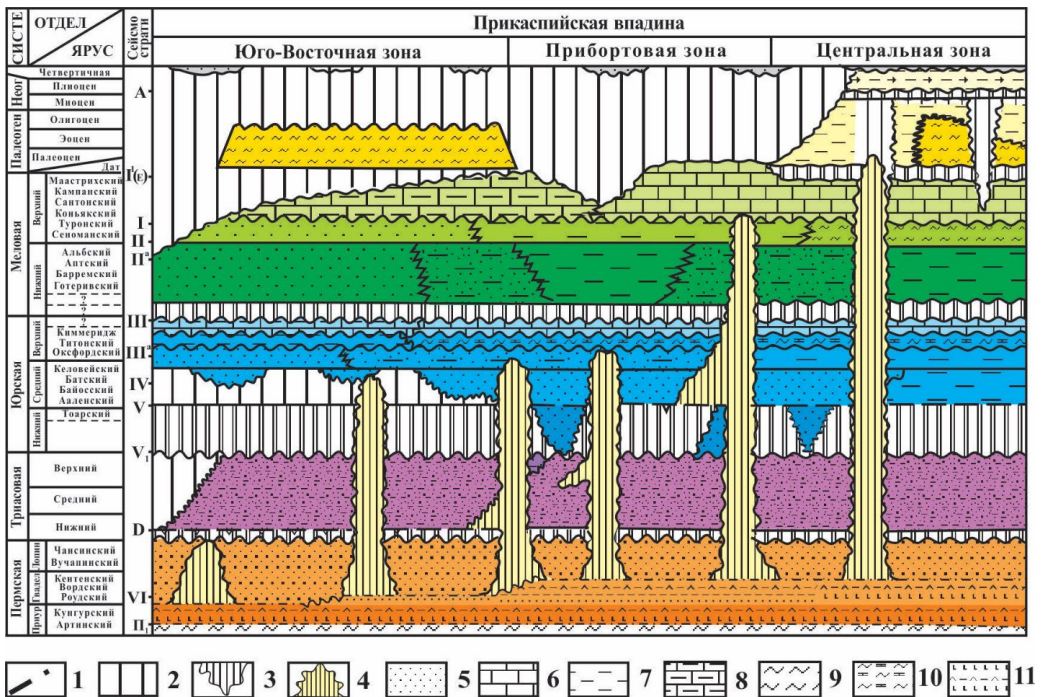


Рисунок 3. Сейсмостратиграфическая корреляционная схема Прикаспийской впадины (по [13] с дополнениями и изменениями)

Figure 3. Seismic stratigraphy correlation chart of Pricaspian basin (according to [13] as amended and supplemented)

1 – границы подразделений; 2 – осадочный перерыв и эрозия; 3 – осадочная эрозия, связанная с руслами древних рек; 4 – отсутствие осадочной летописи, связанной с соляной тектоникой; 5 – терригенные отложения; 6 – мелководно-морские карбонаты; 7 – мелководно-морские терригенные отложения; 8 – мергели; 9 – ариллиты; 10 – сланцы; 11 – соль и сульфаты (по [7] с дополнениями и изменениями).

1 – subdivision boundaries; 2 – sedimentary hiatus and erosion; 3 – sedimentary erosion associated with ancient river beds; 4 – absence of sedimentary record associated with salt tectonics; 5 – terrigenous sediments; 6 – shallow-marine carbonates; 7 – shallow-marine terrigenous sediments; 8 – marls; 9 – mudstones; 10 – shales; 11 – salt and sulfates (according to [7] as amended and supplemented).

Символы маркёров сейсмических отражающих горизонтов показаны на рис. 7.

Seismic reflection horizon marker symbols are shown in Fig. 7.

жащая прослои ангидритов, доломитов, калийных солей терригенных и карбонатных пород. Для строения соленосных отложений как кунгурского, так и казанского циклов седиментации характерна чётко выраженная фаціальная зональность, состоящая в том, что относительная суммарная мощность несолевых прослоев многократно возрастает от внутренней к бортовым частям впадины. При этом в их составе в юго-восточной бортовой зоне преобладают терригенные, а на северо-западном борту – сульфатно-терригенные и карбонатные породы.

По формам и размерам в плане и разрезе и по взаимоотношению куполов с окружающими межкупольными зонами солянокупольные структуры Прикаспийской впадины традиционно районированы [2, 7] на зоны:

- 1) соляных подушек и рудиментарных соляных куполов (Восточная бортовая зона) (рис. 5);
- 2) прорванных неориентированных соляных куполов (Эмбенско-Уильская зона) (рис. 6);
- 3) соляных массивов и соляных гряд (Азгирско-Хобдинская зона) (рис. 7–8);
- 4) крупных соляных массивов и соляных стен (Центральная зона);
- 5) интенсивной соляной тектоники (Север – Северо-Восточная зона);
- 6) соляных валов (Северная бортовая зона).

По особенностям дислоцированности различных литолого-стратиграфических комплексов пермско-кайнозойский разрез разделяется на три дислокационных этажа (рис. 2–3): дисгармонично-складчатый, голоморфно-складчатый и идиоморфно-складчатый.

Нижний, дисгармонично-складчатый, этаж охватывает соленосную толщу или её часть, которая слагает ядра соляных структур (рис. 6–8). Структура этого этажа определяется складками течения очень сложной конфигурации, практически не поддающейся расшифровке методами геофизики и бурением, однако он ограничивается региональными сейсмическими горизонтами П1 и VI.

Средний, голоморфно-складчатый, этаж сложен системой складок, морфология которых определяется конфигурацией кровли нижележащего дисгармонично-складчатого комплекса. Эти складки заполняют весь бассейн, образуя положительные структурные формы над соляными ядрами и отрицательные в промежутках между ними (рис. 6–8). Он представлен красноцветными средне- и верхне-пермско-триасовыми отложениями и ограничивается региональными сейсмическими отражающими горизонтами VI и V.

Верхний, идиоморфно-складчатый, этаж состоит из отдельных изолированных положительных и отрицательных структур, выделяющихся на фоне горизонтально залегающих слоев (рис. 8), и ограничивается снизу региональным сейсмическим отражающим горизонтом III, сверху – дневной поверхностью.

Вероятные причины и механизмы формирования соляных куполов

В развитии знаний о процессах роста соляных структур огромную роль сыграла гравитенная теория. Она исходит из того, что всякая система слоев, в которой существует слой с меньшей плотностью, чем плотность вышележащего слоя, гравитационно нестабильна. Эта система будет преобразовываться до тех пор, пока гравитационный потенциал энергии не достигнет минимума, т.е. пока плотности не будут нормально увеличиваться с глубиной [8]. В последние годы в результате прогресса сейсморазведки при картировании соляных куполов (сводов, крутых склонов, карнизов, подкарнизных отложений) в различных бассейнах мира, экспериментальных работ по моделированию вертикальных и горизонтальных движений соляных масс уточнены, а порой и изменены представления о процессах солянокупольной тектоники [5, 14, 15].

В теории нестабильных вязких жидкостей описаны результаты процессов преобразования системы математически и путём физического моделирования. На основе таких исследований, а также геологических наблюдений в классических районах солянокупольной тектоники (Центральный Иран, Мексиканский залив, Прикаспийская впадина и др.) установлена следующая стадийность развития соляных диапиров:

- 1 стадия: первоначально горизонтально залегающий слой соли под действием нагрузки приходит в движение с образованием пологих антиклинальных складок (соляные подушки) и разделяющих их синклиналей (рис. 4–5);

- 2 стадия: по мере увеличения нагрузки вышележащих толщ и (или) времени формируются более контрастные формы соляных куполов – нормальные (простые) соляные купола с крутыми крыльями и различной степени высоты подъёма соляных масс (рис. 6, а также рис. 7 с межкупольной бессолевой мульдой, сложенной надсолевой пермью в виде структуры «щит черепахи»);

- 3 стадия: в движениях соляных масс значительную роль начинают играть не только вертикальные, но и горизонтальные направления; с увеличением времени или нагрузки вышележащих слоев соль достигает критических уровней при движении

в вертикальном направлении – это может быть поверхность «вода – осадок», «воздух – осадок» или контакт соли с породами, имеющими с ней одинаковую плотность. Достигнув критических уровней, вертикальные движения соляных масс у поверхности соляного купола переходят в горизонтальные с образованием соляных карнизов, козырьков и форм соляных диапиров в виде лампочки или луковичи.

Такая стадийность развития соляных диапиров, вытекающая из гравитационной модели, подтверждается геологическими наблюдениями в большинстве бассейнов мира, однако степень развития соляных структур зависит от многих факторов и различна для всех солянокупольных бассейнов и даже для определенных его частей, что в полной мере относится и к Прикаспийской впадине.

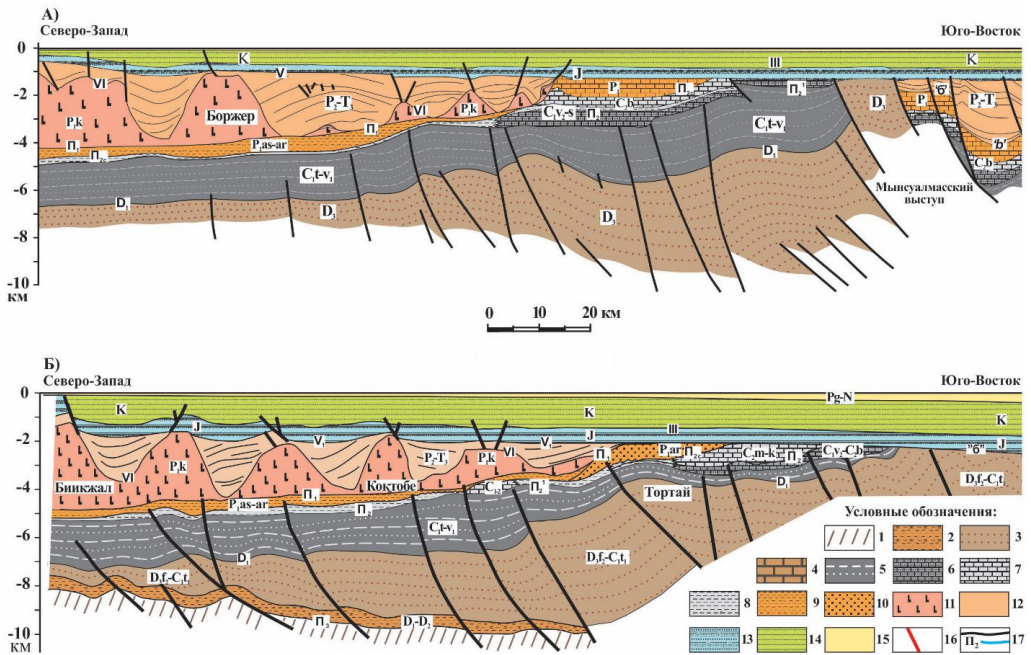


Рисунок 4. Геологические разрезы юго-восточной части Прикаспийской впадины (по [16] с дополнениями и изменениями)
Figure 4. Geological cross-sections of south-eastern part of Pricaspian basin (according to [16] as amended and supplemented)

A) по направлению Боржер-Мынсуалмас / towards Borjer-Mynsualmas;
 B) по направлению Биикжал-Тортай / towards Biikzhal-Tortay

1 – догерцинское основание; 2 – нижнедевонские отложения: серые алевролиты и глинистые сланцы, реже песчаники; 3 – верхнедевонские зеленые градационные терригенные породы; 4 – верхнедевонские отложения карбонатных платформ; 5 – нижнекаменноугольные зеленые градационные терригенные породы; 6 – нижнекаменноугольные отложения карбонатных платформ; 7 – верхнекаменноугольные отложения карбонатных платформ; 8 – каменноугольные глубоководные сланцы и алевролиты в переслаивании терригенными и карбонатными пластами; 9 – нижнепермские сланцы и алевролиты; 9 – грубозернистые нижнепермские отложения; 10 – нижнепермские карбонатные платформы; 11 – кунгурские соленосные отложения; 12 – средне- и верхнепермские красноцветы; 13 – юрские отложения; 14 – меловые отложения; 15 – кайнозойские отложения; 16 – разломы; 17 – сейсмические маркеры региональных отражающих горизонтов.

1 – pre-Hercynian foundations; 2 – Lower Devonian sediments: gray siltstones and clay shales, less often sandstones; 3 – Upper Devonian green gradational terrigenous rocks; 4 – Upper Devonian carbonate platform deposits; 5 – Lower Carboniferous green gradational terrigenous rocks; 6 – Lower Carboniferous carbonate platform deposits; 7 – Upper Carboniferous carbonate platform deposits; 8 – Carboniferous deep-water shales and siltstones overlain by terrigenous and carbonate strata; 9 – Lower Permian shales and siltstones; 9 – coarse-grained Lower Permian sediments; 10 – Lower Permian carbonate platforms; 11 – Kungur saline sediments; 12 – Middle and Upper Permian redstones; 13 – Jurassic sediments; 14 – Cretaceous sediments; 15 – Cenozoic sediments; 16 – faults; 17 – seismic markers of regional reflecting horizons.

Границы литостратиграфических комплексов показаны в общепринятых стандартных индексах. Расшифровка индексов показана на рис. 7.

The boundaries of lithostratigraphic complexes are shown in generally accepted standard indices. Decoding of the indices is shown in Fig. 7.

Первые две стадии здесь легко интерпретируются, например, первая стадия по присутствию «зоны рудиментарных куполов», которые представляют собой остатки соляных антиклиналей, образованных при возрастании осадочной нагрузки вышележащей терригенной толщи верхней перми и продолжающемся прогибании фундамента бассейна (рис. 5 и 7). На этой стадии соль подвижна и для вертикального, и для горизонтального перемещения. Также в складчатость вовлекалась и верхнепермская синседиментационная терригенная толща (рис. 8). Вторая стадия легко объясняется увеличением поступления терригенного осадка и ростом вертикальной нагрузки, что и привело к образованию крупных соляных диапиров за счёт притока соляных масс из пониженных участков, образованных на предыдущей стадии.

Наблюдения взаимоотношений соляных тел с вмещающими их более плотными породами показывают, что для пластического перераспределения масс соли необходима дифференцированная нагрузка на первоначальные материнские пласты вышележащих отложений, т.е. соляные диапиры не растут спонтанно за счёт разности плотностей и не всегда пронизывают толстые покровы перекрывающих (например, сейсмический профиль на рис. 6). Дифференцированная нагрузка может создаваться седиментационными процессами смещения депоцентра тяжести поступающих в бассейн осадков (например, боковое заполнение), тектонической деформацией покровов и основания (тектонические факторы, растяжение, сжатие) и эрозией [15]. По первопричинам создания дифференцированной нагрузки механизмы роста соляных структур могут быть

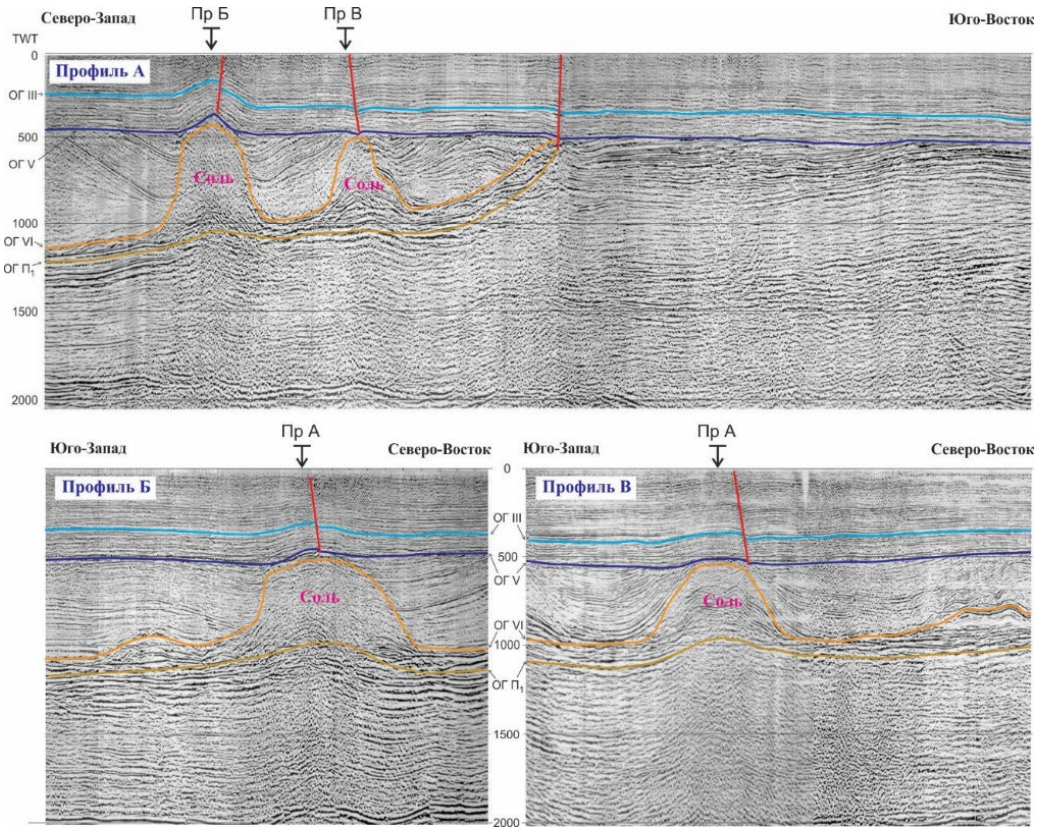


Рисунок 5. Временной сейсмический разрез по линии через купола Тобускен, ориентированный в направлении с юго-востока на северо-запад
Figure 5. Time cross section along a line through the Tobusken domes, oriented from southeast to northwest

Региональное расположение показано на рис. 1. Символы маркёров сейсмических отражающих горизонтов и стратиграфических отбывок показаны на рис. 6–7.
 The regional location is shown in Fig. 1. Marker symbols for seismic reflection horizons and stratigraphic departures are shown in Figs. 6–7.

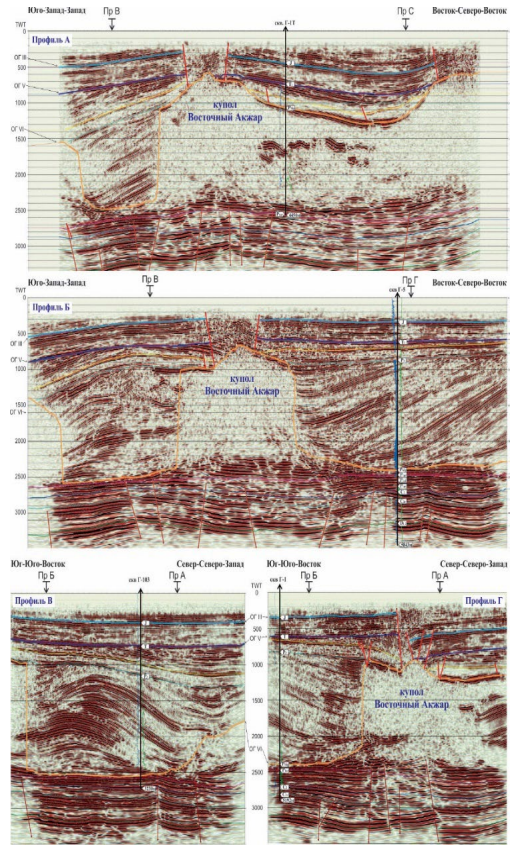
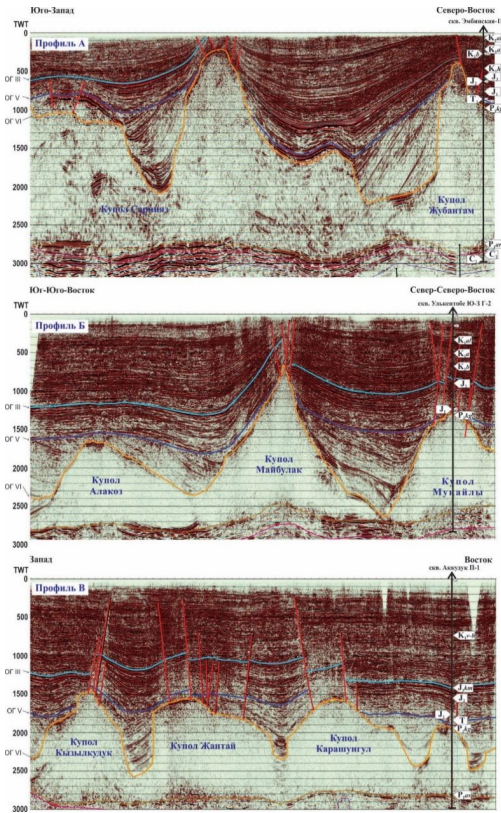


Рисунок 6. Временные сейсмические разрезы по линии купола Сарнияз-Жубантам; купола Алакоз-Майбулак-Мунайлы; купола Кызылкудук-Жантай-Карашунгул (по [19] с дополнениями и изменениями)

Рисунок 7. Временные сейсмические разрезы по линиям через купол Восточный Акжар (по [20] с дополнениями и изменениями)

Figure 6. Time cross section by lines: domes of Sarniyaz-Zhubantam; domes of Alakoz-Maibulak-Munayly; domes of Kyzylkuduk-Zhantai-Karashungul (modified after [19])

Figure 7. Time cross section along a line through the Eastern Akzhar dome (according to [20] as amended and supplemented)

Профиль А – через купола Сарнияз-Жубантам / Profile A – through Sarniyaz-Zhubantam domes; Профиль Б – через купола Алакоз-Майбулак-Мунайлы / Profile B – through the Alakoz-Maibulak-Munayly domes.; Профиль В – через купола Кызылкудук-Жантай-Карашунгул / Profile C – through Kyzylkuduk-Zhantai-Karashungul domes

Профиль А – через скв. Г-1Т / Profile A – through well G-1Т; Профиль Б – через скв. Г-5 / Profile B – through well G-5; Профиль В – через скв. Г-103 / Profile C – through well G-103; Профиль Г – через скв. Г-1 / Profile D – through well G-1

Расположение показано на рис. 1. Символы маркёров сейсмических отражающих горизонтов и скважинных стратиграфических отбивок показаны на рис. 6–7.

Стратиграфические отбивки по скважинам: J3 – кровля верхнеюрских отложений; Т – кровля триасовых отложений; P3 – кровля верхнепермских отложений; P1k – подошва кунгурских соленосных отложений; P1ar – кровля артинских отложений, P1s – кровля сакмарских отложений; P1as – кровля ассельских отложений; C2 – кровля каменноугольных отложений; C1v – кровля визейских отложений; D1-2 – кровля нижне-среднедевонских отложений.

The locations are shown in Fig. 1. Marker symbols for seismic reflection horizons and borehole stratigraphic indentations are shown in Figs. 6–7.

Символы маркёров сейсмических отражающих горизонтов показаны на рис. 7. Seismic reflection horizon marker symbols are shown in Fig. 7.

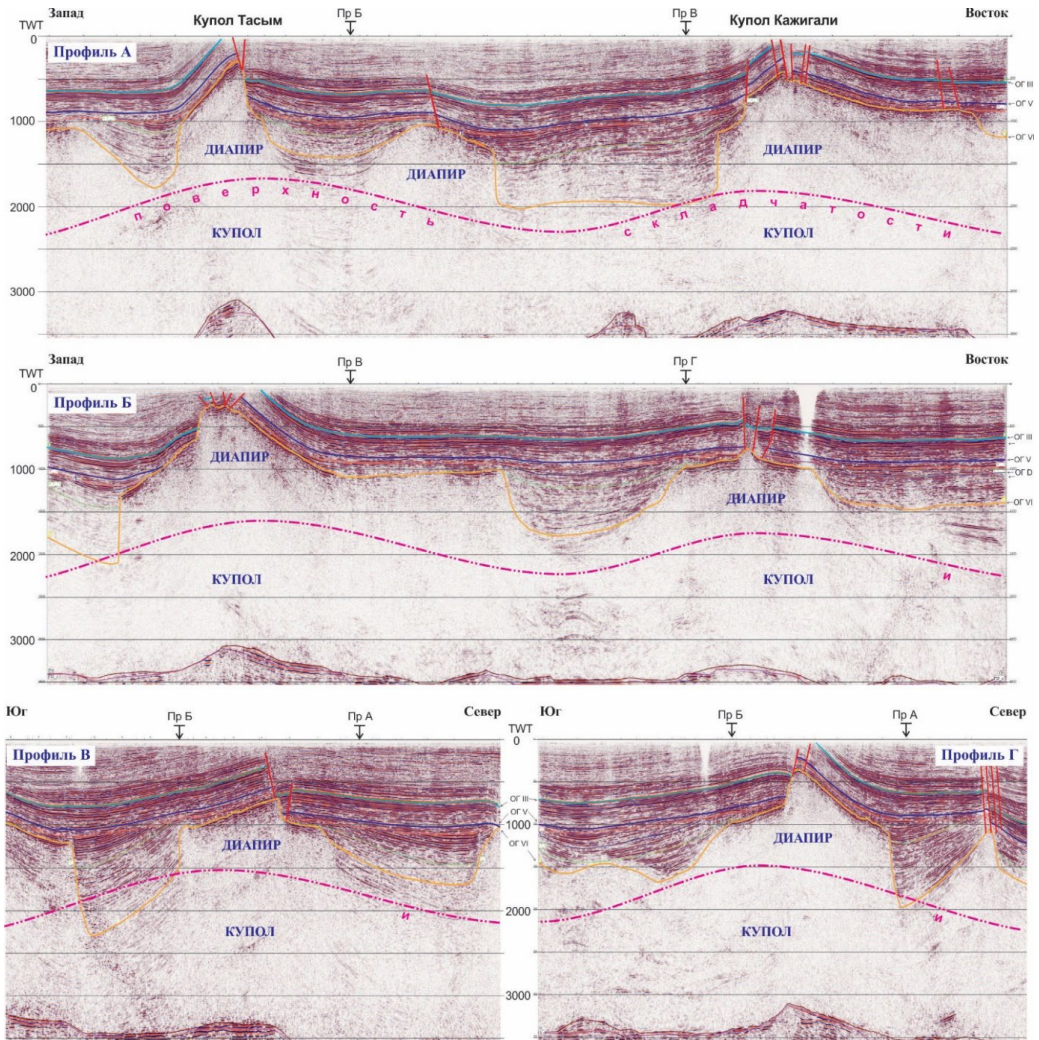


Рисунок 8. Временные сейсмические разрезы по линии через купола Тасым-Кажигали (по [21] с дополнениями и изменениями)

Figure 8. Time cross section along a line through the Tasym-Kazhygali domes (according to [21] as amended and supplemented)

Профиль А – северная часть / Profile A – northern part; Профиль Б – южная часть / Profile B – southern part; Профиль В – западная часть / Profile C – western part; Профиль Г – восточная часть / Profile D – eastern part

Символы маркёров сейсмических отражающих горизонтов: ОГ-III – кровля юрских отложений; ОГ-V – поверхность углового несогласия между пермо-триасовым и нижнеюрским комплексам; ОГ-VI – кровля соленосных отложений кунгура; ОГ-П1 – поверхности подсольевых докунгурских отложений.

Symbols of markers of seismic reflecting horizons: OG-III – roof of Jurassic sediments; OG-V – surface of angular disagreement between Permo-Triassic and Lower Jurassic complexes; OG-VI – roof of saline sediments of Kungur; OG-P1 – surface of subsalt Dokungur deposits.

Региональное расположение показано на рис. 1. The regional location is shown in Figure 1.

разделены на три типа: пассивный, активный и реактивный.

Пассивный механизм движения соли предполагает одновременно рост соляных куполов и осадконакопление терригенных (сульфатно-терригенных) толщ. Дифференциация нагрузки

на материнские пласты соли создается за счёт естественного различия гранулометрического и плотностного составов центральных и дистальных частей проградационных клиноформ (комплексов), вдоль которых поступает осадочный материал. В результате в под-

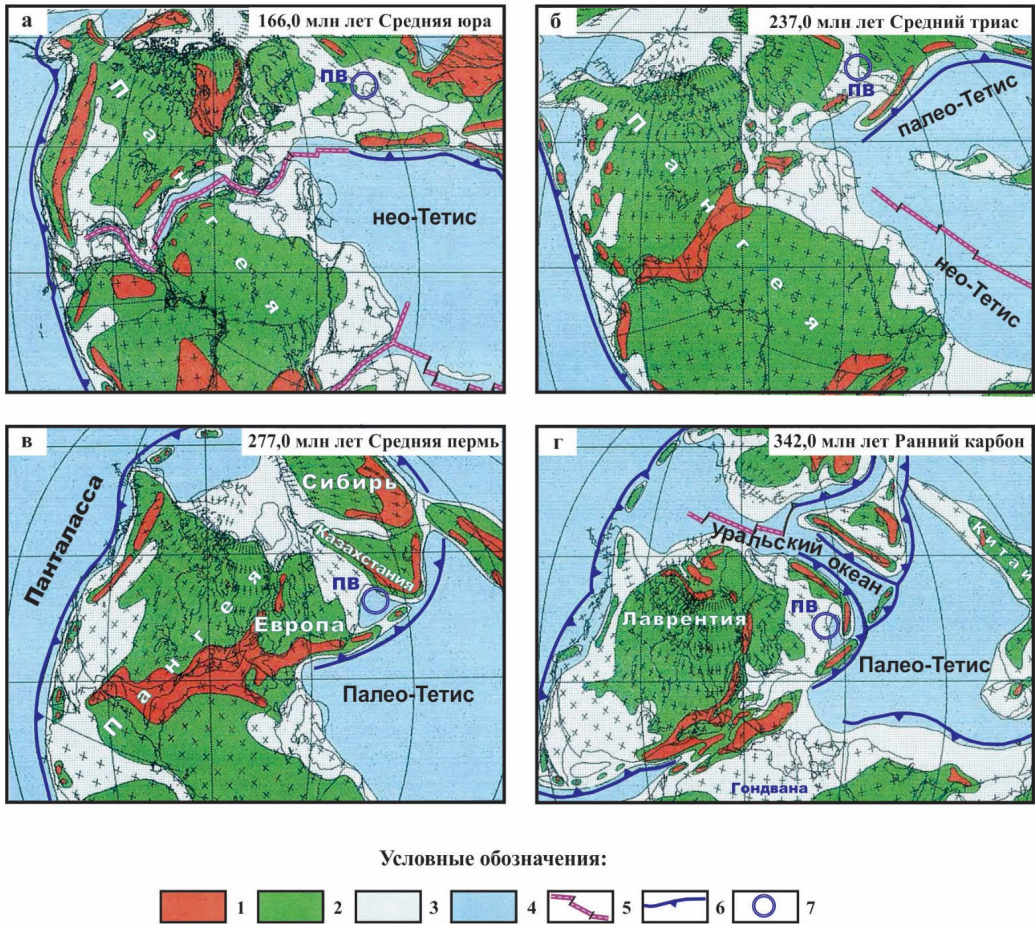


Рисунок 9. Палеотектонические реконструкции древних континентов, слагающих Евразию и прилегающих территорий в конце палеозоя (по [17] с дополнениями)

Figure 9. Paleotectonic reconstructions of the ancient continents that make up Eurasia and adjacent territories at the end of the Paleozoic (according to [17] as amended and supplemented)

а) для эпохи средней юры / for the Middle Jurassic; б) для эпохи среднего триаса / for the Middle Triassic; в) для эпохи средней перми / for the Middle Permian; г) для эпохи раннего карбона / for the Early Carboniferous
 1 – горы и возвышенности / mountains and uplands; 2 – массивы суши / land masses; 3 – шельф и окраина континентов / shore and continental margin; 4 – глубоководные бассейны / deep-water basins; 5 – срединно-океанический хребет / mid-ocean ridge; 6 – зоны субдукции / subduction zones; 7 – Прикаспийская впадина / Caspian depression.
 ПВ – Прикаспийская впадина / Pre-Caspian Basin.

стилающей толще соли закладывается соляная подушка. В синклинали перед фронтом растущей соляной структуры улавливается значительно большее количество материала, чем в своде и на противоположном крыле. Это увеличивает дифференциацию и способствует отжатию соли из мульды в направлении, противоположном источнику сноса. Образуются нормальные соляные купола. От растворения соль предохраняет слой осадков.

В Прикаспийской впадине процессы пассивного роста соляных куполов преобладали на ранних стадиях их развития

в средней-верхней перми и триаса. Это подтверждается следующими фактами: повсеместно отмечается утончение осадков перми и триаса в сводах куполов, свидетельствующее об их преимущественно конседиментационном росте, и, как правило, межкупольные зоны, разделенные куполами, имеют по данному сейсморазведки различный облик. При пассивном росте куполов мощности одновозрастных осадков в отдельных мульдах могут различаться в несколько раз. Механизм поступления терригенного осадочного материала в бассейн в пред- и посткунгурское время может быть объяснен геотектонической

обстановкой (рис. 9), связанной с замыканием Уральского палеоокеана и образованием океана Палеотетис [1, 17], который имел сложную историю, связанную с перемещением Иранских континентальных блоков и их коллизией с Туранской плитой, отделяющей Прикаспийскую впадину [18, 19].

Активный механизм движения соли вызывается тектоническими процессами сжатия, когда первоначальные (часто незначительные по мощности) материнские пласты соли вовлекаются в процессы складкообразования и надвигообразования. Соль нагнетается в зоны разломов и ядра антиклинальных складок, слагая наиболее ослабленные зоны. Соль часто не образует диапиров, а выполняет роль ядер деформируемых структур (рис. 6, а и б).

Реактивный механизм образования (развития) диапиров. В юрский период вследствие существенного уменьшения объёма привносимого осадочного материала морские и прибрежно-морские отложения перекрыли межкупольные зоны и своды куполов. Однако в меловое время поступление материала в бассейн и дифференциация нагрузок снова возросли (рис. 7). Прогибание центральной части впадины приводило к значительным по масштабам региональным растяжениям надсолевых осадков, в первую очередь, в зонах древних соляных куполов, продолжающийся замедленный рост которых также вызывал растяжение. Это способствовало заложению и широкому развитию грабенов в результате активизации разломов фундамента, а в сводах – созданию ослабленных зон (рис. 8). Вертикальные движения соли приподнимали породу в сводах куполов выше уровня денудации, а эрозия надсолевых отложений, в свою очередь, увеличивала дифференциацию нагрузок и обеспечивала дальнейший рост куполов. Так происходил «прорыв» юрских и меловых толщ.

Таким образом, региональное растяжение явилось главной причиной роста соляных куполов в послеевское время. Следовательно, частота размещения соляных куполов зависела от первоначальной генерации их в верхней перми и триасе, а не от общей мощности соли и надсолевых отложений, как это следует из гравитенной теории.

Таким образом, рассмотренные особенности солянокупольной тектоники в Прикаспийской впадине дают возможность по-новому подойти к объяснению многих известных факторов геологического строения соляных куполов и диапиров, а также прогнозировать по сейсморазведочным и гравиметрическим данным перспективные типы ловушек в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины.

Заключение

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Прикаспийская впадина запада Казахстана в средней части разреза представлена соленосной формацией. Формой и размерами его котловина почти совпадала с современной структурой, и через узкий пролив он сообщался с Палеотетисом и, располагаясь в низких тропических палеоширотах, стал местом, где началось интенсивное накопление эвапоритов.

2. Толщина соли, накопившаяся в центре впадины, по-видимому, могла достигать 4,5 км, уменьшаясь на бортах до 1–2,5 км.

3. Здесь широко проявилась солянокупольная тектоника, что привело к образованию более 1500 соляных куполов с различными формами, размерами, высотой прорыва перекрывающих толщ и разнообразными комбинациями структур в плане.

4. Солянокупольная тектоника определяет геологический облик надсолевых отложений и является характерной чертой впадины. Соляные купола Прикаспийской впадины прошли три этапа развития с различными механизмами соляной тектоники: верхнепермско-триасовый, юрско-нижнемеловой и верхнемеловой-палеогеновый (рис. 10).

5. В верхнепермско-триасовое время были полностью сформированы соляные подушки и непрорванные соляные гряды. Соляные структуры в верхней перми и триасе образовались по схеме пассивного роста. Вертикальные движения соли, заложение подушек и гряд происходили вследствие дифференцированной нагрузки на соляные массы призм бокового заполнения бассейна за счёт одностороннего источника сноса со стороны Урала и Мугоджар, а также островодужно-аккреционного комплекса, формировавшегося на юге. По разные стороны соляных диапиров накапливались разновозрастные осадки различной мощности.

6. Солянокупольная тектоника, условия седиментации и формирование системы сбросов в надсолевом комплексе тесно связаны с региональными тектоническими процессами, происходившими в различные отрезки геологического времени в Прикаспийской впадине, на Урале, на юге Каспийского блока и Иранских киммерийско-альпийских складчатых структурах и континентальных тектонических блоках.

7. В юрско-нижнемеловое время продолжался интенсивный вертикальный рост соляных структур третьей зоны. Основным механизмом роста были реактивные движения соли в сводах за счёт растяжения, утончения

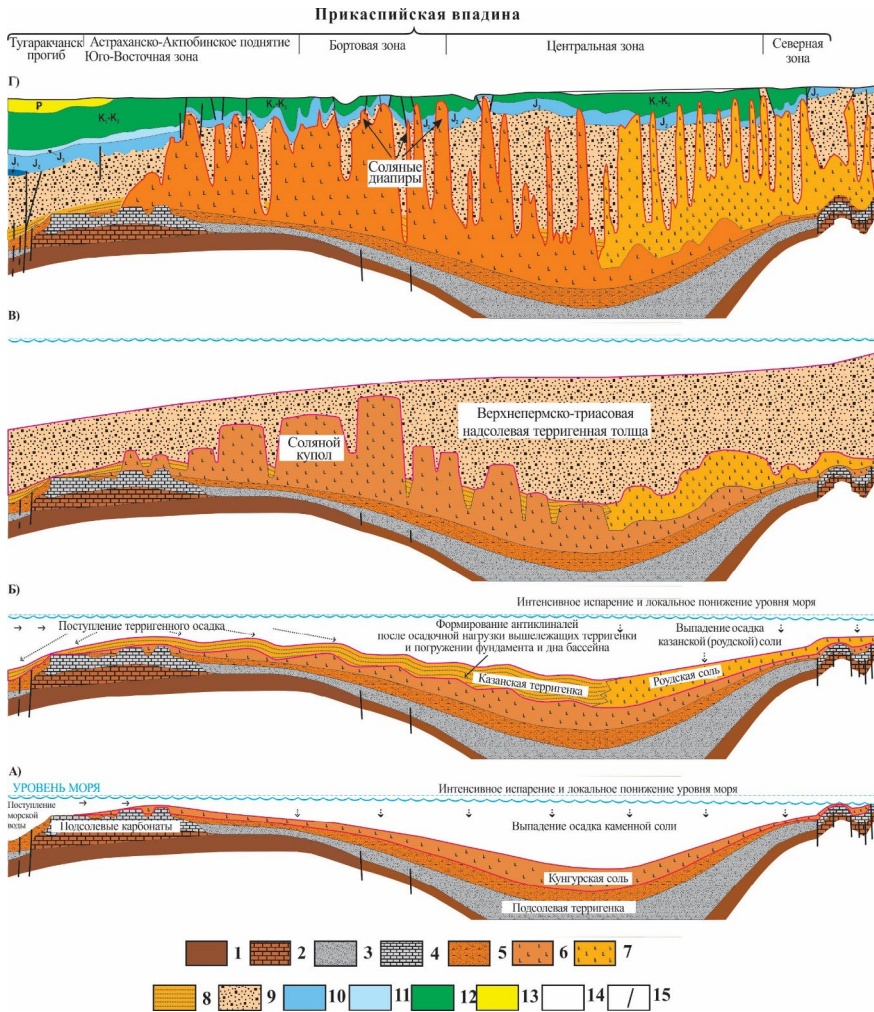


Рисунок 10. Схема формирования соленосной Прикаспийской впадины (по [2] с дополнениями)

Figure 10. Formation diagram of the salt-bearing Caspian depression (according to [2] as supplemented)

А) этап накопления соли в кунгурское время / stage of salt accumulation in the Kungur period; Б) начало куполообразования / dome formation; В) увеличение осадочной нагрузки / increase in sediment load; Г) проявление соляного диапиризма в мезозойское эпоху / manifestation of salt diapirism in the Mesozoic Era

1 – подсолевые отложения девона, преимущественно терригенно-карбонатного состава; 2 – карбонатные отложения верхнего девона; 3 – терригенно-карбонатные отложения карбона; 4 – карбонатные отложения карбона; 5 – терригенно-карбонатные отложения нижней перми; 6 – соль и сульфаты кунгурского яруса верхов нижней перми; 7 – соль и сульфаты роудского яруса низов верхней перми; 8 – терригенные отложения роудского яруса низов верхней перми; 9 – терригенные песчаники и алевролиты верхней перми и триаса; 10 – нерасчлененные юрские терригенные отложения; 11 – карбонатно-терригенные верхней юры; 12 – терригенные и сверху терригенно-карбонатные отложения мела; 13 – кайнозойские терригенные отложения, в основании датские карбонаты; 14 – современные отложения; 15 – тектонические разломы.

1 – subsalt sediments of the Devonian, mainly of terrigenous-carbonate composition; 2 – carbonate sediments of the Upper Devonian; 3 – terrigenous-carbonate sediments of the Carboniferous; 4 – carbonate sediments of the Carboniferous; 5 – terrigenous-carbonate sediments of the Lower Permian; 6 – salt and sulfates of the Kungurian Stage of the Lower Upper Permian; 7 – salt and sulfates of the Rhodian Stage of the Lower Upper Permian; 8 – terrigenous sediments of the Rhodian Stage of the Lower Upper Permian; 9 – terrigenous sandstones and siltstones of the Upper Permian and Triassic; 10 – poorly defined Jurassic terrigenous sediments; 11 – carbonate-terrigenous sediments of the Upper Jurassic; 12 – terrigenous and above terrigenous-carbonate deposits of the Cretaceous; 13 – Cenozoic terrigenous deposits, at the base Danish carbonates; 14 – modern sediments; 15 – tectonic faults.

и грабенообразования юрско-меловых отложений.

8. В верхнемеловой – палеогеновый период существенную роль играли минибассейны, в которых накапливались огромные мощности терригенных отложений,

формировались вторичные компенсационные мульды, создающие дифференцированные нагрузки на соль, способствующие вертикальному и горизонтальному перемещению соляных масс.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Исследования выполнены по гранту Комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан, № AP14870515.

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: Ибрашев К.Н. – подготовка и редактирование рукописи, сбор материалов, Ахметжанов А.Ж. – подготовка материалов и графики, Жемчужников В.Г. – написание статьи, анализ и проверка результатов, Ахметжанова Г.А. – подготовка и редактирование рукописи, Увакова С.К. – редактирование рукописи, Галиев Н.Р. – подготовка графических материалов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The research was funded by the Science Committee of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan, grant No. AR14870515.

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: Kenzhebek N. Ibrashev – preparation and editing of the manuscript, collection of materials; Aitbek Zh. Akhmetzhanov – preparation of manuscript and graphic materials; Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov – writing the article, analyzing and verifying the results; Gaukhar A. Akhmetzhanova – preparation and editing of the manuscript; Saule K. Uvakova – editing of the manuscript; Nurzhan R. Galiyev – preparation of graphic materials.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Bykadorov V.A., Bush V.A., Fedorenko O.A., et al.* Ordovician-Permian palaeogeography of Central Asia: development of Palaeozoic petroleum-bearing basins // *Journal of Petroleum Geology*. 2003. Vol. 26, N 3. P. 325–350.
2. *Zhemchuzhnikov V., Akhmeizhanov A., Ibrashev K., Akhmetzhanova G.* The geotectonic peculiarities of the North Caspian Permian salt-bearing basins (Kazakhstan) // *Geosciences*. 2024. Vol. 14, N 1. doi.org/10.3390/geosciences14010023.
3. *Dzens-Litovskiy A.I., Vasilyev G.V.* Geological condition of formation of bottom sediments in Karabogaz in connection with fluctuation of Caspian Sea level // *American Geological Institute Translation News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and engineering sciences*. 1962. N 3. P. 79–86.
4. *Hite R.T.* Shelf carbonate sedimentation controlled by salinity in the Paradox Basin, Southeast Utah // *Third Symposium on Salt*. 1970. Vol. 1. P. 48–66.
5. *Абдулин А.А., Пилифосов В.М., Воцалевский Э.С.* Новые взгляды на механизм образования соляных куполов Прикаспийской впадины // *Геология Казахстана*. 1995. № 5–6. С. 23–31.
6. *Антипов М.П., Волож Ю.А.* Особенности строения и нефтегазоносность надсолевого разреза Прикаспийской впадины // *Нефть и газ*. 2012. №1(67). С. 47–71.
7. *Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Живодеров А.Б., и др.* Проблемы нефтегазоносности надсолевых отложений Прикаспийской впадины // *Известия НАН КазССР. Серия геологическая*. 1989. № 4. С. 3–15.
8. *Матусевич А.В.* Гравиразведка Прикаспийской впадины. Ливны : Издатель Мухаметов Г.В., 2013. 176 с.
9. *Ескожа Б.А.* Особенности строения и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Прикаспийской впадины // *Известия НАН КазССР. Серия геологическая*. 2008. №4. С. 38–46.

10. Геологическая карта Казахстана. Масштаб 1:1000000 / под ред. Г.Р. Бекжанова, 1996.
11. Писаренко Ю.А., Писаренко В.Ю., Дунаева М.Н. Стратиграфические, литолого-фациальные и структурные соотношения разновозрастных соленосных пород и их значение в проявлении процессов соляного тектогенеза в пределах Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. 2017. Вып. 91. С. 21–35.
12. Ахметшина Л.З., Кухтинов Д.А., Кухтинова Л.В., и др. Атлас палеонтологических остатков пермских отложений северного и восточного прибортовых сегментов Прикаспийской впадины (Казахстанская часть). Актобе : ТОО АктюбНИГРИ, 2013. 242 с.
13. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том 3. Алматы : Национальная академия наук Республики Казахстан, 2002. 248 с.
14. Ge H., Jackson M.P.A., Vendeville B.C. Kinematics and dynamics of salt tectonics driven by progradation // AAPG Bulletin. 1997. Vol. 81, N 3. P. 398–423.
15. Jackson M.P.A., Vendeville B.C., Shultz-Ela D.D. Structural dynamics of Salt Systems // Annu. Rev. Earth Planet. Sci. 1994. Vol. 22. P. 93–117.
16. Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Жемчужников В.Г. Карбонатные платформы и развитие позднепалеозойских осадочных бассейнов Западного Казахстана в связи с их нефтегазоносностью // Геология Казахстана. Сборник трудов, посвященный XXXII сессии МГК. 2004. С. 314–329.
17. Scotese C.R., Golonka J. (Dept. Of Geology, University of Texas at Artington). Paleomap Paleogeographic Atlas. Paleomap Progress Report No. 20. 1992.
18. Natal'in B.A., Celâl Şengör A.M. Late Palaeozoic to Triassic evolution of the Turan and Scythian platforms; The pre-history of the Paleo-Tethyan closure // Tectonophysics. 2005. Vol. 404. P. 175–202. doi:10.1016/j.tecto.2005.04.011.
19. Салимова А.Ж., Досалиев А.Ф., Искужиев А.Д. (РЦГИ «Казгеоинформ»). Результаты геологоразведочных работ, проведенных на территории Адайского лицензионного участка в период разведки (2008–2011 гг.). Отчет №53506. Атырау, 2012.
20. Жемчужников В.Г., Уваков К.А., Шарубин Н.В., Ергалиев Н.Ф. (РЦГИ «Казгеоинформ»). Отчет о результатах полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D, работ по обработке и интерпретации этих сейсмических данных на контрактной территории ТОО «Аман Мунай», №55804. Алматы, 2016.
21. Жемчужников В.Г., Ибраева М.А., Куванова А.А. (РЦГИ «Казгеоинформ»). Отчет о результатах сейсмических наземных работ 2D и 3D по площади «Атырау», № 52194. Алматы, 2009.

REFERENCES

1. Bykadorov VA, Bush VA, Fedorenko OA, et al. Ordovician-Permian palaeogeography of Central Asia: development of Palaeozoic petroleum-bearing basins. *Journal of Petroleum Geology*. 2003;26(3): 325–350.
2. Zhemchuzhnikov V, Akhmezhyanov A, Ibrashev K, Akhmetzhanova G. The geotectonic peculiarities of the North Caspian Permian salt-bearing basins (Kazakhstan). *Geosciences*. 2024;14(1). doi.org/10.3390/geosciences14010023.
3. Dzents-Litovskiy AI, Vasilyev GV. Geological condition of formation of bottom sediments in Kara-Bogaz in connection with fluctuation of Caspian Sea level. *American Geological Institute translation News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and engineering sciences*. 1962;3:79–86.
4. Hite RT. Shelf carbonate sedimentation controlled by salinity in the Paradox Basin, Southeast Utah. *Third Symposium on Salt*. 1970;1:48–66.
5. Abdullin AA, Piliphosov VM, Votsalevskiy ES. Novye vzglyady na mekhanizm obrazovaniya solyanykh kupolov Prikaspiyskoy vpadiny. *Geologiya Kazakhstana*. 1995;5–6:23–31. (In Russ).
6. Antipov MP, Volozh YA. Osobennosti stroeniya i neftegazonosnost' nadsolevogo razreza Prikaspiyskoy vpadiny. *Neft' i gaz*. 2012;1(67):47–71. (In Russ).
7. Volozh YA, Votsalevskiy ES, Zhivoderov AB, et al. Problemy neftegazonosnosti nadsolvevkh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and engineering sciences*. 1989;4:3–15. (In Russ).
8. Matusevich AV. *Gravirazvedka Prikaspiyskoy vpadiny*. Livny: Izdatel' Mukhametov GV; 2013. 176 p. (In Russ).
9. Eskozha BA. Osobennosti stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti triasovogo kompleksa yuga Prikaspiyskoy vpadiny. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and engineering sciences*. 2008;4:38–46. (In Russ).
10. Bekzhanov GR, editor. *Geological map of Kazakhstan. Scale 1:1000000*. 1996.
11. Pisarenko YA, Pisarenko VY, Dunayeva MN. Stratigraficheskie, litologo-fatsial'nye i strukturnye sootnosheniya raznovozrastnykh solenosnykh porod i ikh zhanenie v proyavlenii protsessov

solyanogo tektogeneza v predelakh Prikaspiyskoy vpadiny. *Vologá and Pricaspian region resources*. 2017;91:21–35. (In Russ).

12. Akhmetshina LZ, Kukhtinov DA, Kukhtinova LV, et al. *Atlas paleontologicheskikh ostatkov permskikh otlozheniy severnogo i vostochnogo pribortovykh segmentov Prikaspiyskoy vpadiny (Kazakhstanskaya chast')*. Aktobe: AktyubNIGRI LLP; 2013. 242 p. (In Russ).

13. Daukeev SZ, Votsalevskiy ES, Shlygin DA, et al. Glubinnoe stroeniye i mineral'nye resursy Kazakhstana. *Neft' i gaz*. Tom 3. Almaty: National Academy of Science Republic of Kazakhstan; 2002. 248 p. (In Russ).

14. Ge H, Jackson MPA, Vendeville BC. Kinematics and dynamics of salt tectonics driven by progradation. *AAPG Bulletin*. 1997;81(3):398–423.

15. Jackson MPA, Vendeville BC, Shultz-Ela DD. Structural dynamics of Salt Systems. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 1994;22:93–117.

16. Votsalevskiy ES, Piliposov VM, Zhemchuzhnikov VG. Karbonatnye platformy i razvitie pozdne-paleozoyskikh osadochnykh basseynov Zapadnogo Kazakhstana v svyazi s ikh neftegazonosnost'yu. *Geologiya Kazakhstana. Sbornik trudov, posvyashchennyi XXXII sessii MGK*. 2004. P. 314–329. (In Russ).

17. Scotese CR, Golonka J. (Dept. Of Geology, University of Texas at Artington). Paleomap Paleogeographic Atlas. Paleomap Progress Report No. 20.1992.

18. Natal'in BA, Celál Şengör AM. Late Palaeozoic to Triassic evolution of the Turan and Scythian platforms; The pre-history of the Paleo-Tethyan closure. *Tectonophysics*. 2005;404:175–202. doi:10.1016/j.tecto.2005.04.011.

19. Salimova AZ, Dosaliyev AF, Iskuzhiyev AD (JSC National Geological Service). The results of exploration work carried out on the territory of the Adai license area during the exploration period (2008–2011). Report. Atyrau; 2012. Technical report №53506.

20. Zhemchuzhnikov VG, Uvakov KA, Sharubin NV, Yergalyev NF (JSC National Geological Service). The results of field seismic surveys of MOGT 3D, processing and interpretation of these seismic data on the contract territory of Aman Munai LLP. Report. Almaty; 2016. Technical report No. 55804. (In Russ).

21. Zhemchuzhnikov VG, Ibrayeva MA, Kuvanova AA (JSC National Geological Service). The results of 2D and 3D seismic ground work on the Atyrau area. Report. Almaty; 2009. Technical report No. 52194. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ибрашев Кенжебек Ниязович

канд. техн. наук,

ORCID [0000-0003-2979-1056](https://orcid.org/0000-0003-2979-1056)

Scopus Author ID 57210290727

e-mail: k.ibrashev@kazenergy.com.

*Ахметжанов Айтбек Жамсатович

канд. геол.-мин. наук,

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

Scopus Author ID 57196274318

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

Жемчужников Вячеслав Георгиевич

канд. геол.-мин. наук,

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

Scopus Author ID 6506519046

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

Ахметжанова Гауһар Айтбекқызы

ORCID [0000-0003-0437-8820](https://orcid.org/0000-0003-0437-8820)

Scopus Author ID 56669730400

e-mail: g.akhmetzhanova@kbtu.kz.

Увакова Сауле Каримовна

e-mail: s.uvakova@kbtu.kz.

Галиев Нуржан Рахимканович

e-mail: n.galiev@petrolab.kz.

AUTHORS' INFO

Kenzhebek N. Ibrashev

Cand. Sc. (Engineering),

ORCID [0000-0003-2979-1056](https://orcid.org/0000-0003-2979-1056)

Scopus Author ID 57210290727

e-mail: k.ibrashev@kazenergy.com.

*Aitbek Zh. Akhmetzhanov

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy),

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

Scopus Author ID 57196274318

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

Vyacheslav G. Zhemchuzhnikov

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy),

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

Scopus Author ID 6506519046

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

Gauhar A. Akhmetzhanova

ORCID [0000-0003-0437-8820](https://orcid.org/0000-0003-0437-8820)

Scopus Author ID 56669730400

e-mail: gauhar.akhm@gmail.com.

Saule K. Uvakova

e-mail: s.uvakova@kbtu.kz.

Nurzhan R. Galiyev

e-mail: n.galiev@petrolab.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 004.8, 553.08

МРНТИ 28.23.15, 38.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>

Получена: 05.02.2024.

Одобрена: 12.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Кластеризация литотипов на основе визуальных признаков кернов с помощью свёрточных нейронных сетей и K-Means

Ф.С. Эбдіманап^{1,2}, К.А. Бостанбеков¹, А.Н. Алимова¹, Н.Б. Салиев²,
Д.Б. Нурсеитов^{1,2}

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Литология изучает геологические породы и их характеристики, имеет важное значение в геологии и в нефтегазовой промышленности. Основными задачами литологии являются классификация горных пород, определение их происхождения, а также изучение условий их образования и изменения со временем. Литологические исследования керна проводятся различными методами – как традиционными (например, визуальное исследование образцов горных пород или микроскопический анализ шлифов), так и с использованием современных технологий. Традиционные методы изучения требуют высокой квалификации и опыта, и могут быть трудоёмкими, в особенности при визуальном анализе (описание кернового материала). Применение методов машинного обучения и автоматизированных технологий позволяет улучшить эффективность и точность анализа, сократить временные затраты и обеспечить быстрый доступ к информации.

Цель. Целью работы является разработка модели кластеризации литотипов на изображениях керна, используя методы машинного обучения.

Материалы и методы. В статье рассматривается алгоритм кластеризации литотипов методом K-Means в сочетании со свёрточными нейронными сетями VGG16, VGG19 и ResNet50 для выявления ключевых признаков (сходства и различий, определяемых по фото).

Результаты. Был разработан алгоритм кластеризации литотипов с помощью метода K-Means и свёрточных нейронных сетей. Определены преимущества и ограничения алгоритма при работе с изображениями кернов. Представлены результаты экспериментов, проведённых на реальном наборе данных.

Заключение. Результаты исследования предоставляют важные практические выводы, которые могут быть полезны в геологических исследованиях и в применении методов глубокого обучения для анализа керна. Дальнейшие исследования могут углубить анализ других моделей и методов машинного обучения, а также расширить область применения данного подхода в геологии.

Ключевые слова: литология, исследование керна, кластеризация литологии, машинное обучение, свёрточные нейронные сети.

Как цитировать:

Эбдіманап Ф.С., Бостанбеков К.А., Алимова А.Н., Салиев Н.Б., Нурсеитов Д.Б. Кластеризация литотипов на основе визуальных признаков кернов с помощью свёрточных нейронных сетей и K-Means // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 25–38.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>.

UDC 004.8, 553.08

CSCSTI 28.23.15, 38.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>

Received: 05.02.2024.

Accepted: 12.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Clustering of lithotypes based on visual features of cores using convolutional neural networks and K-Means

Galymzhan S. Abdimanap^{1,2}, Kairat A. Bostanbekov¹, Anel N. Alimova¹,
Nurlan B. Saliev², Daniyar B. Nurseitov^{1,2}

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Lithology is a vital field of study in both geology and the oil and gas sector that focuses on the properties of geological rocks. The primary objectives of lithology to classify rocks, determine their origin, and investigate the conditions of their formation and changes over time. Lithological core examination employ various methods, encompassing both conventional techniques (e.g., visual inspection of the rock samples or microscopic analysis of slides) and modern technologies. Conventional methods of examination require high qualifications and experience, and can be labour-intensive, especially in visual analysis (description of core material). The application of machine learning methods and automated technologies can enhance the efficiency and accuracy of analysis, save time, and provide quick access to information.

Aim: To develop lithotypes clustering model on core images using machine learning methods.

Materials and methods: The paper discusses an algorithm for clustering lithotypes using K-Means method combined with VGG16, VGG19 and ResNet50 convolutional neural networks to identify key features (similarities and distinctions as determined from photos).

Results: The algorithm for clustering lithotypes using K-Means method and convolutional neural networks is developed. The advantages and limitations of the algorithm when working with core images are determined. Results from experiments conducted using an actual dataset are presented.

Conclusion: The findings of the study offer important practical insights that can be applied to deep learning methods for core analysis as well as geological research. The application of this approach in geology can be broadened and the analysis of alternative machine learning models and techniques can be strengthened with more investigation.

Keywords: lithology; core analysis; clustering lithology; machine learning; convolutional neural networks.

To cite this article:

Abdimanap GS, Bostanbekov KA, Alimova AN, Saliev NB, Nurseitov DB. Clustering of lithotypes based on visual features of cores using convolutional neural networks and K-Means. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):25–38. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>.

ӨЖ 004.8, 553.08

ҒТАХР 28.23.15, 38.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>

Қабылданды: 05.02.2024.

Мақұлданды: 12.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Түйіндемелі нейрондық желілер мен K-Means алгоритмін пайдалана отырып, керннің визуалды белгілеріне негізделген литотиптерді кластерлеу

Ғ.С. Әбдіманап^{1,2}, Қ.А. Бостанбеков¹, А.Н. Әлімова¹, Н.Б. Салиев²,
Д.Б. Нұрсейітов^{1,2}

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²Satbayev University, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Литология геологиялық жыныстар мен олардың сипаттамаларын зерттейді, геология мен мұнай-газ өнеркәсібінде маңызды мәнге ие. Литологияның негізгі міндеттері тау жыныстарын жіктеу, олардың шығу тегін анықтау, сондай-ақ олардың пайда болу және уақыт өткен сайын өзгеру жағдайларын зерделеу болып табылады. Литологиялық зерттеулер әртүрлі әдістермен, соның ішінде дәстүрлі (мысалы, тау жыныстарының үлгілерін визуалды зерттеу немесе үлгілерді микроскопиялық талдау) және заманауи технологияларды қолдана отырып жүргізіледі. Дәстүрлі әдістер жоғары біліктілік пен тәжірибені талап етеді және оған көп уақыт жұмсау қажет, әсіресе визуалды талдау кезінде (керннің сипаттамасын жасау). Машиналық оқыту әдістері мен автоматтандырылған технологияларды қолдану талдаудың тиімділігі мен дәлдігін жақсартуға, уақыт шығындарын азайтуға және ақпаратқа жылдам қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Мақсаты. Жұмыстың мақсаты машинамен оқыту әдістерін пайдалана отырып, керн бейнелеріндегі литотиптерді кластерлеу моделін әзірлеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Мақалада литотиптерді K-Means әдісімен кластерлеу алгоритмі негізгі белгілерді (фотосурет бойынша анықталатын ұқсастықтар мен айырмашылықтар) анықтау үшін VGG16, VGG19 және ResNet50 түйіндемелі нейрондық желілерімен үйлесімде қарастырылады.

Нәтижелері. K-Means әдісі мен түйіндемелі нейрондық желілердің көмегімен литотиптерді кластерлеу алгоритмі әзірленді. Керн суреттерімен жұмыс істеу кезінде алгоритмнің артықшылықтары мен шектеулері анықталған. Нақты деректер жиынында жүргізілген эксперименттердің нәтижелері ұсынылды.

Қорытынды. Зерттеу нәтижелері геологиялық зерттеулерде және кернді талдау үшін терең оқыту әдістерін қолдануда пайдалы болуы мүмкін маңызды практикалық қорытындыларды ұсынады. Одан әрі зерттеулер машинамен оқытудың басқа модельдері мен әдістерін талдауды тереңдетуі, сондай-ақ геологияда осы тәсілді қолдану аясын кеңейтуі мүмкін.

Негізгі сөздер: литология, кернді зерттеу, литологияны кластерлеу, машиналық оқыту, түйіндемелі нейрондық желілер.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әбдіманап Ғ.С., Бостанбеков Қ.А., Әлімова А.Н., Салиев Н.Б., Нұрсейітов Д.Б. Түйіндемелі нейрондық желілер мен K-Means алгоритмін пайдалана отырып, керннің визуалды белгілеріне негізделген литотиптерді кластерлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 25–38 б.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108720>.

Введение

Литология – область геологии, изучающая геологические породы и их характеристики, которая имеет важное значение в геологии, геофизике, нефтегазовой промышленности. Основные задачи литологии включают в себя классификацию горных пород, определение их происхождения, изучение условий их образования и изменения со временем. Литологические исследования ядра проводятся при помощи различных методов, включая визуальное исследование образцов горных пород, микроскопический анализ шлифов, химический анализ, методы каротажа ядра [1] с использованием современных технологий, таких как гиперспектральная визуализация и методы машинного обучения.

Традиционный анализ литологии требует высокой квалификации геологов и обширного опыта в визуальном определении пород. Такие методы, несмотря на свою эффективность, могут быть трудоёмкими и затратными по времени, особенно при обработке большого объёма образцов. Применение методов машинного обучения и автоматизированных технологий в области литологического анализа позволяет улучшить эффективность и точность оценок, сокращая временные затраты и обеспечивая более быстрый доступ к информации о горных породах. Перспективным направлением является определение литологии по фотографиям ядрового материала, т.е. образцов горных пород, выбуриваемых колонковым методом в процессе строительства скважин. Для определения литологии и проведения попытки сопоставления с лабораторным макрописанием ядра на основе изображений ядра в данной работе используется метод кластеризации. Кластеризация – это задача разделения данных на группы (кластеры) на основе их сходства в текстуре. Применение методов кластеризации к изображениям ядра может обеспечить эффективное разделение образцов по литологическим типам без явного указания эталонов или классов, что делает этот подход особенно ценным в условиях неполных или неоднозначных данных.

В последние годы активно проводятся исследования по применению методов машинного обучения для точной классификации литологии в образцах ядра, извлечённых из буровых скважин. В работе Corina A. и Novda S. [2] используются вероятностные нейронные сети для классификации литологии с данными каротажа для точного моделирования проницаемости ядра. He J. и др. [3] представляют многослойный перцептронный классификатор, использующий анализ фаций и статистическую классификацию, где приме-

няется обучающий набор данных, включающий данные каротажа и последовательности фаций. Zhang P. и др. [4] предлагают метод глубокого обучения с использованием свёрточной нейронной сети (далее – CNN, *англ.* Convolutional Neural Networks) для определения литологии на основе изображений, используя записи журнала регистрации по скважине. Сажа М. и др. [5] выявляют литологию на основе фотографий тонких срезов шламового материала, используя анализ изображений и обучение модели методу опорных векторов для определения категории каждого пикселя на изображении. Все эти исследования демонстрируют потенциал методов машинного обучения в области буровых работ и классификации литологии, а также предоставляют практические методики для повышения точности и эффективности анализа геологических данных.

Материалы и методы

В целях кластеризации литологии необходимо выявить определенные закономерности (признаки) в структуре горных пород на изображении ядра. Для выявления этих признаков используются CNN. Архитектура CNN, направленная на распознавание образов, входит в состав технологий глубокого обучения, применяемых в различных областях, связанных с компьютерным зрением, таких как классификация текста, анализ настроений, машинный перевод, классификация изображений [6], распознавание речи, обнаружение и распознавание таблиц [7], распознавание рукописного текста [8, 9] и др.

CNN принимают изображения в качестве входных данных и автоматически присваивают настраиваемые веса и смещения различным объектам и признакам, что позволяет нейросети автоматически выделять и распознавать эти объекты и признаки. Это достигается с помощью последовательности слоёв, начиная со свёрточных слоёв, которые используют определённое количество ядер и нейронных весов для извлечения объектов и признаков. Затем функции активации изменяют масштаб объектов в нелинейной форме. Для уменьшения размерности объектов и выборки используются методы среднего и максимального объединения. Извлечённые объекты передаются в полностью связанные слои, где выполняются окончательная классификация и генерация прогнозов [10].

Основное различие между CNN и другими методами машинного обучения заключается в том, что CNN способны выполнять задачи без необходимости создания пользовательских функций вручную. Процесс обучения включает в себя автоматическое определение наилуч-

ших признаков для представления имеющихся данных. Во время обучения параметры нейросети инициализируются, и данные передаются через слои. Затем выходные данные нейросети сравниваются с исходными данными, используя функции потерь, и ошибка обратно распределяется для обновления фильтров и весов всех слоёв [11]. Этот процесс повторяется до достижения конвергенции нейросети. После обучения нейросеть генерирует прогнозы, обрабатывая данные в режиме прямой передачи и считывая выходные данные с конечного уровня.

После успешного извлечения признаков с изображений керна с помощью имеющихся моделей следующим этапом является применение кластеризации на основе алгоритма K-средних (K-Means). Алгоритм кластеризации K-Means был представлен в работе Steinhaus N. [12], широко используется в области машинного обучения и отличается эффективностью. Алгоритм K-Means – итеративный процесс, цель которого состоит в минимизации суммарного квадратичного отклонения точек каждого кластера от их центров, т.е. среднего значения точек в кластере. Каждая точка представляет собой вектор признаков изображений керна, полученных на предыдущем этапе выявления признаков.

Один из важных аспектов применения K-Means заключается в выборе оптимального числа кластеров K. Для определения этого параметра используется метод оценки силуэта [13], основанный на идее измерения степени сходства между объектами внутри кластера и степени различия между кластерами: чем выше среднее значение силуэта для всех объектов данных, тем лучше кластеризация. Значение показателя силуэта варьируется от -1 до 1: чем ближе значение силуэта к 1, тем лучше кластеризация, поскольку это означает, что объекты находятся ближе к своим собственным кластерам, чем к другим кластерам. Значение ближе к -1 указывает на неправильное присвоение объектов кластерам.

После завершения процесса кластеризации оценивается качество полученных кластеров с помощью таких метрик, как инерция, силуэтный коэффициент, индекс Дэвиса-Боулдина, Индекс Калински-Харабаса, который позволяет оценить степень разделения кластеров и их плотность. Эти результаты помогают определить, насколько эффективно алгоритм K-Means справился с задачей кластеризации литологических типов на основе изображений кернов. Результатом кластеризации является группировка изображений кернов в кластеры схожих по признакам объектов, что облегчает дальнейший анализ и интерпретацию данных.

Набор данных

Исходные изображения представляют собой 4–6 м кернового материала, сложенных в один лоток по одному метру. Для дальнейшей работы образцы керна необходимо было разделить на отдельные метровые изображения кернов. Для автоматизации разделения на отдельные изображения была обучена нейронная модель Faster R-CNN. Для данной модели был создан первый набор данных, включающий 100 размеченных изображений керна с использованием инструмента VGG Image Annotator [14]. Для оптимизации процесса сбора датасета инструментов был модифицирован в виде веб-приложения, использующего фреймворк Flask, что позволяет нескольким пользователям одновременно взаимодействовать с инструментом (рис. 1). После обучения модели изображения керна были обрезаны на метровые и сохранены в отдельные файлы, что составило конечный датасет из изображений метровых кернов.

Далее каждые метровые фрагменты керна были разделены на фрагменты размером 32 x 32 пикселя, используя метод скользящего окна. Окно перемещалось с шагом 10 пикселей как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях, охватывая все участки изображения (рис. 2).

Извлечение признаков с помощью CNN

Качество и эффективность кластеризации напрямую зависит от точности и эффективности извлечения признаков из изображений керна: чем более информативные и репрезентативные признаки удаётся выделить из данных изображений, тем более точные и интерпретируемые кластеры могут быть сформированы, что способствует более качественному анализу и интерпретации литотипов. Для извлечения признаков использовались сверточные нейронные сети VGG16, VGG19 и ResNet50

Группа VGG [15] разработала 6 глубоких сверточных нейронных сетей, из которых VGG16 и VGG19 показали лучшие результаты. В свою очередь, они считают глубину наиболее важным параметром для оценки эффективности нейросети в распознавании и точной классификации CNN. В архитектуре данных нейросетей использовались фильтры размером 3 × 3 пикселя, включая последовательные фильтры для создания более широкого поля размером 5 × 5 пикселя. Также применялись 3 фильтра по 3 × 3 пикселя для формирования поля размером 7 × 7 пикселей. После каждой операции максимального объединения количество фильтров в архитектуре может удваиваться.

Архитектура нейросети VGG16 [15] включает 4 основные операции:

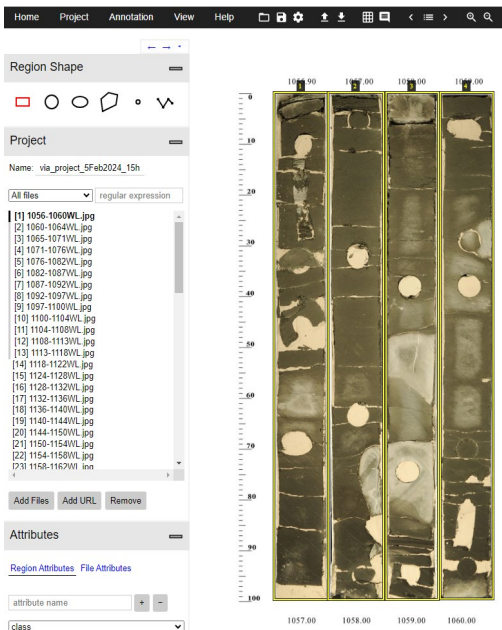


Рисунок 1. Модифицированный инструмент разметки метровых кернов
Figure 1. Modified meter core marking tool

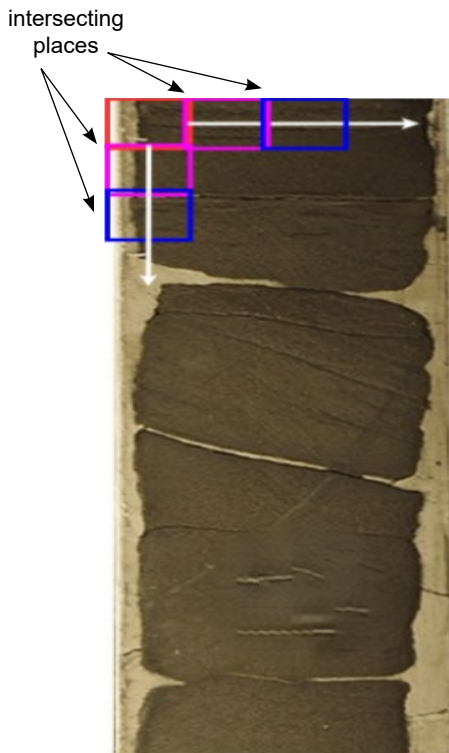


Рисунок 2. Процесс создания датасета
Figure 2. Dataset creation process

1. Свертка (ConvNet). Этот этап извлекает признаки из изображений и сохраняет пространственную связь между пикселями, анализируя объекты в меньших квадратах с использованием свёрточных слоев размером 3×3 пикселя.

2. Линейный блок с исправлением нелинейности (функции активации ReLU). Функции активации, такие как ReLU, добавляют нелинейность после свёрточных слоев.

3. Объединение в пул, или субдискретизация. Следующий слой после ReLU используется для уменьшения количества объектов, выбирая самые значимые элементы из карт объектов.

4. Полностью подключенный слой. Последний слой собирает дескрипторы объектов, преобразуя их в вектор. VGG16 использует свёрточные слои с увеличением глубины и завершается тремя полносвязными слоями с 4096 узлами, завершаясь классификатором Softmax.

Отмечено, что нейросеть VGG16 состоит из 13 свёрточных слоев и трех полносвязных слоев. Аналогично архитектура VGG19 включает 16 свёрточных слоев и 3 полносвязных слоя. Обе нейросети используют набор небольших свёрточных фильтров размером 3×3 пикселя с шагом 1, с последующими нелинейными слоями. Глубокие архитектуры позволяют более эффективно анализировать сложные объекты, что приводит к повышенной точности прогнозирования.

Модель ResNet50 (Residual Network с 50 слоями) представляет собой архитектуру глубоких нейронных сетей, применяемую в области обработки изображений и задач компьютерного зрения [16]. Она состоит из 50 слоев и оснащена ключевой особенностью – блоками с остаточными соединениями (residual connections). Эти соединения позволяют эффективно обучать глубокие нейросети, предотвращая проблемы, связанные с затуханием градиента. Остаточные соединения позволяют пропускать входные данные через блок нейронов, облегчая процесс обучения и обеспечивая эффективность даже при большой глубине сети. Модель может адаптироваться к разным задачам благодаря гибкости блоков различной глубины. Важной особенностью является использование свертки 1×1 , 3×3 и 1×1 для извлечения признаков на разных уровнях абстракции.

Для извлечения признаков использовались модели VGG16 (рис. 3), VGG19 (рис. 4) и ResNet50 (рис. 5) с предобученными весами на датасете ImageNet, при этом были исключены полносвязные слои, необходимые для классификации. На входе моделей подавались изображения размером

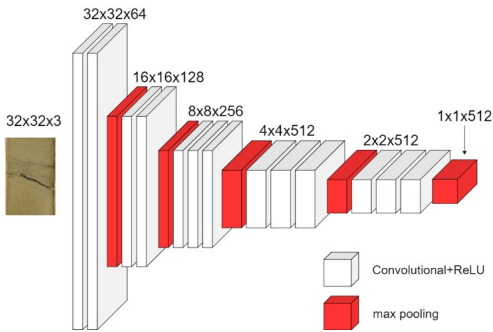


Рисунок 3. Архитектура VGG16
Figure 3. VGG16 architecture

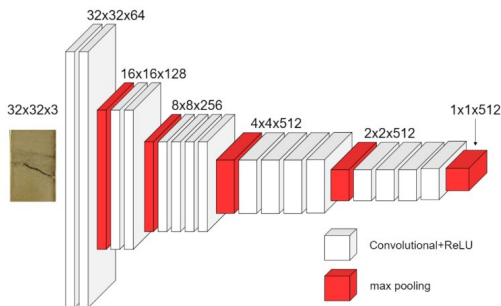


Рисунок 4. Архитектура VGG19
Figure 4. VGG19 architecture

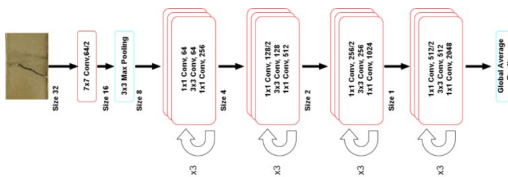


Рисунок 5. Архитектура модели ResNet50
Figure 5. ResNet50 model architecture

32 × 32 пикселя, а на выходе были получены векторы размером 512, содержащие характерные признаки изображения.

Результаты и их обсуждение

Ниже изложено краткое описание исходной фотографии ядерного материала (рис. 6). Данное описание было получено на основе заключения лабораторных исследований ядра.

1-й метр слева:

- верхняя часть среза представлена песчаником мелкозернистым, цвет серый, с тонкими прослойками органических растительных остатков, слоистость горизонтально-наклонная, прерывистая;

- ближе к средней части район выбуривания 2-го и 3-го штупфов представлен массивным мелкозернистым песчаником, цвет серый;

- в нижней части разрез имеет резкую смену литологии с песчаника на алевролит, насыщенный органикой, цвет тёмно-серый, скрыто-слоистый, с тонкими трещинами по наслоению, о чём свидетельствует преобладание тёмных цветов.

2-й метр:

- срез представлен в верхней части массивным мелкозернистым песчаником с глинистым цементом, цвет серый с буроватым оттенком;

- ниже в районе выбуривания 3-го штупфа видна резкая граница изменения литологии – переход к песчанику мелкозернистому, цвет светло-серый, с карбонатным цементом.

3-й метр:

- представлен песчаником мелкозернистым с переслаиванием алевролитов, цвет красновато-бурый (гидроксиды железа), мелкие вкрапления пирита с массивной однородной текстурой;

- в средней части фото идёт чередование тонких прослоев песчаника мелкозернистого серого и алевролита тёмно-серого глинистого, с тонкими открытыми трещинами по наслоению (возможно, следы биотурбации в нижней части);

- в нижней части фото песчаник светло-серый, мелкозернистый, с редкими тонкими прослоями глинистого материала с тонкими открытыми трещинами.

4-й метр:

- в верхней части срез представлен аргиллитами с тонким переслаиванием алевролитов и песчаником, местами однородным, коричневым, мелкозернистым, с включениями пирита (до района 1-го выбуренного штупфа);

- в средней части срез представлен серым мелкозернистым песчаником с серией глинистых слоев с включениями пирита и трещинами по наслоению, что свидетельствует о смене обстановки накопления материала;

- в нижней части среза нетрудно заметить изменение литологии – это переход от песчаников к темноцветным алевролитам с переслаиванием однородного песчаника коричневого, мелкозернистого, с включениями пирита.

В качестве входных данных для кластеризации было использовано исходное изображение ядра. Эксперименты проводились с применением алгоритма кластеризации K-Means и свёрточных моделей VGG16, VGG-19 и ResNet50, предназначенных для выявления признаков.

Эксперимент 1. В данном эксперименте использовалась модель VGG16 для выявления признаков. После отключения последних слоёв (полносвязных слоёв) создается нейросеть на основе исходной, где выходом этой

модели является выход 19-го слоя исходной модели VGG16. Этот выход используется для дальнейшей обработки и анализа признаков изображений.

Эксперимент 2. В этом эксперименте для выявления признаков используется архитектура VGG19. Модель VGG19 с отключенными последними слоями (полносвязные слои). Выходом этой модели является выход 22-го слоя исходной модели VGG19.

Эксперимент 3. В этом эксперименте для выявления признаков используется архитектура ResNet50. В данной архитектуре также были отключены последние слои (полносвязные слои). Выходом этой модели является выход 52-го слоя исходной модели ResNet50.

После использования моделей на полноценном датасете извлекаются признаки в виде набора векторов. Для разделения изображений на кластеры используются эти признаки в качестве входных данных

для алгоритма кластеризации K-Means. Для определения оптимального количества кластеров был выбран диапазон от 5 до 35 (с шагом 5) с применением метода оценки силуэта. Результаты оценки силуэта представлены на рис. 7–12.

При выборе конкретного количества кластеров (K) нужно следить за тем, чтобы все кластеры имели оценку силуэта выше средней оценки набора данных, обозначенной красной пунктирной линией на оси X. Кластер с $K = 10$ удаляется, поскольку не соответствует этому условию. Также необходимо обращать внимание на размеры кластеров. Ширина кластера представляет собой количество точек данных. Например, при $K = 5$ (бирюзовый) и $K = 15$ (красный) кластер имеет почти вдвое большую, по сравнению с другими кластерами, ширину. Однако этот бирюзовый / красный кластер разбивается на подкластеры при $K = 20, 25, 30$, что приводит к кластерам, близким по размеру. Учитывая, что кластеры больше 20 не дают существенного улучшения, выбирают 20 как оптимальное количество кластеров.

На рис. 13 представлены результаты кластеризации с использованием модифицированной модели VGG16. На рис. 14 отображены результаты кластеризации с использованием модифицированной модели VGG19. На рис. 15 представлены результаты кластеризации с использованием модифицированной модели ResNet50. В табл. 1 представлены метрики оценки качества кластеризации на основе алгоритма K-Means и различных модифицированных нейросетей.

Для оценки качества кластеризации рассмотрим следующие метрики:

- инерция в кластеризации измеряет сумму квадратов расстояний между каждой точкой внутри кластера и его центроидом. Более низкое значение инерции свидетельствует о более компактных и однородных кластерах. Эта метрика полезна для определения оптимального числа кластеров и оценки качества кластеризации в методах, таких как k-средних [13];

- индекс силуэта представляет собой метрику качества кластеризации, измеряющую, насколько хорошо объекты внутри кластера схожи между собой и насколько отличны от объектов в других кластерах. Значения индекса силуэта находятся в диапазоне от -1 до 1: значение ближе к 1 указывает на хорошую кластеризацию, а ближе к -1 – на некорректное разделение объектов [13];

- индекс Дэвиса-Боулдина является метрикой внутренней качественной оценки кластеризации. Он оценивает, насколько кластеры компактны и однородны с учётом



**Рисунок 6. Исходная фотография
кernового материала**
Figure 6. Original photo of core material

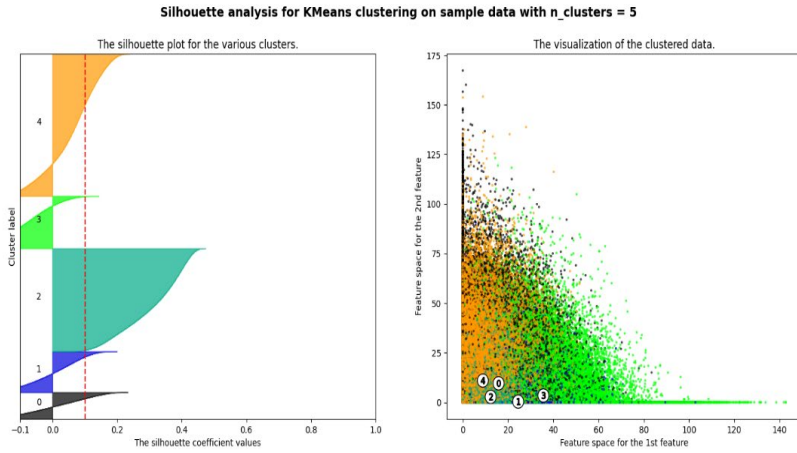


Рисунок 7. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 5 кластеров
Figure 7. Silhouette clustering index with 5 clusters

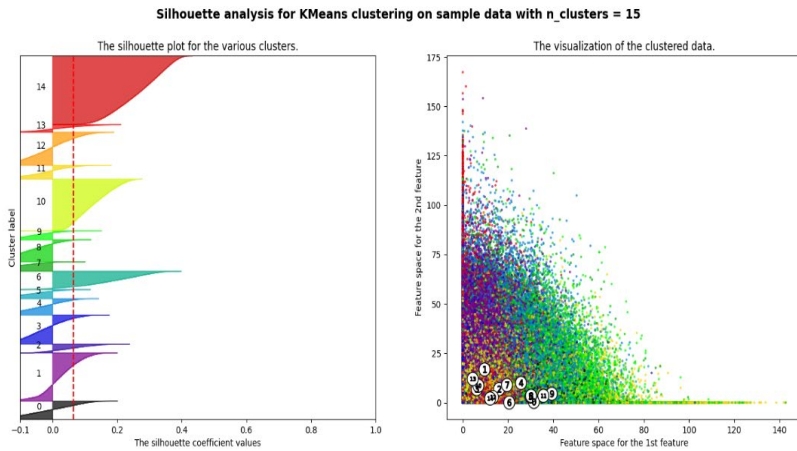


Рисунок 8. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 10 кластеров
Figure 8. Silhouette clustering index with 10 clusters

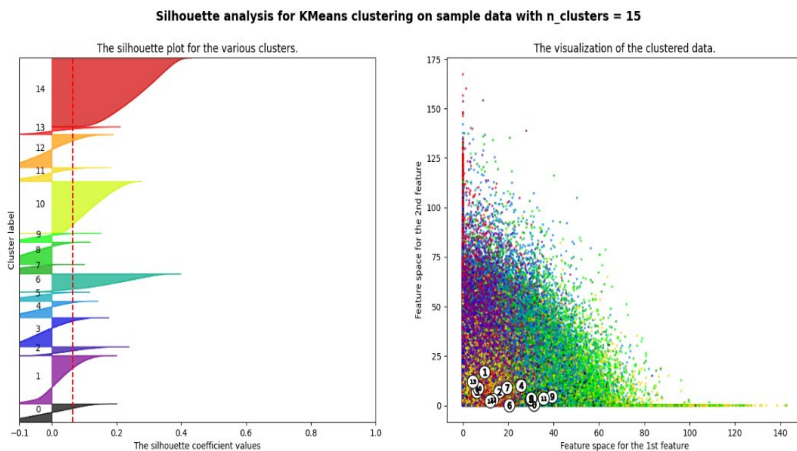


Рисунок 9. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 15 кластеров
Figure 9. Silhouette clustering index clustering with 15 clusters

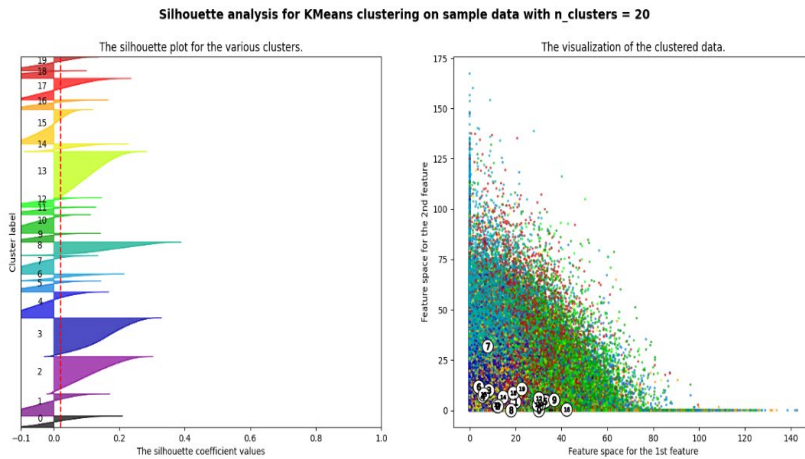


Рисунок 10. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 20 кластеров
Figure 10. Silhouette clustering index with 20 clusters

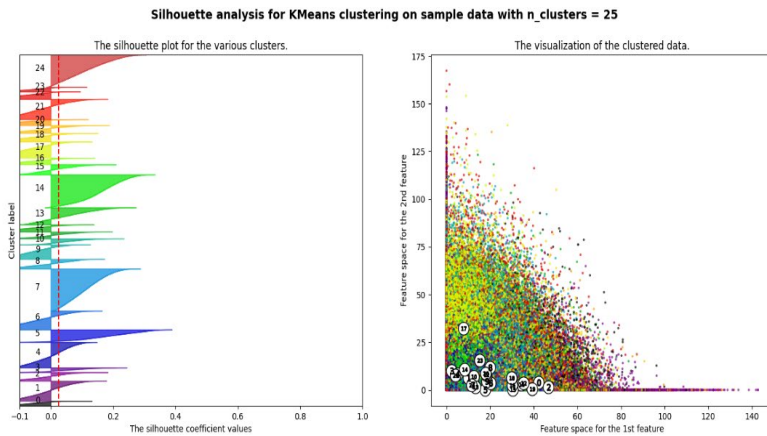


Рисунок 11. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 25 кластеров
Figure 11. Silhouette clustering index with 25 clusters

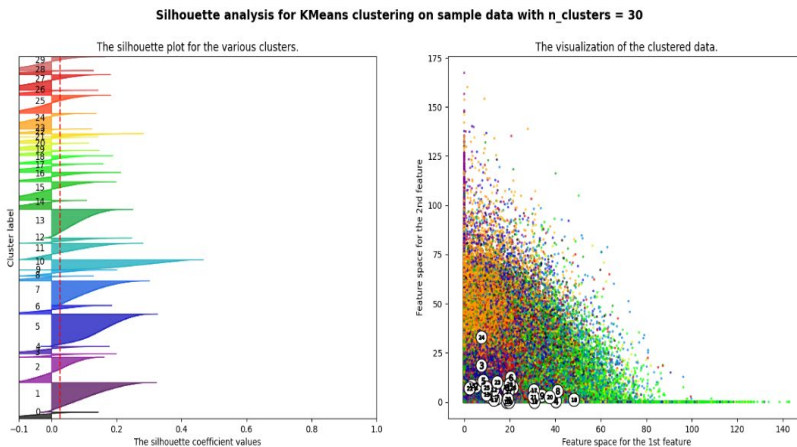


Рисунок 12. Индекс силуэта для кластеризации с количеством 30 кластеров
Figure 12. Silhouette clustering index with 30 clusters

Таблица 1. Метрики оценки качества кластеризации
Table 1. Metrics for assessing clustering quality

Метрики / Metrics	VGG16	VGG19	ResNet50
Инерция / Inertia	14 339 303 424,0	14 929 252 352,0	3 042 697 472,0
Индекс силуэта / Silhouette index	0,0393	0,0217	-0,0026
Индекс Дэвиса-Боулдина / Davis-Bouldin Index	2,8269	2,6669	3,1924
Индекс Калински-Харабаса / Kalinski-Harabas index	35 314,39	38 011,47	22 864,16

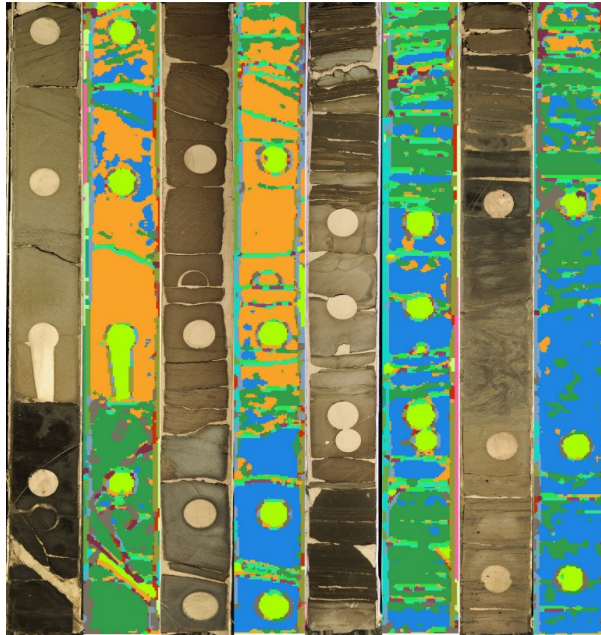


Рисунок 13. Результаты кластеризации с использованием модели VGG16
Figure 13. Clustering results using the VGG16 model

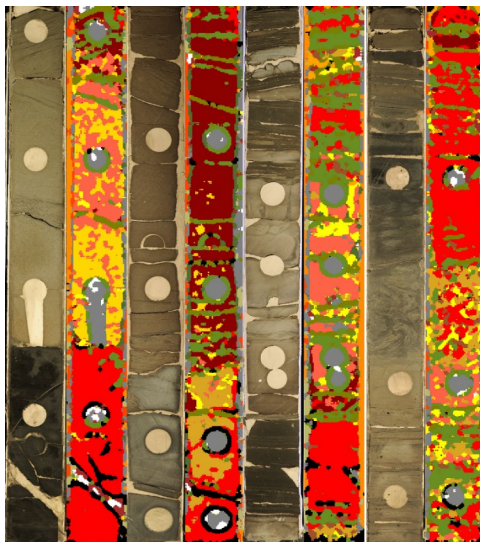


Рисунок 14. Результаты кластеризации с использованием модели VGG19
Figure 14. Clustering results using the VGG19 model

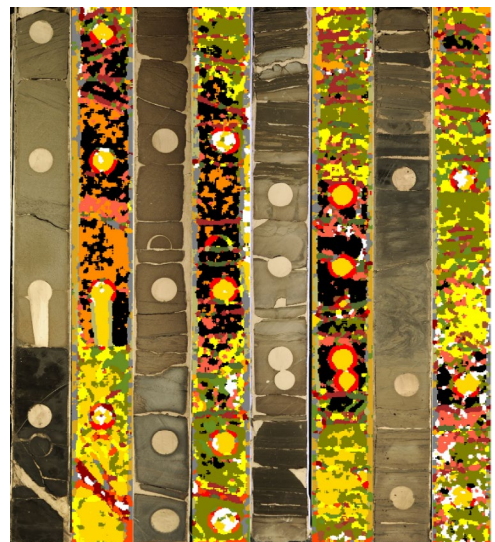


Рисунок 15. Результаты кластеризации с использованием модели ResNet50
Figure 15. Clustering results using the ResNet50 model

минимизации внутрикластерных расстояний и максимизации межкластерных расстояний. Более низкое значение индекса Дэвиса-Боулдина указывает на более оптимальную и отделимую кластеризацию [13];

- в случае индекса Калински-Харабаса высокие значения указывают на более компактные и отделимые кластеры. Меньшие значения могут свидетельствовать о более разреженных кластерах или более широких диапазонах размеров кластеров [13].

Результаты кластеризации с использованием модифицированной модели ResNet50 показывают следующее: показатель инерции значительно ниже, что указывает на более компактные кластеры; показатель индекса силуэта отрицательный, что указывает на некорректное разделение объектов; значение индекса Дэвиса-Боулдина выше, чем у двух других моделей, что может свидетельствовать о менее компактных и менее однородных кластерах; значение индекса Калински-Харабаса меньше, чем у VGG моделей, что также может указывать на более разреженные кластеры. Таким образом, модель ResNet50 показывает менее оптимальные результаты и, следовательно, может быть менее подходящей для кластеризации изображений ядра.

Результаты кластеризации с использованием модифицированных моделей VGG16 и VGG19 очень схожи друг с другом и имеют небольшие колебания в значениях. Низкое значение инерции у модели VGG16 свидетельствует о более компактных и од-

нородных кластерах. Значения индекса силуэта у модели VGG16 ближе к 1, что указывает на хорошую кластеризацию. Показатель индекса Дэвиса-Боулдина у модели ниже VGG19, чем у VGG16, и указывает на более оптимальную и отделимую кластеризацию. Индекс Калински-Харабаса имеет высокое значение у модели VGG19, что может указывать на компактность и отделимость кластеров. В целом выбор между моделями будет зависеть от конкретных требований задачи.

Выводы

Анализ метрик указывает на то, что в задаче кластеризации изображений ядер модели VGG16 и VGG19 демонстрируют схожие результаты. В модели VGG16 наилучшие показатели у метрик инерции и индекса силуэта, а у модели VGG19 лучшие показатели в метриках индекса Дэвиса-Боулдина и индекса Калински-Харабаса. Эти факторы свидетельствуют о более компактных, разделимых и различных кластерах.

Визуальный анализ также подтверждает, что модели группы VGG показывают лучшие результаты по сравнению с ResNet50.

Эти результаты предоставляют важные практические исследовательские выводы, которые могут быть полезны в геологических исследованиях и применении методов глубокого обучения для анализа ядра. Дальнейшие исследования могут углубить анализ других моделей и методов кластеризации, а также расширить область применения данного подхода в геологии.

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: Эбдиманап Ф.С. – сбор и обработка данных, Бостанбеков К.А. – разработка алгоритма кластеризации, Алимова А.Н. – обработка результатов, сбор и написание статьи, Салиев Н.Б. – литологическое

описание ядра, Нурсейтов Д.Б. – концепция исследования и общая редакция 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: Galymzhan S. Abdimanap – data collection and processing; Kairat A. Bostanbekov – development of clustering algorithm; Anel N. Alimova – processing of results, writing of the article; Nurlan B. Saliev – lithologic description of the core; Daniyar B. Nurseitov – research concept and article editing.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Gandhi S.M., Sarkar B.C.* Essentials of mineral exploration and evaluation. Elsevier, 2016. 410 p.
2. *Corina A.N., Hovda S.* Automatic lithology prediction from well logging using kernel density estimation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 170. P. 664–674. doi:10.1016/j.petrol.2018.06.012.
3. *He J., La Croix A.D., Wang J., et al.* Using neural networks and the Markov Chain approach for facies analysis and prediction from well logs in the Precipice Sandstone and Evergreen Formation, Surat Basin, Australia // *Marine and Petroleum Geology*. 2019. Vol. 101. P. 410–427. doi:10.1016/j.marpetgeo.2018.12.022.
4. *Zhang P., Sun J., Jiang Y., Gao J.S.* Deep learning method for lithology identification from borehole images // 79th EAGE conference and exhibition; 2017 Jun; Paris, France. Режим доступа: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201700945>. Дата обращения: 11.01.2024.
5. *Caja M.A., Pena A.C., Campos J.R., et al.* Image processing and machine learning applied to lithology identification, classification and quantification of thin section cutting samples // SPE Annual technical conference and exhibition; 2019 Sept 30 – Oct 2; Calgary, Canada. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/19ATCE/2-19ATCE/D022S083R001/217751>. Дата обращения: 12.01.2024.
6. *Wang J., Yang Y., Mao J., et al.* CNN-RNN: A unified framework for multi-label image classification // 2016 IEEE conference on computer vision and pattern recognition (CVPR); 2016 Dec 12; Las Vegas, USA. Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780620>. Дата обращения: 15.01.2024.
7. *Abdallah A., Berendeyev A., Nuradin I., Nurseitov D.* TNCR: Table net detection and classification dataset // *Neurocomputing*. 2022. Vol. 473. P. 79–97. doi:10.1016/j.neucom.2021.11.101.
8. *Nurseitov D., Bostanbekov K., Kurmankhojayev D., et al.* Handwritten Kazakh and Russian (HKR) database for text recognition // *Multimedia tools and applications*. 2021. Vol. 80, N 21. P. 33075–33097. doi:10.1007/s11042-021-11399-6.
9. *Nurseitov D., Bostanbekov K., Kanatov M., et al.* Classification of handwritten names of cities and handwritten text recognition using various Deep learning models // *Advances in science, technology and engineering systems journal*. 2020. Vol. 5, N 5. P. 934–943. doi:10.25046/aj0505114.
10. *Goodfellow I., Bengio Y., Courville A.* Deep learning. Cambridge : MIT Press, 2016. 801 p.
11. *LeCun Y., Bengio Y., Hinton G.* Deep learning // *Nature*. 2015. Vol. 521. P. 436–444. doi:10.1038/nature14539.
12. *Steinhaus H.* Sur la division des corps materiels en parties // *Bulletin Lacademie Polonaise des Science*. 1957. Vol. 4. P. 801–804.
13. scikit-learn.ru/clustering [интернет]. Scikit-learn developers (BSD License) [дата обращения: 20.12.2023]. Доступ по ссылке: <https://scikit-learn.ru/clustering/>.
14. *Dutta A., Zisserman A.* The Via Annotation software for images, audio and video // 27th ACM international conference on multimedia; 2019 Oct 21–25; Nice, France. Режим доступа: <https://dl.acm.org/doi/10.1145/3343031.3350535>. Дата обращения: 18.01.2024.
15. *Simonyan K., Zisserman A.* Very deep convolutional networks for large-scale image recognition // International Conference on Learning Representations. 2015. doi:10.48550/arXiv.1409.1556.
16. *Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G.* ImageNet classification with deep convolutional neural networks // *Communications of the ACM*. 2017. Vol. 60, N 6. P. 84–90. doi:10.1145/3065386.

REFERENCES

1. *Gandhi SM, Sarkar BC.* *Essentials of mineral exploration and evaluation*. Elsevier; 2016. 410 p.
2. *Corina AN, Hovda S.* Automatic lithology prediction from well logging using kernel density estimation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;170:664–674. doi:10.1016/j.petrol.2018.06.012.
3. *He J, La Croix AD, Wang J, et al.* Using neural networks and the Markov Chain approach for facies analysis and prediction from well logs in the Precipice Sandstone and Evergreen Formation, Surat Basin, Australia. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;101:410–427. doi:10.1016/j.marpetgeo.2018.12.022.
4. *Zhang P, Sun J, Jiang Y, Gao JS.* Deep learning method for lithology identification from borehole images. 79th EAGE conference and exhibition; 2017 Jun; Paris, France. Available from: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201700945>.
5. *Caja MA, Pena AC, Campos JR, et al.* Image processing and machine learning applied to lithology identification, classification and quantification of thin section cutting samples. SPE Annual technical conference and exhibition; 2019 Sept 30 – Oct 2; Calgary, Alberta, Canada. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/19ATCE/2-19ATCE/D022S083R001/217751>.
6. *Wang J, Yang Y, Mao J, et al.* CNN-RNN: A unified framework for multi-label image classification. 2016 IEEE conference on computer vision and pattern recognition (CVPR); 2016 Dec 12; Las Vegas, USA. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7780620>.

7. Abdallah A, Berendeyev A, Nuradin I, Nurseitov D. TNCR: Table net detection and classification dataset. *Neurocomputing*. 2022;473:79–97. doi:10.1016/j.neucom.2021.11.101.
8. Nurseitov D, Bostanbekov K, Kurmankhojayev D, et al. Handwritten Kazakh and Russian (HKR) database for text recognition. *Multimedia tools and applications*. 2021;80(21): 33075–33097. doi:10.1007/s11042-021-11399-6.
9. Nurseitov D., Bostanbekov K., Kanatov M., et al. Classification of handwritten names of cities and handwritten text recognition using various Deep learning models. *Advances in science, technology and engineering systems journal*. 2020;5(5):934–943. doi:10.25046/aj0505114.
10. Goodfellow I, Bengio Y, Courville A. *Deep learning*. Cambridge: MIT Press; 2016. 801 p.
11. LeCun Y, Bengio Y, Hinton G. Deep learning. *Nature*. 2015;521:436–444. doi:10.1038/nature14539.
12. Steinhaus H. Sur la division des corps materiels en parties. *Bulletin Lacademie Polonaise des Science*. 1957;4:801-804.
13. scikit-learn.ru/clustering [Internet]. Scikit-learn developers (BSD License) [cited 20.12.2023]. Available from: <https://scikit-learn.ru/clustering/>.
14. Dutta A, Zisserman A. The Via Annotation software for images, audio and video. 27th ACM international conference on multimedia; 2019 Oct 21–25; Nice, France. Available from: <https://dl.acm.org/doi/10.1145/3343031.3350535>.
15. Simonyan K, Zisserman A. Very deep convolutional networks for large-scale image recognition. *International Conference on Learning Representations*. 2015. doi:10.48550/arXiv.1409.1556.
16. Krizhevsky A, Sutskever I, Hinton G. ImageNet classification with deep convolutional neural networks. *Communications of the ACM*. 2017;60(6):84–90. doi:10.1145/3065386.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Әбдіманап Ғалымжан Сейтахметғалиұлы

ORCID [0000-0003-1676-4075](https://orcid.org/0000-0003-1676-4075)

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

Бостанбеков Кайрат Аратович

PhD,

ORCID [0000-0003-2869-772X](https://orcid.org/0000-0003-2869-772X)

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

***Алимова Анель Нурданбековна**

PhD,

ORCID [0000-0002-5155-2417](https://orcid.org/0000-0002-5155-2417)

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

Салиев Нурлан Бақитжанович

ORCID [0009-0001-6537-6960](https://orcid.org/0009-0001-6537-6960)

e-mail: saliyevnurlan@gmail.com.

Нурсейтов Данияр Борисович

канд. физ.-мат. наук,

ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1073-4254](https://orcid.org/0000-0003-1073-4254)

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Galymzhan S. Abdimanap

ORCID [0000-0003-1676-4075](https://orcid.org/0000-0003-1676-4075)

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

Kairat A. Bostanbekov

PhD,

ORCID [0000-0003-2869-772X](https://orcid.org/0000-0003-2869-772X)

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

***Anel N. Alimova**

PhD,

ORCID [0000-0002-5155-2417](https://orcid.org/0000-0002-5155-2417)

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

Nurlan B. Saliev

ORCID [0009-0001-6537-6960](https://orcid.org/0009-0001-6537-6960)

e-mail: saliyevnurlan@gmail.com.

Нурсейтов Данияр Борисович

Cand. Sc. (Physics and Mathematics),

professor (associate)

ORCID [0000-0003-1073-4254](https://orcid.org/0000-0003-1073-4254)

e-mail: d.nurseitov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 622.022

ГТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>

Қабылданды: 17.01.2024

Мақұлданды: 12.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Бұрғылау ерітінділерінің технологиялық қасиеттеріне газдалған полимер ерітіндісінің әсерін талдау

С.Ә. Губашев, А.Ж. Бердыев, Р.Н. Блгалиев, Б.Ф. Сабиров

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көмірсутектерге сұраныстың үздіксіз өсуі жағдайында мұнай-газ саласының операторлары бұрын қол жетімсіз көмірсутектерге қол жеткізу үшін әрқашан тереңірек ұңғымаларды бұрғылауға ұмтылады. Мұнай мен газға өсіп келе жатқан жаһандық сұранысты қанағаттандыру үшін терең және өте терең ұңғымаларды барлаудың маңыздылығы тез артып келеді. Мұндай тереңдікте бұрғылау көптеген қиындықтарды тудырады. Апаттар мен шиеленістердің көпшілігі бұрғылау шарттарына сай келмейтін бұрғылау ерітіндісін пайдаланудан болады. Терең жатқан өнімді кен орындарын игеру қажеттілігі сазды жыныстардың дисперсиясы мен ылғалдануын болдырмайтын және ұңғыма оқпанының ұзақ мерзімді тұрақтылығын және өнімді қабаттардың жоғары сапалы енуін қамтамасыз ете алатын бұрғылау ерітінділерін қолдануды талап етеді.

Мақсаты. Осы тақырып бойынша талдаудың мақсаты акриламидті полимерлі қоспалар негізіндегі бұрғылау ерітіндісінің қасиеттерінің тәуелділігін қарастыру және бұрғылау ерітінділерінің технологиялық параметрлеріне полиакриламид концентрациясының әсерін талдау.

Материалдар мен әдістер. Мақалада, мысал ретінде, бұрғылау ерітінділерін өңдеу үшін қолданылатын синтетикалық жоғары молекулалық қосылыстарды – полиакриламидті және газ тәрізді бұрғылау агенттерін қарастырамыз. Полиакриламид тек сазды бұрғылау ерітінділерінде сүзуді төмендеткіш ретінде жұмыс істейді және қатты фазасы жоқ ерітінділерде бұл жағдайда тиімсіз. Дегенмен, сулы фазалық қоюлатқыш ретінде оны балшықсыз жүйелерде, соның ішінде минералданған сулы ерітінділерде сәтті қолдануға болады.

Негізделері. Жуу сұйықтығының параметрлері мен сапасын негіздеу және Жоламанов кен орнында қолданылатын және «PETRO-UNIT» ЖШС-де тәжірибе жүзінде сыналған ерітінділерді пайдалану.

Қорытынды. Газдалған сұйықтықтарды пайдалану бірқатар артықшылықтарды қамтамасыз етеді: қабаттың шамалы деградациясы, көмірсутектер үшін кесінділерді жылдам бағалау, айналымның алдын алуды жоғалту және қатты жыныс түзілімдеріндегі ену жылдамдығының айтарлықтай жоғары болуы. Кәдімгі бұрғылау ерітінділерімен бұрғылау үшін де, газтәрізді агенттермен бұрғылау үшін де қажетті жабдықпен байланысты қосымша шығындар ескеріледі. Бұрғылау сұйығын қатты фазадан тиімді тазартуды қамтамасыз ету үшін бұрғылау қондырғысында дұрыс жұмыс істейтін тазарту жүйесінің жабдығы болуы қажет, бұл ерітіндіні өңдеуге кететін шығынды азайтады, өйткені қатты фаза құрамының жоғарылауымен ерітіндінің тығыздығы, реологиялық қасиеттері және саздың коллоидты фазасы артады.

Негізгі сөздер: полимер дисперсті емес ерітінділер, биополимер ерітінділері, гидролизденген полиакриламид (ПАА), газ тәрізді бұрғылау агенттері, газдалған ерітінділер, гидрофобты эмульсиялы бұрғылау ерітіндісі, PETRO-PAC LV сұйықтық шығынын төмендететін суспензия.

Дәйексөз келтіру үшін:

Губашев С.Ә., Бердыев А.Ж., Блгалиев Р.Н., Сабиров Б.Ф. Бұрғылау ерітінділерінің технологиялық қасиеттеріне газдалған полимер ерітіндісінің әсерін талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 39–49 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>.

UDC 622.022
CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>

Received: 17.01.2024

Accepted: 12.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Analysis of the impact of an aerated polymer solution on the technological properties of drilling fluids

Sarsenbay A. Gubashev, Arslanbek Zh. Berdyev, Raphail N. Blgaliyev, Bolatkhan F. Sabirov

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: As demand for hydrocarbons continues to grow, oil and gas industry operators are faced with drilling deeper wells to access previously unattainable hydrocarbons. The importance of deep and ultra-deep well exploration is rapidly increasing to meet the growing global demand for oil and gas. Drilling at such depths poses a wide range of challenges. Most accidents and complications are caused by the use of drilling fluid that does not meet the drilling conditions. The need to develop deep pays requires the use of drilling fluids that can prevent dispersion and hydration of clayey rocks and ensure long-term wellbore stability and high-quality penetration of productive formations.

Aim: The purpose of the analysis on this subject is to consider the dependence of the properties of drilling fluid based on acrylamide polymer additives and to analyse the influence of polyacrylamide concentrations on the technological parameters of drilling fluids.

Materials and methods: This study considers a synthetic high-molecular compound used for treatment drilling fluids – polyacrylamide and gaseous drilling agents. Polyacrylamide works as a filtration reducer only in clayey drilling fluids and is ineffective in this capacity in solutions without a solid phase. However, as an aqueous phase thickener, it can be successfully used in clay-free systems, including mineralized aqueous solutions.

Results: Justification of the parameters and quality of the flushing liquid and the use of solutions used at the Zholamanov field and practically tested by PETRO-UNIT LLP.

Conclusion: The use of aerated fluids provides a number of benefits: minor deterioration of reservoir properties, rapid evaluation of cuttings for hydrocarbons, loss of circulation prevention, and significantly higher penetration rates in hard rock formations. Additional costs associated with the necessary equipment are taken into account, both for drilling with conventional drilling fluids and for drilling with gaseous agents. It is necessary to have properly functioning purification system equipment at the drilling rig in order to ensure effective purification of the drilling fluid from the solid phase, which will reduce the cost of processing the solution, since with an increase in the solid phase content, the density of the solution, rheological properties and clay colloidal phase increase.

Keywords: *polymer non-dispersing solutions; biopolymer solutions; hydrolyzed polyacrylamide (paa), gaseous drilling agents; aerated solutions; hydrophobic emulsion drilling mud; suspension with fluid loss reducer PETRO-PAC LV.*

To cite this article:

Gubashev SA, Berdyev AZ, Blgaliyev RN, Sabirov BF. Analysis of the impact of an aerated polymer solution on the technological properties of drilling fluids. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):39–49.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>.

УДК 622.022
МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>

Получена: 17.01.2024.

Одобрена: 12.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Анализ воздействия азрированного полимерного раствора на технологические свойства буровых растворов

С.А. Губашев, А.Ж. Бердыев, Р.Н. Блгалиев, Б.Ф. Сабиров

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В связи с продолжающимся ростом спроса на углеводороды операторы нефтегазовой отрасли сталкиваются с вопросами бурения более глубоких скважин, чтобы получить доступ к ранее недостижимым углеводородам. Значение разведки глубоких и сверхглубоких скважин имеет большое значение, чтобы удовлетворить растущие глобальные потребности в нефти и газе. Бурение на такой глубине ставит широкий спектр сложных задач. Большинство аварий и осложнений обусловлено применением бурового раствора, несоответствующего условиям бурения. Необходимость освоения глубокозалегающих продуктивных отложений требует использования буровых растворов, способных предупреждать диспергирование, гидратацию глинистых пород и обеспечивать длительную устойчивость ствола скважины и качественное вскрытие продуктивных пластов.

Цель. Целью анализа по этой тематике является рассмотрение свойств бурового раствора на основе добавок полимеров акриламида и анализ влияния концентраций полиакриламида на технологические параметры буровых растворов.

Материалы и методы. В статье в качестве примера рассмотрено синтетическое высокомолекулярное соединение полиакриламида, применяемое для обработки промывочных жидкостей, и газообразные буровые агенты. Полиакриламид работает как понизитель фильтрации только в глинистых буровых растворах и малоэффективен в этом качестве в растворах без твердой фазы. Однако в качестве загустителя водной фазы может с успехом использоваться в безглинистых системах, в том числе, в минерализованных водных растворах.

Результаты. Обоснование параметров и качества промывочной жидкости и использование растворов, применяемых на месторождении Жоламанов и опробованных практически в ТОО «PETRO-UNIT».

Заключение. Использование азрированных жидкостей обеспечивает ряд преимуществ: незначительное ухудшение коллекторских свойств пласта, быструю оценку выбуренной породы на наличие углеводородов, предотвращение потери циркуляции и значительно более высокие скорости проходки в пластах с твердой породой. Учитываются дополнительные затраты, связанные с необходимым оборудованием, как для бурения на обычных промывочных жидкостях, так и для бурения на газообразных агентах. Необходимо иметь на буровой исправно функционирующее оборудование системы очистки с тем, чтобы обеспечить эффективную очистку бурового раствора от твердой фазы, которое позволит снизить затраты на обработку раствора, так как при повышении содержания твердой фазы происходит рост плотности раствора, повышение реологических свойств и увеличение концентрации глинистой коллоидной фазы.

Ключевые слова: полимерные недиспергирующие растворы, биополимерные растворы, гидролизированный полиакриламид, газообразные буровые агенты, азрированные растворы, гидрофобный эмульсионный буровой раствор, суспензия понизителем водоотдачи PETRO-PAC LV.

Как цитировать:

Губашев С.А., Бердыев А.Ж., Блгалиев Р.Н., Сабиров Б.Ф. Анализ воздействия азрированного полимерного раствора на технологические свойства буровых растворов // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 39–49. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108703>.

Кіріспе

Бұрғылау инженері тұтқырлық, аққыштық екпіні және гелидің беріктігі сияқты бұрғылау ерітіндісінің реологиялық қасиеттерін дәл бағалауы керек және бұл бұрғылау операциясының сәтті өтуі үшін өте маңызды. Мұнай және газ ұңғымаларын салудағы күрделі техникалық және технологиялық мәселелерді шешу, сондай-ақ жер қойнауынан көмірсутектерді өндірудің ұзақ мерзімді объектісін құру мақсатына жетудің табыстылығы бұрғылау ерітінділерін пайдалану арқылы қамтамасыз етіледі. Өлемдік тәжірибеде қазіргі уақытта ұңғымалардың профилдерінің күрделілігін арттыру және бұрғылау тереңдіктерін арттыру тенденциялары бар, сонымен қатар өнімді қабаттарды барған сайын тиімді және толық пайдалану талаптары қойылуда. Осының барлығының салдары ретінде әртүрлі шиеленістердің ықтималдығы артады. Бұрғылау ерітіндісінің құрамы мен қасиеттері оған қойылатын талаптарға сәйкес өнімді қабаттың қабаттық қасиеттеріне теріс әсер етпеуі керек, сонымен қатар ықтимал асқынулардың көпшілігінің алдын алу мүмкіндігін қамтамасыз етуі керек [1]. Жуу сұйықтығы минералдану дәрежесі мен құрамы бойынша әртүрлі жағдайларда, сондай-ақ ұңғы түбінің жоғары температурасына ұшыраған кезде тұрақты болуы керек. Сонымен қатар, ол техникалық қызмет көрсету және жұмыс істейтін персонал үшін қауіпсіз болуы керек, өрт қаупі жоқ және қоршаған ортаға қауіп төндірмеуі жөн [2].

Полимерлі бұрғылау ерітінділерін жетілдіру

Бұрғылау ерітінділерінің жүйелерін зерттеумен айналысатын ғылыми топ ғалымдарының соңғы жылдардағы жетістігі – бұл қабаттардың бастапқы өнімділігін барынша сақтауға ықпал жасайтын сазсыз полимер және биополимер ерітінділерін пайдалану. Бұл композициялардың негізін өсімдік тектес полимерлер, бағытталған синтез өнімдері және биополимерлер құрайды [3]. Құрамында полимерлер бар бұрғылау ерітіндісін қолданудың алғашқы тәжірибесі 20 ғасырдың 30-жылдарында АҚШ-та тіркелген. Ерітінді содыланған (кальцинированный) судан, бентониттен және қалыңдатқыш және флокуляциялық қасиетке ие полимерден (малеин қышқылы мен винилацетаттың сополимерінен) тұрды [4]. Полимерлі бұрғылау ерітінділерінің құрамы уақыт өте келе бұрғылау процесі кезінде бұрғылау сұйықтығының функционалдық қасиеттерінің тұрақтылығын қамтамасыз етуден бірте-бірте алшақтап, өнімді қабаттың қабаттық қасиеттерін бастапқы ашу кезінде максималды ықтимал сақтауға

қарай дамыды. Бастапқыда құрамында полимерлер бар бұрғылау ерітінділерін қолдану механикалық жылдамдықпен қатар ену жылдамдығын арттыру ниетімен туындады. Уақыт өте келе бұрғылау кезіндегі геологиялық жағдайлардың күрделенуімен (қысымдардың, температуралардың, тереңдіктердің жоғарылауы және үйлеспейтін аймақтардың болуы) бұрғылау ерітінділері экологиялық таза, тежелген, қабаттардағы жағдайлардың әсеріне төзімді болады, сонымен қатар жабындардың жабындарын қамтамасыз ететін сипаттамаларға ие болады. ұңғыма оқпанының тұрақтылығы және қабат қасиеттерінің сақталуы. қабаттың қасиеттері. 1-сурет бұрғылау ерітінділерінің эволюциясын бейнелейтін схемалық диаграмма болып табылады [4, 5]. Ол кезде өнімді қабаттың қауіпсіздігіне іс жүзінде мән берілмеді, ал көшкіндер, сырғымалар, бұрғылау сұйықтығының жоғалуы және басқа да асқынулар болмаса, жүріп өткен есептегіштер басты басымдық болды. Бұрғылаушылар қабаттарды баяу, бірақ сенімді түрде «көлтірді», ал әзірлеушілер кейіннен ұңғымадан қажетті дебитті ала алмады. Осыған сүйене отырып, жаңа бұрғылау ерітінділерін алу формуласындағы келесі эволюциялық секіріс өзін ұсынды, атап айтқанда өнімді қабаттың қабаттық қасиеттерін сақтауға бағытталған. Осылайша, табиғи органикалық полимерлер қосылған балшықсыз бұрғылау ерітінділері – табиғи модификацияланған полимерлер мен биополимерлер – мұқият назар аударуды қажет етті.

Синтетикалық полимерлер, полиакриламидтер негізіндегі бұрғылау ерітінділерінде полимерлерді қолдану

Көптеген полимерлер бірнеше функцияларды орындай алады. Полимерлердің ең көп таралған түрі сұйықтықтың жоғалуын реттеу және тұтқырлықты арттыру болып табылады. Белгілі бір полимерді таңдауды анықтайтын факторларға мыналар жатады: қолданылатын бұрғылау ерітіндісінің түрі, оның химиялық құрамы, рН, ыстыққа төзімділік, ашытуға және ығысуға төзімділік, реологиялық модификациялар және қабаттың өнімді қасиеттерінің сақталуы. Жуу сұйықтарын өңдеу үшін қолданылатын синтетикалық жоғары молекулалы қосылыстардың ішінде полиакриламидті ерекше атап өту керек. Полиакриламид сулы фазалық қоюлатқыш ретінде минералданған сулы ерітінділерді қоса, балшықсыз жүйелерде сәтті қолданылуы мүмкін. Полимерлі дисперсті емес ерітінділерді қолданудың негізгі мәселесі олардың бұрғылау шламымен байытылуын болдырмау болып табылады. Сондықтан ерітіндіге арнайы

селективті флокулянт реагенттер енгізіледі, мысалы, гидролизденген полиакриламид (әрі қарай ПАА) (2-сурет), ол кальций сазын және бұрғылау шламының ірі фракциясын флокуляциялайды [6].

Полимерлі дисперсті емес ерітінділердің ыстыққа төзімділігі қолданылатын полимерлерге байланысты. Акрил полимерлеріне негізделген ерітінділер ең үлкен ыстыққа төзімділікке ие (250°C дейін). Полимерлі дисперсиялық емес ерітінділер саздың жоғары құрамымен сипатталатын шөгінділерде, оның ішінде (80%-ға дейін) коллоидтылығы жоғары және потенциалды тұрақсыз, сондай-ақ берік, тұрақты карбонатты-сазды учаскелердегі өндіру және барлау ұңғымаларын жаппай бұрғылауға арналған. өнімді формацияларды ашуға қатысты. Полимер ерітінділері балшықсыз болуы мүмкін. Бұл жағдайда ерітінді судың реологиялық қасиеттерін және оның өткізу қабілетін жақсартатын және кесінділерді флокуляциялайтын, әдетте гидролизденген ПАА емес, полимер қосылған су болып табылады. Полимерді дисперсті емес ерітінді сапасының негізгі көрсеткіштерінің бірі сазды фазаның аз болуы болып табылады, оның көлемдік үлесі 1,5–2% аспауы керек. Полимерлі дисперсті емес ерітінді дайындау үшін көмірсілтілі реагент (будан әрі – КСР) өңделген жаңа ерітіндіні пайдалануға болады. Сазды фазаның құрамын алдын ала анықтайды және оны азайту қажет болған жағдайда ерітіндіні сумен сұйылтады, содан кейін 10–20 л/м³ мөлшерінде 0,5% ПАА ерітіндісін енгізеді.

Газ тәрізді бұрғылау агенттері анамалды төмен қабат қысымы жағдайында ұңғымаларды бұрғылау судың тығыздығынан төмен тығыздығы бар бұрғылау ерітінділерін пайдалануды талап етеді. Сығылған ауаны немесе газды ұңғыма оқпанынан бұрғылау шламын алу үшін пайдалануға болады. Газ тәрізді бұрғылау агенттері үш санатқа бөлінеді: тек ауа немесе газ, газдалған сұйықтық және көбік. Тазартумен бұрғылау жұмыстарын жүргізу үшін жер бетіне көтерілген бұрғыланған тау жыныстары мен қабат сұйықтарын қауіпсіз өңдеуді қамтамасыз ететін арнайы жабдық қажет: компрессорлар, құбырлар, бұрғылау үшін газды пайдалануға немесе бұрғылау ерітіндісінің немесе көбіктің ауасымен қанықтыруға байланысты арматура [7]. Газ тәріздес сұйықтықтарды пайдалану бірқатар артықшылықтарды қамтамасыз етеді: қабат қасиеттерінің нашарлауы немесе мүлдем нашарлауы, көмірсутектер үшін кесінділерді жылдам бағалау, айналымды жоғалтудың алдын алу және қатты жыныс түзілімдеріндегі ену жылдамдығының айтарлықтай жоғары болуы. Газ тәріздес агентті пайдаланып тұтас ұңғыманы бұрғылау мүмкін болмағандықтан, әдеттегі

бұрғылау ерітінділерімен бұрғылау үшін де, газтәрізді агенттермен бұрғылау үшін де қажетті жабдықпен байланысты қосымша шығындарды ескеру қажет. Ең кең таралған және тиімді әдіс – көбік түзетін беттік белсенді заттарды қолданатын көбіктерді қолдану. Қабат қысымы 0,3–0,8 гидростатикалық болса, қатты жыныстарда (әктастарда, доломиттерде), мәңгі тондарда, кеуекті сіңіру горизонттарында ұңғымаларды бұрғылау кезінде, өнімді қабаттарды ашуда, ұңғымаларды игеру және күрделі жөндеу кезінде көбіктерді тиімді пайдаланады. Көбіктер – сұйық дисперсиялық ортаның жұқа қабаттарымен бөлінген газ көпіршіктерінің (дисперсті фаза) жиынтығы болып табылатын құрылымды дисперстік жүйелер. Беттік-активті заттар – бұл беткі қабатта адсорбцияланатын және нәтижесінде беттік керілуді (беттік энергия) төмендететін органикалық қосылыстар. Көбік – агрегаттық тұрақсыз дисперсті жүйе. Тәжірибеде сұйық дисперсиялық ортасы бар көбіктер кеңірек қолданылады. Көбіктердің тұрақтылығын арттыру үшін оларға реагенттер қосылады – тұрақтандырғыштар Карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид (будан әрі – КМЦ, ПАА), олар еріткіштің тұтқырлығын арттырады және пленкалардан сұйықтықтың ағу процесін баяулатуға көмектеседі. Тұрақты көбік алу үшін көбік түзетін ерітіндінің құрамында болуы керек (г/л): көбік түзетін БАЗ (молекулалық массасына байланысты) 0,5–5; көбік тұрақтандырғыш полимер (КМЦ, ПАА) 0,2–0,75; электролит (тринатрий фосфаты, NaCl) 0,1–0,5; су – қалғаны. Тұрақтылығы төмен көбіктердің құрамында 0,5–10 г/л көбік түзетін беттік белсенді зат, қалғаны су. Тұрақты көбік, суспензиялар мен эмульсиялардан айырмашылығы, оны қатты заттарға жақындататын механикалық қасиеттерге ие, сондықтан оның беріктігін серпімді деформация заңдары бойынша өлшеуге болады. Көбіктің көтергіштігі суға қарағанда 7–10 есе жоғары және сұйықтықтың көлемдік үлесі азайған сайын артады. Ұңғыманың түбін кесінділерден тазарту шламды флотация әсерімен үйлесетін гидродинамикалық ағын күшінің нәтижесінде болады. Көбік аузынан түбіне дейінгі жолда ауасы 60–96% болатын пластикалық сығылатын сұйықтық болып табылады, ал төменнен ауызға қарай көпіршіктердің көлемінің ұлғаюына байланысты кеңейеді. қысым және оның көлемінің кейіннен ұлғаюы. Көбіктердің тығыздығы 0,03–0,3 г/см³ дейін жетеді. Ұңғымаларды көбікпен айдаған кезде шаю технологиясы сорғылардың тұрақты жұмыс істеуі үшін ұңғымаға келесі айдау алдында жер бетін міндетті түрде көбіксіздендіруді қарастырады.

Көбікті жоюдың физикалық-механикалық, химиялық, акустикалық және термиялық әдістері бар, олардың ішінде ең тиімдісі соңғы екеуі. Ұңғымаларды игеру кезінде өзін-өзі реттейтін көбік жүйелері пайдаланылады, мұнда химиялық реакция нәтижесінде көп мөлшерде жылу және азот газы пайда болады, ол ұңғымадағы сұйықтықты біркелкі және өздігінен көбіктендіреді. Газды күшейтетін сорғылар көбіктерді қайталап пайдалануға мүмкіндік береді. Арнайы көбік генераторлары рецепт бойынша көбік дайындап, ұңғымаға айдайды. Газдалған ерітінділер – дисперсті ортасы сұйықпен (негізгі тасымалдаушы агент), ал дисперсті фазасы – сығылған ауамен (көмекші рөл) болатын төмен концентрациялы дисперсті жүйелер. Кез келген бұрғылау сұйықтығын сұйықтық ретінде пайдалануға болады, соның ішінде, көмірсутекті негізде, ал өнімді қабаттарды ашу кезінде – қосымша беттік белсенді заттармен. Ерітіндіні аэрациялау сәйкесінше 100 және 50°C дейінгі температурада механикалық немесе химиялық жолмен жүзеге асырылады. Механикалық аэрация кезінде компрессорлар аэрация құрылғысымен, сорғы құбырларымен, ұңғыма сағасын тығыздаумен және бақылау клапанымен қосымша орнатылады. Химиялық аэрация кезінде қосымша жабдықты орнату қажет емес, ерітінділер тұрақты. Химиялық газдалған ерітінділердің құрамы сұйықтықтан, көбік түзетін беттік белсенді заттан және құрылым түзушіден тұрады. Беттік белсенді затты таңдаудың дұрыстығы құбырдағы және сақинадағы сұйық колонналардың тепе-теңдігін көрсететін көтергіштегі тұрақты қысым кезінде ағын сызығынан ерітіндінің үздіксіз ағу жылдамдығымен көрінеді. Кез келген аэрация сұйықтықтың тығыздығын 0,1-ден 1,0 г/см³-ге дейін реттеуге және сол арқылы түбіндегі гидростатикалық қысымды азайтуға немесе арттыруға мүмкіндік береді.

Жуу сұйықтығының параметрлері мен сапасын негізде

Ерітінді формуласы берілген аумақта немесе кен орнында бұрғылау тәжірибесіне сәйкес таңдалады, сондай-ақ әдебиетті шолу және ең көп қолданылатын бұрғылау ерітінділерінің жіктелуі негізінде таңдалады [4] Бұрғылау аралықтарына және тұтастай ұңғымаға арналған сұйықтықты дайындау және өңдеу үшін материалдар мен химиялық реагенттерге қажеттілікті анықтау мына формула бойынша ұңғыманы бұрғылауға қажетті V бұрғылау ерітіндісінің мөлшерін анықтаудан басталады (1):

$$V = V_{II} + V_B + \alpha \cdot V_C \quad (1)$$

мұндағы V_{II} – науа жүйесінің және бұрғылау сорғыларының қабылдау цистерналарының көлемі, м³ (берілген бұрғылау қондырғысының түрі және белгілі бір аумақтағы бұрғылау жағдайлары үшін анықталады); α – бұрғылау сұйықтығының қауіпсіздік коэффициенті, қалыпты бұрғылау жағдайында 1,5-ке тең, ал қиын жағдайларда 2-ге тең (мұнай және газдың мүмкін болатын аймақтары, жаңадан бұрғыланған учаскелерде өнімді горизонттарды ашу, газ конденсатын және газ кен орындарында бұрғылау, қысымы жоғары немесе құрамында күкіртті сутегі және басқа да улы қосылыстар бар кен орындарында); V_C – осы түрдегі бұрғылау ерітіндісімен жуумен і-ші бұрғылау интервалының соңындағы ұңғыманың көлемі, м³ (2):

$$V_C = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \cdot l_i \quad (2)$$

мұндағы V_C – осы түрдегі бұрғылау ерітіндісімен жуумен і-ші бұрғылау интервалының соңындағы ұңғыманың көлемі, м³; l_i – ұңғыманың технологиялық интервалының мәні, м; D_i – і-ші технологиялық интервалдағы ұңғыма оқпанының диаметрінің (диаметрлерінің) мәні, м (3):

$$D_i = k_i \cdot d_{n,доп} \quad (3)$$

мұндағы k_i – і-ші интервалдың каверноздық коэффициенті; $d_{n,доп}$ – қашудың сыртқы диаметрі; V_B – сіңіру кезінде бұрғылау процесінде, шламы бар тазалау құрылғыларында және т.б., қайтарымсыз жоғалған бұрғылау ерітіндісінің көлемі, м³ (4):

$$V_B = \sum_{i=1}^n n_i \cdot l_i \quad (4)$$

мұндағы n_i – бұрғылау жылдамдығына, ұңғыманың диаметріне, бұрғылау жағдайына, шлам сапасына және т.б. байланысты і-ші интервалдың енуінің 1 м-ге бұрғылау ерітіндісін тұтыну нормасы жергілікті бұрғылау нормаларына сәйкес қабылданады. Ұңғымаға енген геологиялық учаскеде орналасқан сазды қаптаманы бұрғылау процесінде қабаттан бұрғылау сұйықтығына өтетін $V_{саз}$ саздың көлемі мына формуламен есептеледі (5):

$$V_{саз} = 0,785 \cdot d_c^2 \cdot h \quad (5)$$

мұндағы d_c^2 – ашық ұңғыма оқпанының диаметрі, м; h – бұрғыланатын саз қаптамасының қалыңдығы, м. Бірнеше балшық қаптамалары болса, олардың көлемдері

қорытындыланады. Бұрғылауға жататын таза саз Мсаз массасы (құрамындағы құм мен басқа қоспаларды алып тастағанда) мына формула бойынша анықталады (6):

$$M_{ca} = \left[1 - \frac{P_c}{100} \right] \cdot \rho_{ca} \cdot V \quad (6)$$

мұндағы P_c – саз материалындағы құмның және басқа қоспалардың мөлшері, %.

Бұрғылау ерітіндісінің берілген көлемін V дайындауға қажетті су мөлшері мына формула бойынша есептеледі (7):

$$Q_B = q_B \cdot V \quad (7)$$

мұндағы q_B – 1 м³ бұрғылау ерітіндісін дайындауға арналған су мөлшері, кг/м³ (8):

$$q_B = \frac{\rho_{ББЗ} - \rho_P}{\rho_{ББЗ} - \rho_B} \quad (8)$$

мұндағы $\rho_{ББЗ}$ – беттік белсенді заттың тығыздығы, кг/м³; ρ_P – қажетті бұрғылау ерітіндісінің тығыздығы, кг/м³; $\rho_B = 1000$ кг/м ерітінді дайындау үшін алынған судың тығыздығы.

Бұрғылау ерітіндісінің V көлемін өңдеуге қажетті химиялық реагенттің әрбір түрінің мөлшері мына формула бойынша табылады (9):

$$Q_P = \frac{C \cdot V}{100} \quad (9)$$

мұндағы C – бұрғылау ерітіндісіндегі реагенттің көлемдік концентрациясы, %.

Көбінесе химиялық реагенттердің концентрациясы өңделетін ерітіндінің көлеміне қарай салмақпен анықталады. Бұл жағдайда ерітіндіге салмағы бойынша енгізілген реагенттің мөлшері мына формуламен анықталады (10):

$$M_P = \frac{C_1 \cdot \rho_B \cdot V}{100} \quad (10)$$

мұндағы C_1 – химиялық реагенттің салмақтағы концентрациясы %. Ерітіндіні өңдеуге қажетті химиялық заттардың мөлшері мына формуламен анықталады (11):

$$Q_{XP} = q_{XP} \cdot V \quad (11)$$

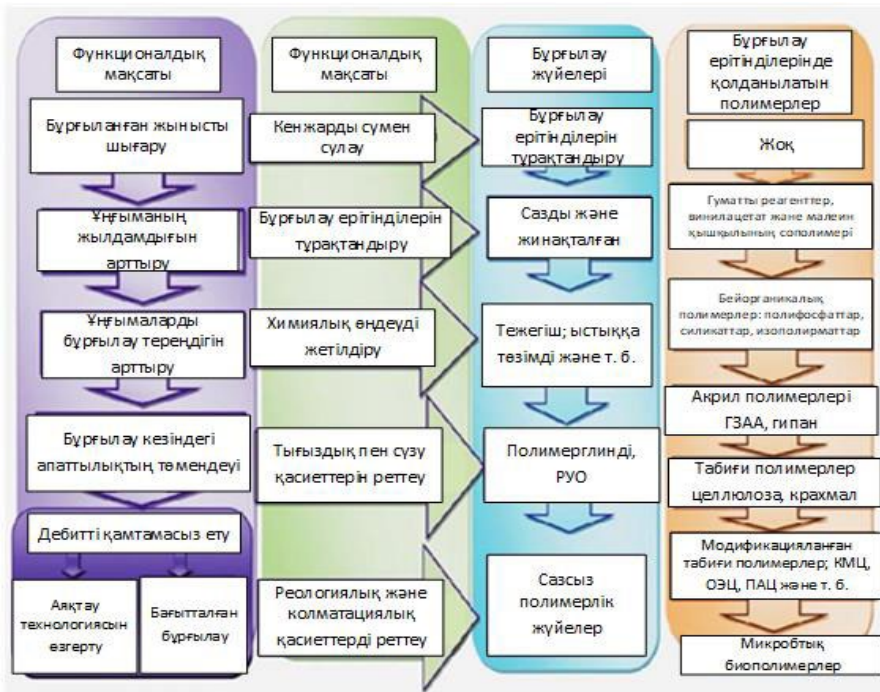


Рисунок 1. Полимерлі бұрғылау ерітінділерінің эволюциясы
Figure 1. Evolution of polymer-based drilling flushing fluids

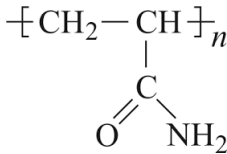


Рисунок 2. Полиакриламидтің құрылымдық формуласы

Figure 2. Structural formula of polyacrylamide

Жоламанов кен орнында қолданылатын сұйықтықтарды пайдаланып бұрғылау жұмыстарына қысқаша шолу

Құрамында 70%-ға дейін мұнай бар, бұрғылау ертіңдісінің жұтылуына жол бермеу үшін гидрофобты эмульсия ертіңдісін пайдалану және бұл бұрғылау ертіңдісі экологиялық зияны бар проблема болып табылады [8].

Гидрофобты эмульсиялы бұрғылау сұйықтығы. Эмульсиялық бұрғылау ертіңдісі – мұнай эмульсиясы негізінде араласқан бұрғылау ертіңдісі. Ол дәстүрлі түрде қолданылатын су негізіндегі бұрғылау ертіңділерінен бірқатар артықшылықтарға ие. Ол ұңғыма маңындағы түзілу аймағының өткізгіштігін сақтауға, аспаптың тартылуын жоюға, ұңғыманың тұрақтылығын қамтамасыз етуге және шламды жоюға мүмкіндік береді. Бұрғылауда қолданылатын эмульсияның 2 түрі бар: тұзу, кері. Бұрғылау тәжірибесі 70-тан астам көлбеу бұрышы бар ұңғымаларды бұрғылау үшін инверттелген эмульсиялар (инвертті бұрғылау ертіңділері (будан әрі – ИБЕ), көмірсутек негізіндегі сұйықтықтар (будан әрі – КНЕ), гидрофобты-эмульсиялық бұрғылау ертіңділері және т.б.) оңтайлы екенін көрсетті. Тікелей эмульсиялар (балшықсыз бұрғылау ертіңділері және төмен сазды бұрғылау ертіңділері бұрғылау ертіңділерінің кейбір түрлері) 70 ° дейін көлбеу бұрышы бар ұңғымаларды бұрғылау үшін оңтайлы болып табылады. Кері және тура эмульсиялардың айырмашылығы дисперсті фазаны құрайтын заттардың және дисперсиялық ортаны құрайтындығында. ИБЕ-де лиофобты дисперсті фаза және гидрофобты дисперсиялық орта болады, ал тікелей эмульсияларда гидрофобты дисперсті фаза және лиофобты дисперсиялық орта болады. ИБЕ дисперсиялық ортасы ретінде минералды майлар, мұнай, дизель отыны, газ конденсаты, олефиндер және т.б. пайдаланылады, ал дисперсті фазасы көбінесе су немесе бейорганикалық тұздың сулы ертіңдісі болып табылады. Тікелей эмульсияларда, керісінше, дисперсті фаза ретінде көмірсутекті сұйықтық, ал дисперсиялық орта ретінде су немесе суда ертіңді полимерлермен

тұрақтандырылған бейорганикалық тұз ертіңдісі болады. Эмульсиялық ертіңділердің екі түрі де бірқатар артықшылықтар мен кемшіліктерге ие. Осылайша, фильтраттың көмірсутекті құрамы және жоғары майлануы КНЕ-дің сөзсіз артықшылығы болып табылады. Осы қасиеттерінің арқасында КНЕ терригендік шөгінділердің гидратациясына ең аз әсер етеді және айтарлықтай көлбеу және қашықтықты ұңғымаларды бұрғылауға мүмкіндік береді. Дегенмен, КНЕ-дің бірқатар белгілі кемшіліктері бар, соның ішінде хош иісті қосылыстардың үлкен пайызына байланысты КНЕ-нің жоғары экологиялық агрессивтілігі, қабат суларымен ластану салдарынан қоюлануы және гидрофильді қатты фазаның көп мөлшері, жоғалуы салдарынан қоюлануы. фильтрация кезінде дисперстік ортаның бөлігі және су негізіндегі ертіңділермен салыстырғанда бастапқыда жоғары гидравликалық сипаттамалар, КНЕ реологиялық сипаттамаларының температураға тәуелділігі. Гидрофобты эмульсиялық бұрғылау ертіңдісі және оны дайындау әдісі. Өнертабыс мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылауға, атап айтқанда гидрофобты қасиеттері бар аралас су-көмірсутек негізіндегі эмульсиялық бұрғылау ертіңділеріне қатысты. Осы өнертабыспен қол жеткізілген техникалық нәтиже су-көмірсутек аралас негізіндегі гидрофобты эмульсиялы бұрғылау ертіңдісін және оны дайындау әдісін, атап айтқанда термобарлық жағдайларда минималды сүзумен және реттелетін мөндерімен сипатталатын тұрақты өтпелі типті эмульсияны жасау болып табылады. кең диапазондағы реологиялық параметрлер, статикалық ығыстыру кернеуі және тұтқырлық.

Гидрофобты эмульсиялық бұрғылау сұйықтығы, оның ішінде саз, полимер, су, дизельдік отын немесе май, эмульгатор және тұрақтандырғыш, саз, полимер, су су негізіндегі полимерлі саз ертіңдісі және карболиносульфаттың 20% сулы ертіңдісі түрінде болады. эмульгатор және тұрақтандырғыш құрамы ретіндегі шайыр, масс. %; техникалық лигносульфонаттар 15,0–17,0, биіктік қадамы 58,0–61,0, күйдіргіш сода 5,0–6,0, полимерлену дәрежесі 700 және алмастыру дәрежесі бар карбоксиметилцеллюлоза 85, 18,0–20,0 су, қалған ингредиенттердің массалық қатынасында, %; су негізіндегі полимерлі саз ертіңдісі 44,8–58,1, дизельдік отын немесе май 30,1–40,0, көрсетілген карболиносульфат ертіңдісі 11,0–21,3. Су негізіндегі полимерлі саз ертіңдісінің тығыздығы 1180–1200 кг/м³, сүзу жылдамдығы 2,0–2,5 см³/30 мин. Жоғарыда аталған бұрғылауды дайындау кезінде дизельдік отынға немесе судың майына, сазға, полимерге, тұрақтандырғышқа, эмульгаторға технологиялық параметрлердің қажетті мөндері

алынғанша қарқынды араластыра отырып, біркелкі беруді қоса алғанда, гидрофобты эмульсиялы бұрғылау ерітіндісін дайындау әдісінде су негізіндегі карболиносальфонат ерітіндісі мен полимерлі саз ерітіндісінің көрсетілген ерітіндісін беру бір уақытта жүзеге асырылады. Газдалған бұрғылау ерітіндісін дайындау үшін тек тұщы суды пайдалану ұсынылады, өйткені минералданған судың тығыздығы тұщы суға қарағанда жоғары, сондықтан факторлардың комбинациясы аэрацияның жоғары дәрежесін талап етеді, бұл өз кезегінде газдың тұрақтылығына әсер етуі мүмкін. Балшық сорғы және көтергіштегі қысымның ауытқуына әкеледі. Ұңғыманың жоғарғы жағындағы құмдарда сұйықтықтың жоғалу белгілері болса, орнында SUPERSEALER немесе PETRO-SEALRB сияқты шығынды бақылау материалы болуы ұсынылады. Қаттарды бұрғылау сұйықтығының айналым жүйесіне бұрғылау процесінде тікелей қосуға болады. Сұйылтылған суспензияны PETRO-PAC LV сұйықтық шығынын азайту құралымен және бағдарламаланған концентрацияларда бұрғылау жуғыш затымен өңдеу керек. Бұрғылау сұйықтығының параметрлерін үнемі бақылау үшін вагонды/шағын зертхананы қабылдау цистерналарына немесе олардың жанына орнатыңыз және электр қуатын қосыңыз. Шектеулі ығыстыру кернеу мәні мен гель құрылымы бағдарламаланғандай сақталуы керек. Экран тақталары 80 торлы діріл экрандарда қолданылуы керек [9].

Бағдарлама бойынша бұрғылау кезінде 10 л/м³ майлау қоспасын, сондай-ақ тізбекті шамамен 60–70 м³ белсенді көлемге түсірер алдында қосымша 10 л/м³ қосуды қарастырады. Осындай үлкен шаралар бойынша бұрғылау ерітінділерін дайындайтын сервистік компаниясының мамандарымен бірігіп тиімді жұмыстар жасалды.

Кәсіпорынның қорытынды есебінің мысалында практикалық қолдану. Диаметрі 215,9 мм қашаумен калий хлориді/полимер ерітіндісінің көмегімен 200 м-ден 455 м-ге дейінгі аралықта сәтті бұрғыланды. Аралық құмтастары бар 200–310 м сазды, 310–450 м қабат аралық сазды және көмірлі құмтастармен берілген.

Ашық оқпан 455 м тереңдікке дейін 168,3 мм шегендеу тізбегімен бекітіліп, ұңғыма сағасына дейін цементтелді [8]. Бұл аралықты бұрғылау үшін бұрғылау ерітіндісі ретінде KCl-полимерлі бұрғылау ерітіндісі қолданылды. Бұрғылау сұйықтығының құрылымы мен қажетті тұтқырлық сипаттамаларын жасау үшін биополимер Xanthan Gum қолданылды. Су бергіштікті бақылау үшін Petro PAC LV және Petro PAC R(HV) реагенттері пайдаланылды, сондай-ақ жинақталған қатқабат сазын

пайдаланып сүзгі қабат қалыптастырылды. KCl реактивті саздарды тежеу үшін қолданылды. Бұрғылау процесінде бұрғылау ерітіндісі қатып қалмас үшін өнеркәсіптік тұзбен өңделді (жұмыс істейтін бұрғылау цистерналарында жылыту жүйесі жоқ), бұл бұрғылау ерітіндісіндегі хлорид мөлшерінің артуына ықпал етті. Бұл учаскені бұрғылау үшін 200 м тереңдіктен бастап бұрғылау ерітіндісінің тығыздығы 1,13–1,16 г/см³ шегінде сақталды. Бұл аралықтағы бұрғылау сұйықтығының реологиялық қасиеттері бұрғыланған сазды дисперстілеу және құрылым түзуші Xanthan Gum қосу арқылы қамтамасыз етілді. Petro PAC LV және Petro PAC R(HV) реагенттері сұйықтықтың жоғалуын бақылау үшін пайдаланылды. Дисперсті қабат сазы сұйықтықтың жеткілікті шығуын және осы бөлікті бұрғылау үшін жақсы сүзгі қоркасын қамтамасыз етті. Бұрғылау ерітіндісінің барлық басқа қасиеттері бағдарлама мәндерінде сақталды. Полимерлердің жұмыс істеуі үшін адекватты сілтілілікті қамтамасыз ету, сонымен қатар бұрғылау құралына сұйықтықтың жағымсыз коррозиялық әсерін азайту үшін бұрғылау ерітіндісінің рН мәні 9–10 шегінде ұсталды. рН деңгейін ұстап тұру үшін каустикалық сода қолданылды.

Қорытынды

Осы мақалада бұрғылау ерітінділерінің технологиялық қасиеттеріне газдалған полимер ерітіндісінің әсерін талдау көзделді. Өнімді қабаттарды тиімді және толық пайдалану талаптары жоғарлаған сайын бұрғылау ерітіндісінің құрамы мен қасиеттері оған қойылатын талаптарға сәйкес өнімді қабаттың қабаттық қасиеттеріне теріс әсер етпеуі керек, сонымен қатар күрделі апаттардың көпшілігінің алдын алу мүмкіндігін қамтамасыз етуі керек.

Жуу сұйықтығы минералдану дәрежесі мен құрамы бойынша әртүрлі жағдайларда, сондай-ақ ұңғы түбінің жоғары температура-сына ұшыраған кезде де тұрақты болуы қажет. Сонымен бірге, ол техникалық қызмет көрсету және қызмет жасайтын персонал үшін қауіпсіз болуы керек, өрт қаупін болдырмау және қоршаған ортаға қауіп төндірмеуі керек. Гидрофобты эмульсиялы бұрғылау сұйықтығымен газдалған бұрғылау ерітінділерін салыстырып, газдалған бұрғылау ерітінділерінің артықшылықтарын зерделеп көрдік.

Дұрыс таңдалған газдалған реологиялық қасиеттері бар газдалған бұрғылау ерітінділері шламдардың қасиеттері (мөлшері, тығыздығы) өзгеріссіз қалған жағдайда, шламдарды тазалаудың салыстырмалы түрде бірдей тиімділігін қамтамасыз етеді, химиялық белсенді жыныстарды бұрғылау кезінде ұңғыма оқпанын тазалау тиімділігін арттырады, бұрғылаудың ұстау қабілетін жақсартады. сұйық және

шламдардың шөгуін азайтады және бұрғылау сұйықтығының шығынын азайтуға мүмкіндік береді, ал депрессияға коллекторды ашу

кезінде өнімді қабаттың бітелуінің минималды деңгейі қамтамасыз етіледі.

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: Губашев С.Ө. – зерттеу тұжырымдамасын жасап, тәжірибесімен бөлісті, Бердыев А.Ж. – қолжазбаны зерттеу деректерін талдады, Блғалиев Р.Н. – қолжазбаны зерттеу деректерін талдап, түсіндіру жұмыстарын жүргізді,

Сабиров Б.Ф. – зерттеу деректерін жинау, талдау, өңдеу жұмыстарын жүргізді.

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: Sarsenbay A. Gubashev – conceptualisation of the study, shared experiences; Arslanbek Zh. Berdyev – research data analysis; Raphail N. Blgaliyev – data analysis, consultancy work; Bolatkhan F. Sabirov – data collection, analysis, and processing.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Зозуля В.П., Зозуля Н.Е., Магруппов А.М. Промывка скважин. Учебное пособие. Ташкент : Филиал НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, 2021. 621 с.
2. Ермолаева Л.В. Промывочные растворы в бурении: учеб. пособие. Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2020. 51 с.
3. Нескоромных В.В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин. Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2020. 410 с.
4. Бабаян Э.В., Мойса Н.Ю. Буровые растворы. Учебное пособие. Москва : Инфра-Инженерия, 2019. 332 с.
5. Заурбеков С.А., Федоров Б.В. Направленное бурение скважин. Алматы : КазНИТУ им. К.И. Сатпаева, 2015. 292 с.
6. Уляшева Н.М. Технология буровых растворов. Ухта : УГТУ, 2019. 112 с.
7. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург : Летопись, 2004. 664 с.
8. Финальный отчет по буровым работам м/р Жоламанов. Атырау: АО «ЭМГ», 2019.
9. yvk.com.ua [интернет]. Таблица перевода mesh (меш) в миллиметры конвертации размеров. Доступ по ссылке: <https://yvk.com.ua/perevod-mesh-v-millimetry>.

REFERENCES

1. Zozulya VP, Zozulya NE, Magrupov AM. *Promyvka skvazhin. Uchebnoe posobie*. Tashkent: Branch of Federal State Autonomous Educational Establishment of Higher Education "Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I. M. Gubkin"; 2021. 621 p. (In Russ).
2. Yermolaeva LV. *Promyvochnye rastvory v bureanii. Uchebnoe posobie*. Samara: Samara Poytech Flagship University; 2020. 51 p. (In Russ).
3. Neskromnykh VV. *Napravlennoye bureniye. Bureniye gorizonta/nykh i mnogozabojnykh skvazhin*. Krasnoyarsk: Siberioan Federal University; 2020. 410 p. (In Russ).
4. Babayan EV, Moysa NY. *Burovye rastvory. Uchebnoe posobie*. Moscow: Infra-Inzheneriya; 2019. 332 p. (In Russ).
5. Zaurbekov SA, Fedorov BV. *Napravlennoye bureniye skvazhin*. Almaty: Satbayev University; 2015. 292 p. (In Russ).
6. Ulyasheva NM. *Tekhnologiya burovyykh rastvorov*. Uhta: USTU; 2019. 112 p. (In Russ).
7. Ryazanov YA. *Entsiklopediya po burovym rastvoram*. Orenburg: Letopis; 2004. 664 p.

8. Final'nyy otchet po burovym rabotam m/r Zholamanov. Atyrau: EMG; 2019. (In Russ).

9. yvk.com.ua [internet]. Mesh conversion table (mesh) in millimeters size conversion. Available from: <https://yvk.com.ua/perevod-mesh-v-millimetry>.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

Губашев Сәрсенбай Әбілұлы

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

Бердыев Арсланбек Жарылғасынұлы

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

Блғалиев Рафаил Нұрбахитұлы

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

***Сабилов Болатхан Файзуллаұлы**

PhD

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

AUTHORS' INFO

Sarsenbay A. Gubashev

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

Arslanbek Zh. Berdyev

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

Raphail N. Blgaliev

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

***Bolatkhan F. Sabirov**

PhD

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.234.573

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Получена: 07.02.2024.

Одобрена: 18.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на зрелых месторождениях

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Я.И. Горбачев, О.Т. Мусин, К.А. Каюков

Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. При разработке зрелых месторождений зачастую встаёт вопрос об эффективности технологий в условиях объектов с ограничениями, такими как, например, коллекторы, имеющие небольшие перемычки (барьеры) и граничащие с водо- или газонасыщенными пропластками. Возможность эффективно осваивать подобные объекты увеличивает выработку остаточных запасов и «продлевает жизнь» разрабатываемому месторождению. В данной статье представлен опыт группы компаний «Газпром нефть» в разработке терригенных объектов, на которых существует высокий риск прорыва трещины в водо- и газонасыщенные интервалы, методом гидравлического разрыва пласта. Данный опыт может быть взят за основу при повышении выработки остаточных запасов для некоторых зрелых месторождений при схожих геологических условиях, где эта проблема стоит особенно остро и требует решений, позволяющих минимизировать риски.

Цель. Выбор оптимального технологического подхода для обеспечения технической и экономической успешности проектов, связанных с месторождениями на поздних стадиях разработки, или целевых объектов с наличием расположенного ниже- либо вышележащего обводнённого пласта.

Материалы и методы. В материалах рассматривается несколько направлений, состоящих из специфики заканчивания и технологического подхода в гидроразрыве пласта. В качестве основного решения предлагается комбинация низковязких жидкостей с концентрацией полимера от 2,8 до 3,2 кг/м³ в различных вариантах исполнения, проппант фракций 20/40 и 16/20, а также заканчивание равнопроходным цементированным хвостовиком с разрывными муфтами. Представленное видение позволяет не только значительно снизить риски приобщения, но и проводить нормализацию забоя при осложнениях в виде «СТОП» без привлечения дорогостоящих операций с гибкими насосно-компрессорными трубами.

Результаты. Комплексные решения, реализованные в работе, подтвердили свою эффективность на объектах с ограничениями по распространению трещины по высоте. Использование низковязких жидкостей позволило сократить рост обводнённости продукции после стимуляции, а конструктивные решения снизили издержки, связанные с осложнениями в виде «СТОП».

Заключение. Полученный опыт применения новых технологических решений на скважинах с высоким риском прорыва в обводнённые пропластки является достаточно успешным, что подтверждается фактическими работами и анализом скважин. Проведение гидроразрыва пласта на линейном геле имеет достаточно высокий потенциал на месторождениях группы компаний «Газпром нефть» и может быть использован на схожих объектах.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, линейный гель, разрывные муфты, двухпакерная компоновка, риск прорыва.

Как цитировать:

Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т., Каюков К.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на зрелых месторождениях // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 50–60. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

UDC 622.234.573

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Received: 07.02.2024.

Accepted: 18.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article**Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields****Artem V. Churakov, Maxim N. Pichugin, Yaroslav I. Gorbachev, Oleg T. Musin,
Konstantin A. Kayukov***Group of Companies Gazprom Neft, Saint Petersburg, Russia***ANNOTATION**

Background: In developing mature fields, the issue of technology efficacy is often raised in the context of constrained reservoirs, such as reservoirs with small interstices (barriers) bordering water- or gas-saturated reservoirs. The ability to effectively developing such reservoirs increases the production of current reserves and prolongs the "life" of the fields under development. This study presents the experience of Gazprom Neft Group in the development of terrigenous reservoirs, where there is a high risk of a fracture penetration into water- and gas-saturated intervals, by hydraulic fracturing. This experience can be taken as a basis for increasing the production of current reserves for some mature fields under similar geological conditions, where this problem is particularly acute and requires solutions that minimize risks.

Aim: Selecting the optimal technological approach to ensure the technical and economic viability of projects involving late-stage fields or assets with under- or overlying watered reservoirs.

Materials and methods: The materials address several technological trends, consisting of the completion specifics and the technological approach to hydraulic fracturing. As the main solution, a combination of low-viscosity fluids with a polymer concentration ranging from 2.8 to 3.2 kg/m³ in various executions, 20/40 and 16/20 proppant fractions, as well as completion with a cemented equal-hole diameter tailpipe with burst port collar. The presented vision allows not only to significantly reduce the risks to fracture penetration in lower (upper) layers, but also allows, in cases of Screen Out, to perform clean out jobs without involving expensive Coil Tubing operations.

Findings: The implemented integrated solutions have proven their effectiveness at facilities with restrictions on fracture propagation in height. The use of low-viscosity liquids made it possible to reduce the increase in water saturation of products after stimulation, and design solutions reduced the costs associated with such as Screen Out.

Conclusion: The experience gained in applying new technological solutions to wells with a high risk of a fracture penetration into water- and gas-saturated intervals is quite successful, which confirmed by actual work and well analysis. Hydraulic fracturing on linear gel has a highly potential in the fields of Gazprom Neft Group and can be using on the similar formations.

Keywords: *hydraulic fracturing; horizontal wells; linear gel; rupture couplings; two-packer layout; risk of breakthrough.*

To cite this article:

Churakov AV, Pichugin MN, Gorbachev YI, Musin OT, Kayukov KA. Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):50–60.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

ӨОЖ 622.234.573

FTAXP 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>

Қабылданды: 07.02.2024.

Мақұлданды: 18.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну тиімділігін арттыру

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Я.И. Горбачев, О.Т. Мусин, К.А. Каюков

«Газпром мұнай» компаниялар тобы, Санкт-Петербург қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жетілген кен орындарын игеру кезінде шектеулі объектілер жағдайында технологиялардың тиімділігі туралы мәселе жиі туындайды. Бұған, мысалы, шағын линтельдері (тосқауылдары) бар және сумен немесе газбен қаныққан патчтармен шектесетін коллекторларды жатқызуға болады. Мұндай объектілерді тиімді игеру мүмкіндігі қалдық қорларды өндіруді арттырады және игеріліп жатқан кен орнының «өмірін» ұзартады. Бұл мақалада «Газпром нефть» компаниялар тобының су және газбен қаныққан интервалдарда жарықшақтың жарылу қаупі жоғары ГРП әдісімен терригендік объектілерді әзірлеудегі тәжірибесі көрсетіледі. Бұл тәжірибе геологиялық жағдайлары ұқсас кейбір жетілген кен орындары үшін қалдық қорларды өндіруді арттыру кезінде негізге алынуы мүмкін, онда бұл проблема әсіресе өткір және тәуекелдерді азайтуға мүмкіндік беретін шешімдерді қажет етеді.

Мақсаты. Игерудің кеш сатысында кен орындарымен байланысты жобалардың техникалық және экономикалық табыстылығын қамтамасыз ету үшін оңтайлы технологиялық тәсілді немесе төменде орналасқан / үстіндегі суланған қабаттың болуымен нысаналы объектілерді таңдау.

Материалдар мен әдістер. Материалдарда аяқталу ерекшелігінен және ГРП-дағы технологиялық тәсілден тұратын бірнеше технологиялық бағыттар қарастырылады. Негізгі шешім ретінде әр түрлі нұсқаларда полимер концентрациясы 2,8-ден 3,2 кг/м³-ге дейінгі тұтқырлығы төмен сұйықтықтардың комбинациясы, 20/40 және 16/20 фракцияларының проппанты, сондай-ақ жарылғыш муфттары бар тең өтімді цементтелген білікпен аяқтау ұсынылады. Ұсынылған көзқарас танысу қаупін едәуір төмендетіп қана қоймай, сонымен қатар қымбат GNTT операцияларын тартпай, «тоқтату» түріндегі асқынулар кезінде союды қалыпқа келтіруге мүмкіндік береді.

Нәтижелері. Жұмыста іске асырылған кешенді шешімдер жарықшақтың биіктігі бойынша таралуы бойынша шектеулері бар объектілерде өзінің тиімділігін растады. Тұтқырлығы төмен сұйықтықтарды қолдану ынталандырудан кейін өнімнің сулануының өсуін азайтуға мүмкіндік берді, ал сындарлы шешімдер «тоқтату» түріндегі асқынуларға байланысты шығындарды азайтты.

Қорытынды. Суланған пропластикаларға ену қаупі жоғары ұңғымаларда жаңа технологиялық шешімдерді қолдану бойынша алынған тәжірибе сәтті болып табылады, бұл нақты жұмыстармен және ұңғымалардың өнімділігін талдаумен расталады. Желілік геледе ГРП жүргізу «Газпром мұнай» компаниялар тобының кен орындарында айтарлықтай жоғары әлеуетке ие және ұқсас объектілерде пайдаланылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: *фрекинг, көлденең ұңғымалар, сызықтық геле, жарылғыш муфттар, екі пакеттік орналасу, бұзылу қаупі.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т., Каюков К.А. Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну тиімділігін арттыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2, 50–60 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

Введение

Гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП) является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации в работе добывающих и нагнетательных скважин. ГРП имеет множество технологических решений, выбор которых обусловлен особенностями конкретного геологического объекта и методом заканчивания.

Технология нашла широкое применение во 2-й половине XX в. и в настоящее время активно используется как на новых скважинах, так и на действующих (повторный ГРП) [1]. При этом ГРП представляет собой очень сложный процесс, результаты которого зависят от геомеханических свойств типов пород. Контраст напряжений определяет наличие ограничений для роста трещины в высоту. Одной из задач при планировании ГРП является ограничение высоты трещин в интервалы, не насыщенные углеводородами и в наилучшем случае насыщенные газом или водой. При отсутствии барьеров и контраста напряжений может наблюдаться значительный рост трещины в высоту, в результате чего может образоваться проводимая трещина между водо-, газонасыщенными и нефтяными пластами, что в свою очередь приведёт к обводнению продукции или снизит эффективность добычи из разрабатываемого объекта.

В рассматриваемом материале основной акцент сделан на работу с объектами, где существует высокий риск прорыва трещины ГРП в водонасыщенные интервалы, а также на решения, направленные на минимизацию этих рисков. В группе компаний «Газпром нефть» к таким объектам относятся пласты АВ1(1–2), разработка которых стандартными методами интенсификации ведёт к значительному обводнению продукции и потере рентабельности строительства скважин. Интенсификация данного объекта осложнена наличием нижележащего обводнённого пласта АВ1(4). Стандартный подход строительства горизонтальных скважин (далее – ГС) с шаровыми компоновками и ГРП на шитых системах даёт высокую обводнённость продукции (до 90%).

Для снижения рисков и исключения прорыва трещины в обводнённый пласт был разработан и внедрён специальный технологический подход, включающий в себя изменение конструкции заканчивания и смену концепции ГРП с переходом от высоковязких систем к маловязким жидкостям (линейный гель). В настоящее время ГРП по изменённой технологии был проведён более чем на 40 ГС. В результате была достигнута средняя обводнённость продукции в 40%, а также зафиксирована более высокая продуктивность скважин.

В статье рассмотрен опыт по проведённым операциям ГРП на пласт АВ1(1–2), сделаны выводы и даны рекомендации по дальнейшему выполнению работ на данном объекте и объектах со схожей геологической структурой.

Приведённый опыт демонстрирует важность учёта геологических условий при выборе каждого технико-технологического решения.

Описание объекта и проблематики

В данной статье рассматривается месторождение в Западной Сибири, разработка которого ведётся с бурением добывающих ГС. Продуктивный пласт АВ1(1–2) представлен маломощным нефтенасыщенным песчаником с проницаемостью 1–1,5 мД, средней эффективной нефтенасыщенной толщиной порядка 9 м и глубиной залегания 1600–1700 м.

Одним из важнейших факторов риска при планировании разработки является наличие нижележащего водонасыщенного пласта АВ1(4) общей толщиной 5–10 м, расположенного на расстоянии 15–20 м ниже пласта АВ1(1–2). На рис. 1 представлен типовой литологический разрез пласта.

В качестве основной системы заканчивания при разработке месторождения было выбрано бурение добывающих ГС с последующим проведением многостадийного ГРП (далее – МГРП). Технология заканчивания представляла из себя шаровую компоновку

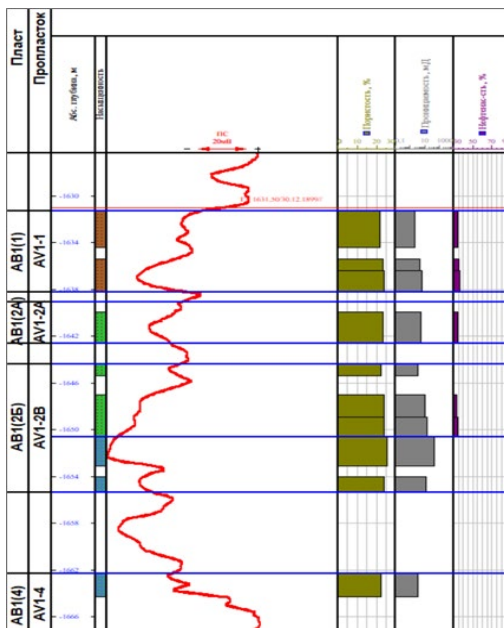


Рисунок 1. Типовой литологический разрез объекта АВ1(1–2)
Figure 1. Typical lithological section of formation AV1–2

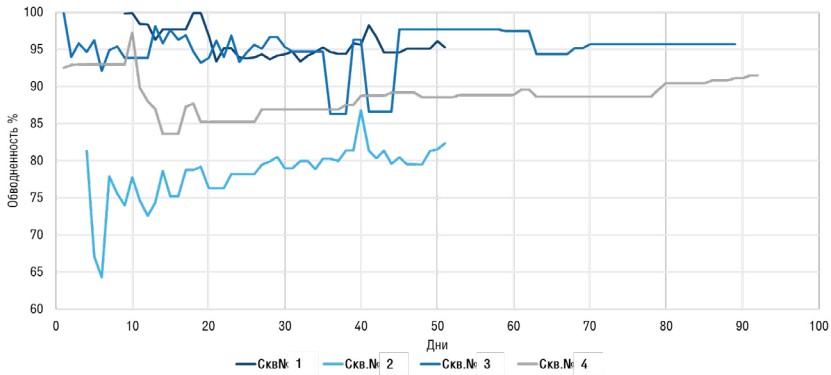


Рисунок 2. Обводнённость скважин до нового подхода
Figure 2. Water cut of wells before the new approach

с гидравлическими заколонными пакерами. Начиная с 2016 г., таким способом было введено в эксплуатацию более 100 ГС.

Первоначальные дизайны ГРП по скважинам проектировались исходя из снижения риска получения осложнений в виде «СТОП» из-за невозможности нормализации забоя сервисом гибких насосно-компрессорных труб (далее – ГНКТ), отсутствовавшим на месторождении. ГРП выполнялся по следующей схеме: закачка сшитого геля на гуаро-боратной основе с загрузкой 2,4–3,0 кг/м³ и массой проппанта от 2 до 10 т (фракции от 16/30 до 12/18) в зависимости от проводки скважины и зоны расположения порта. Основываясь на опыте проведения подобных работ, предполагалось, что дальнейшее увеличение объёма проппанта не будет приводить к наращиванию закреплённой длины трещины в интервале продуктивного пласта и увеличит риск прорыва трещины ГРП в нижележащий водоносный пласт АВ1(4).

При переходе от разработки центральной (купольной) части месторождения к краевым зонам было отмечено повышение запускной обводнённости продукции скважин в среднем до 80–90% (рис. 2) [2].

Данный факт объяснялся прорывами трещин ГРП в нижележащий водоносный пласт АВ1(4). При этом стандартные методы диагностики давления в процессе ГРП не указывали на развитие трещин по вертикали [3]. По результатам шестикомпонентного анализа был подтверждён факт приобщения объекта АВ1(4) гидравлической трещиной.

Методы ограничений развития трещин ГРП по высоте

С целью снижения рисков прорыва трещины ГРП в пласт АВ1(4) были рассмотрены различные варианты дизайнов и технологических подходов, предусматривающих ограничение развития трещины по вертикали.

Комбинированные закачки. Представляют собой проведение ГРП с комбинацией «линейный гель + сшитый гель» на буферной стадии или закачкой линейного геля на буферной стадии и сшитого геля на проппантных стадиях. Также существует вариант исполнения, при котором закачка на линейном геле происходит вплоть до концентрации проппанта в интервале 300–400 кг/м³, и на последующих стадиях работа выполняется на сшитом геле. Данный подход позволяет увеличить эффективную полудлину трещины, уменьшить развитие трещины по вертикали, при этом возрастает риск получения осложнений в виде «СТОП» (рис. 3).

Замещение линейного или сшитого геля синтетическим полимером даёт возможность упростить производство ГРП путём исключения гидратационной установки из операционного процесса. Сами синтетические гели позволяют выполнять все стадии ГРП с использованием одного типа жидкости, а за счёт способности к очень быстрой гидратации есть возможность регулирования вязкости системы в режиме реального времени путём изменения концентрации.

ГРП на высоковязких синтетических гелеобразователях. В сравнении с линейными и сшитыми традиционными системами

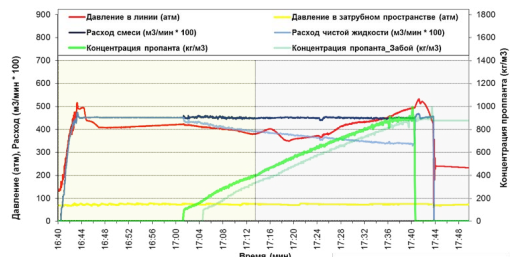


Рисунок 3. Типовой график закачки комбинированного ГРП
Figure 3. Typical schedule for pumping combined hydraulic fracturing

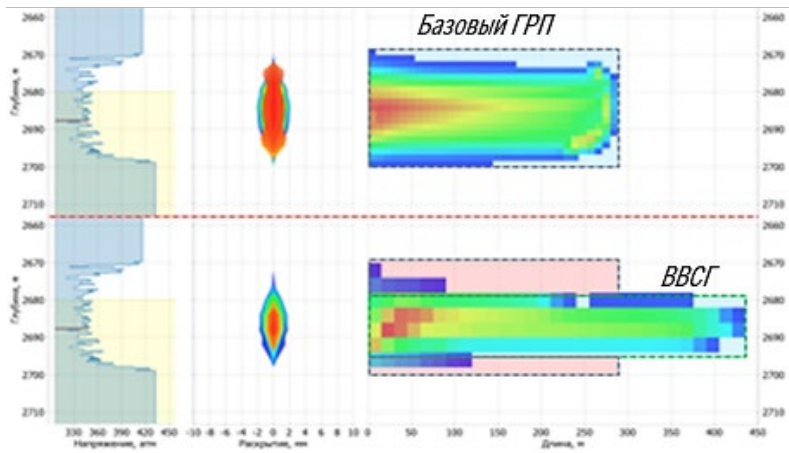


Рисунок 4. Пример профилей трещин при различных системах жидкости (гуаро-боратная система и высоковязкий синтетический полимер)
Figure 4. Example of fracture profiles in various fluid systems (guar-borate system and a high-viscosity synthetic polymer)

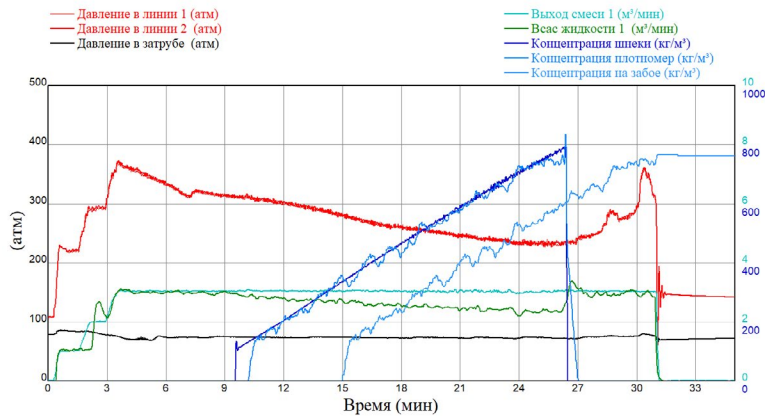


Рисунок 5. График закачки ГРП на высоковязком синтетическом полимере
Figure 5. Schedule of fracturing on a high-viscosity synthetic polymer

жидкости имеют широкий потенциал к снижению операционных затрат и повышению эффекта от стимуляции скважины. В пластах со «слабыми» барьерами позволяют снизить риск развития трещины по высоте (прорыва трещины) за счёт меньшей вязкости. Происходит создание более длинных трещин и потенциально снижение кольматации пласта. На рис. 4 представлены профили проектируемых трещин на различных системах жидкости разрыва.

Также синтетический гель может легко разрушаться с помощью окислительного брейкера без образования твёрдых остатков, тем самым повышая остаточную проводимость созданных и закреплённых пропантом трещин. Имеются данные многочисленных лабораторных испытаний,

демонстрирующих более высокие показатели остаточной проводимости синтетических систем в сравнении с гуаро-боратными [4, 5]. Исследования, проведённые в лаборатории группы компаний, также подтверждают лучшие показатели по остаточной проводимости пропантной пачки в ячейке проводимости при использовании синтетической жидкости разрыва. Однако стоит отметить, что для достижения желаемого результата при работе с синтетическими полимерами особое внимание нужно уделять подбору деструктора.

Фактические данные по добыче показывают, что скважины, стимулированные с использованием системы на основе высоковязких синтетических понизителей трения, в основной массе более продуктивны,



Рисунок 6. Расположение ствола скважины
Figure 6. Location of horizontal part
of well casing

чем аналогичные объекты с ГРП на основе традиционной гуаро-боратной жидкости [6]. Пример выполнения работы на высоковязких синтетических гелеобразователях представлен на рис. 5.

ГРП на линейном геле. В качестве жидкости разрыва и песконесущей жидкости применяется линейный гель с вязкостью 17–20 сП и скоростью закачки смеси 2–3 м³/мин. С учётом ограничений по проводке скважины (рис. 6) на рис. 7 схематично представлены многовариантные расчёты геометрии трещин в зависимости от базовой жидкости разрыва и массы проппанта.

Дизайн на сшитом геле показывает приобщение и закрепление трещины по всей мощности пласта, с подключением нижележащего водонасыщенного объекта. Дизайны на линейном геле показывают преимущественное расположение закреплённой трещины в интервалах интереса с наименьшим приобщением водонасыщенных пропластков и сохранением эффективной закреплённой полудлины трещины. В результате обеспечивается более эффективная разработка пласта.

На основании полученных результатов, в рамках многовариантных расчётов был пересмотрен подход к проведению ГРП и заканчиванию скважин. Исходя из риска получения «СТОП» на маловязких жидкостях и отсутствия сервиса ГНКТ на месторождении было принято решение об изменении конструкции заканчивания скважин. Осуществлён пере-

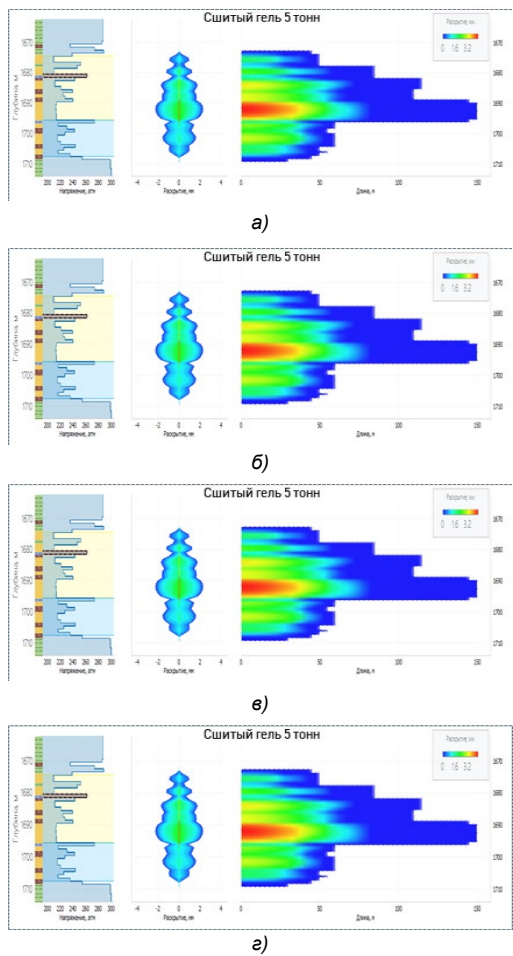


Рисунок 7. Зависимость профиля трещины
от выбора системы жидкости
Figure 7. Fracture profiles depending
on the fluid system

а) ГРП на линейном геле – 2 т проппанта / Linear gel fracturing – 2 tons of proppant; б) ГРП на линейном геле – 3 т проппанта / Linear gel fracturing – 3 tons of proppant; в) ГРП на линейном геле – 5 т проппанта / Linear gel fracturing – 5 tons of proppant; г) ГРП на сшитом геле – 5 т проппанта / Cross-linked gel fracturing – 5 tons of proppant

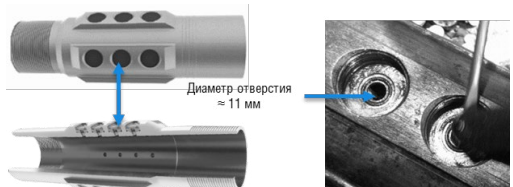


Рисунок 8. Муфта разрывная
прямого срабатывания
Figure 8. Direct-activation burst port collar

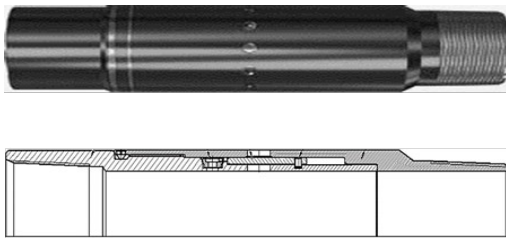


Рисунок 9. Муфта разрывная сдвижная (управляемая)

Figure 9. Discontinuous-sliding (controlled) burst port collar

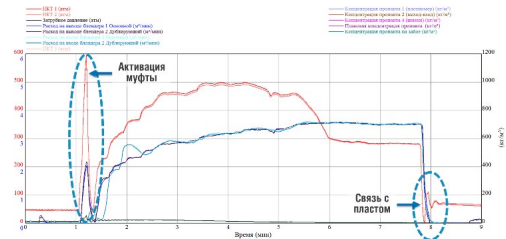


Рисунок 10. Пример активации разрывной муфты

Figure 10. Example of activation of a burst port collar



Рисунок 11. Схематическая конструкция селективного пакера

Figure 11. Schematic design of a selective packer

ход с шаровых многостадийных компоновок с гидравлическими заколонными пакерами на цементированные хвостовики с установкой разрывных муфт и двухпакерной компоновкой в качестве внутренней разобщающей системы. Для минимизации развития трещины по высоте в качестве базовой модели была принята модель на линейном геле массой пропанта 3–5 т.

Дизайн заканчивания

В группе компаний «Газпром нефть» была применена система, получившая название BPS™ (англ. Burst Port System – система разрывных портов). Система спускается в скважину на НКТ с диаметром 114 или 102 мм, с герметично закрытыми муфтами, оборудованными предварительно фрезерованными и загерметизированными отверстиями, с настройкой на определенное давление активации. Применяются раз-

личные типы муфт для обсаженных стволов [7] (рис. 8–9).

При выполнении ГРП муфты активируются давлением. Заданное давление разрыва муфты BPS™ ниже расчётного давления гидроразрыва, благодаря чему происходит «открытие» порта. На рис. 10 приводится график типичной активации муфты с использованием специального селективного пакера (рис. 11), доставляемого на забой на НКТ.

На рис. 10 проиллюстрировано, что замещение проводилось со скоростью закачки, равной 3,5 м³/мин, в то время как активация муфты произошла при скорости закачки порядка 2 м³/мин.

Поскольку внутренний диаметр муфты BPS™ равен внутреннему диаметру хвостовика эксплуатационной колонны, система даёт возможность проводить любые работы в стволе скважины после проведения ГРП. Иными словами, это – полнопроходная система заканчивания.

Преимуществом решения является то, что наличие в скважине селективного пакера при выполнении работ позволяет оперативно нормализовать (отмыть) ствол скважины в случае получения осложнения в виде «СТОП». Эта особенность позволяет реализовывать агрессивные дизайны ГРП и снимает вопрос по привлечению дорогостоящего сервиса ГНКТ.

Поскольку подвеска включает в себя перфорированные муфты, дополнительная перфорация не требуется, равно как и нормализация забоя с очисткой ствола после ГРП.

Число стадий ГРП в данном случае условно неограничено, все работы выполняются за одну спуско-подъёмную операцию. Сброса шаров не требуется, и, соответственно, в случае невысокого пластового давления нет необходимости в их разбурировании (при использовании нерастворимых шаров). Также нет необходимости в разбурировании муфт для выполнения исследований после ГРП.

Потенциал решения позволяет использовать возможность проведения селективных работ – повторного ГРП.

Из преимуществ конструкции пакерных систем стоит выделить возможность мониторинга забойных давлений и температуры при установке датчиков в спускаемой компоновке [8].

В сравнении с шаровыми компоновками, к недостаткам можно отнести относительную высокую стоимость (привлечение и дежурство бригады капитального ремонта скважин, далее – КРС), а также стоимость самого оборудования), ограничения по расходу смеси и длительное время выполнения работ.

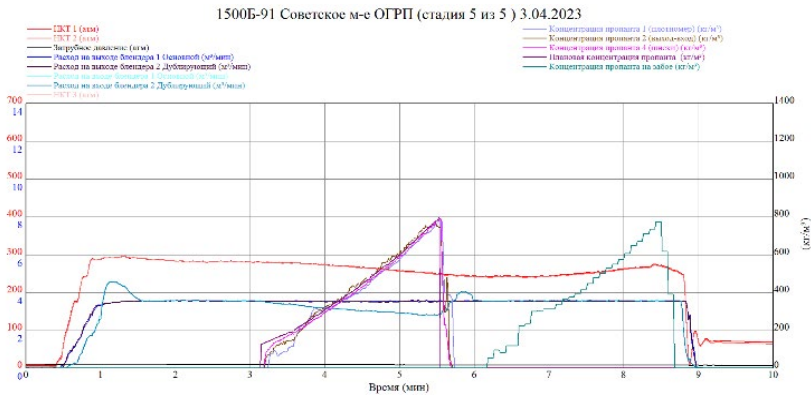


Рисунок 12. Пример графика закачки ГРП на линейном геле
Figure 12. Example of a linear gel fracturing schedule

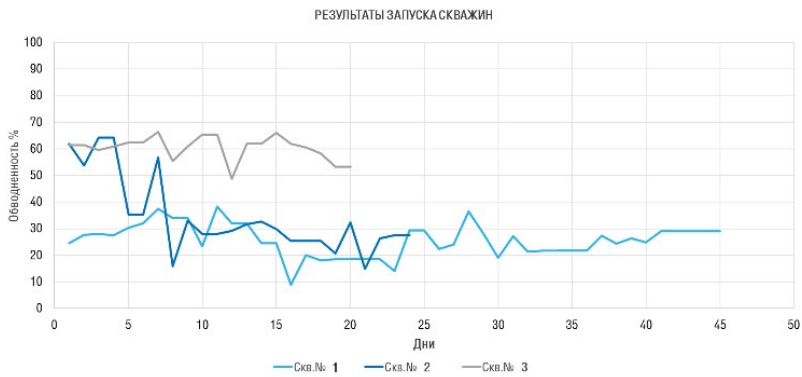


Рисунок 13. Обводнённость скважин при новом подходе
Figure 13. Well watercut under the new approach

Результаты работ

На момент написания статьи и подготовки материалов опыт работ с системой BPS™ на линейном геле в условиях рассматриваемого объекта месторождений группы компаний «Газпром нефть» составил более 40 скважин МГРП с 5–7-стадийным заканчиванием. Работы проводились на пластах группы АВ на глубинах до 1700 м по вертикали. Масса пропанта составляла от 3 до 5 т при максимальной концентрации 800 кг/м³. Для обработок использовали пропант фракций 20/40 и 16/20, с концентрацией полимера от 2,8 до 3,2 кг/м³. Средняя скорость закачки составляла 2–3 м³/мин. Пример графика закачки представлен на рис. 12. Среднее время выполнения операций с учётом работы КРС составило 17 ч. Подтверждена возможность нормализации забоя при получении «СТОП» силами бригад КРС и ГРП без остановки работ и привлечения дополнительного оборудования.

В настоящее время технология тиражируется на разрезах боковых стволов и на новых скважинах, вводимых из бурения.

Анализ выполненных работ показывает, что принятый дизайн заканчивания с ГРП является реализуемым решением для условий рассматриваемого объекта. Работа скважин после ГРП с новым подходом показывает, что прорыва трещины в обводнённый участок пласта АВ1(4) не происходит (рис. 13).

Также необходимо принимать во внимание, что средняя обводнённость после ГРП по скважинам находится в пределах 40%, т.е. соответствует ожидаемой (естественной) обводнённости продуктивного пласта.

В настоящее время проводится дополнительная проработка по реализации данного подхода на высоковязких синтетических полимерах в качестве жидкости ГРП.

Заключение

Для обеспечения технической и экономической успешности проектов, связанных с разработкой месторождений на поздней стадии, необходимо понимание многих важных параметров, связанных со свойствами залежей. Для рентабельной разработки подобных

месторождений необходим выбор подходящих технологий, в частности, бурения ГС с последующим проведением МГРП.

Итоги выполненных работ с применением линейного геля в качестве жидкости ГРП показали, что в целом опыт по применению нового технологического подхода на скважинах с высоким риском

прорыва в обводнённые пропластки является достаточно успешным. Данные выводы подтверждаются фактической работой скважин. Для оценки эффективности проводимых работ и полученной геометрии трещины рекомендуется проведение дополнительных исследований до и после ГРП.

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 внедрение нового технологического подхода, проведение анализ и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Чураков А.В. – концепция технологий, обобщение данных, написание рукописи, Пичугин М.Н. – написание и редактирование рукописи, Горбачев Я.И. – проверка результатов, редактирование рукописи, Мусин О.Т. – внедрение технологии, сбор и интерпретация данных, Каюков К.А. – внедрение технологии, сбор и верификация данных.

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: Artem V. Churakov – technology concept, data synthesis, manuscript writing; Maxim N. Pichugin – writing and editing the manuscript; Yaroslav I. Gorbachev – checking the results, editing the manuscript; Oleg T. Musin – technology implementation; data collection and interpretation; Konstantin A. Kayukov – technology implementation, data collection and verification.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Economides M.J., Martin A.N.* How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 19–22, 2010; Флоренция, Италия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/AII-10ATCE/SPE-134424-MS/101937?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 11.11.2023.

2. *Karpov V.B., Parshin N.V., Ryazanov A.A., et al.* Improved Hydraulic Fracturing Results Utilizing Microfrac Testing in a West Siberia Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 16–18, 2017; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/1-17RPTC/D013S040R005/244923?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 02.12.2023.

3. *Nolte K.G., Smith M.B.* Interpretation of Fracturing Pressures // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 1979; Лас-Вегас, Невада. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/AII-79SPE/SPE-8297-MS/134903?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.

4. *Ba Geri M., Imqam A., Bogdan A., et al.* Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluid and Its Impact on Proppant Static Settling Velocity // SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium; Апрель 9–10, 2019; Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/19OKOG/2-19OKOG/D021S004R003/218743?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.

5. *Loginov A., Pavlova S., Olennikova O., et al.* 2019. Introduction of Novel Alternative to GuarBased Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 22–24, 2019; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/2-19RPTC/D023S011R003/219309?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 13.12.2023.

6. Churakov A.V., Pichugin M.N., Fayzullin I.G., et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Октябрь 26–29, 2020. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>.
7. Пелевин Д.М. Технологии заканчивания и исследования скважин // Инженерная практика. 2013. №6–7.
8. Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leontyev D.S., et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs // *Petroleum Engineering*. 2023. Vol. 21, N 6. P. 138–154. doi:10.17122/ngdelo-2023-6-138-154.

REFERENCES

1. Economides MJ, Martin AN. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 19–22 Sept 2010; Florentia, Italy. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/All-10ATCE/SPE-134424-MS/101937?redirectedFrom=PDF>.
2. Karpov VB, Parshin NV, Ryazanov AA, et al. Improved Hydraulic Fracturing Results Utilizing Microfrac Testing in a West Siberia Field. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 16–18 Oct 2017; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/1-17RPTC/D013S040R005/244923?redirectedFrom=PDF>.
3. Nolte KG, Smith MB. Interpretation of Fracturing Pressures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 1979; Las Vegas, Nevada. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8297-MS/134903?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.12.2023.
4. Ba Geri M, Imqam A, Bogdan A, et al. Investigate the Rheological Behavior of High Viscosity Friction Reducer Fracture Fluid and Its Impact on Proppant Static Settling Velocity. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium; 9–10 Apr 2019; Oklahoma City, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/19OKOG/2-19OKOG/D021S004R003/218743?redirectedFrom=PDF>.
5. Loginov A, Pavlova S, Olennikova O, et al. 2019. Introduction of Novel Alternative to GuarBased Fracturing Fluid for Russian Conventional Reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 22–24 Oct 2019; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/2-19RPTC/D023S011R003/219309?redirectedFrom=PDF>.
6. Churakov AV, Pichugin MN, Fayzullin IG, et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 26–29 Oct 2020. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>.
7. Pelevin DM. Tekhnologii zakanchivaniya i issledovaniya skvazhin. *Inzhenernaya praktika*. 2013;6–7. (In Russ).
8. Ovchinnikov VP, Shamsutdinov NM, Leontyev DS, et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs. *Petroleum Engineering*. 2023;21(6):138–154. doi:10.17122/ngdelo-2023-6-138-154.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Чураков Артем Владимирович**

ORCID [0000-0001-6070-9255](https://orcid.org/0000-0001-6070-9255)

Scopus Author ID 57200396930

SPIN-код: 5333-2691

e-mail: ar.churackov@yandex.ru.

Пичугин Максим Николаевич

ORCID [0009-0007-4913-2820](https://orcid.org/0009-0007-4913-2820)

e-mail: pichugin.mn@gazprom-neft.ru.

Горбачев Ярослав Иванович

e-mail: gorbachevyai@tomskneft.ru.

Мусин Олег Тагирович

e-mail: musin.ot@tomsk.gazprom-neft.ru.

Каюков Константин Александрович

e-mail: kayukovka70@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Churakov Artyom Vladimirovich**

ORCID [0000-0001-6070-9255](https://orcid.org/0000-0001-6070-9255)

Scopus Author ID 57200396930

SPIN-код: 5333-2691

e-mail: ar.churackov@yandex.ru.

Pichugin Maxim Nikolaevich

ORCID [0009-0007-4913-2820](https://orcid.org/0009-0007-4913-2820)

e-mail: pichugin.mn@gazprom-neft.ru.

Gorbachev Yaroslav Ivanovich

e-mail: gorbachevyai@tomskneft.ru.

Musin Oleg Tagirovich

e-mail: musin.ot@tomsk.gazprom-neft.ru.

Konstantin Alexandrovich Kayukov

e-mail: kayukovka70@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Получена: 06.03.2024.

Одобрена: 10.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Исследование эффективности применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с карбонатными коллекторами

А.Т. Жолдыбаева¹, М.В. Похилюк², К.М. Кунжарикова²

¹Сатбаев Университет., г. Алматы, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Динамичное развитие нефтегазовой отрасли имеет ключевое значение для экономики Казахстана. Долгосрочная стратегия страны по развитию нефтегазового комплекса направлена на увеличение добычи нефти и газа. Однако с каждым годом нефтяники сталкиваются с уменьшением легкодоступных запасов, что вынуждает разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, включая коллекторы трещинно-порового типа карбонатных месторождений. В Казахстане существует множество месторождений с трещинно-поровыми коллекторами, находящихся на поздней стадии разработки, что требует их детального изучения для повышения нефтеотдачи пласта.

Цель. Целью данной работы является научное обоснование новых технологических подходов, направленных на повышение конечного коэффициента нефтеизвлечения, на основе исследования и анализа мирового опыта в добыче нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов.

Материалы и методы. В рамках данного исследования проведены работы по моделированию закачки различных агентов, в частности, газа и воды, в карбонатные пласты, которое включало создание детализированных геолого-гидродинамических моделей, учитывавших особенности трещинно-поровой структуры карбонатных пластов, и проведение симуляций для различных сценариев закачки агентов с использованием программного продукта ECLIPSE™ (Schlumberger). Закачка газа проводилась в разные части пласта для оценки их влияния на эффективность вытеснения нефти.

Результаты. Исследование на секторной модели месторождения показало, что наибольшие объёмы добычи достигаются при перфорации верхней части пласта. В этом случае наблюдается смещение потока закачиваемого газа и нефти, что значительно увеличивает эффективность добычи нефти. Варианты с перфорацией в середину и нижнюю части пласта демонстрируют менее эффективное поршневое вытеснение газа. Экспериментальное моделирование по закачке воды в карбонатный коллектор выявило, что закачка воды приводит к неравномерному продвижению флюида из-за развитой системы трещиноватости. Анализ трассерных исследований подтвердил, что нагнетательная скважина оказывает существенное влияние на формирование устойчивого канала обводнения, особенно в южной части объекта, что приводит к увеличению обводнённости добываемой продукции.

Заключение. Моделирование показало, что закачка газа с перфорацией верхней части пласта обеспечивает наибольшую добычу углеводородов. Оптимизация интервала перфорации является важным фактором для повышения добычи в будущих стратегиях разработки. Эксперимент по закачке воды выявил, что развитая система трещиноватости в карбонатных коллекторах приводит к неравномерному продвижению флюида, увеличивая обводнённость добываемой продукции. Применение потокоотклоняющих технологий может снизить этот эффект и повысить эффективность добычи. Различные методы воздействия на карбонатные коллекторы демонстрируют значительные различия в коэффициентах нефтеотдачи, что подчёркивает важность моделирования для оптимизации процессов добычи.

Ключевые слова: карбонаты, трещиноватость, заводнение, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, месторождения-аналоги, обзор технологий, химические методы, закачка пара.

Как цитировать:

Жолдыбаева А.Т., Похилюк М.В., Кунжарикова К.М. Исследование эффективности применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с карбонатными коллекторами // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 61–76.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Received: 06.03.2024.

Accepted: 10.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields

Assel T. Zholdybayeva¹, Marina V. Pokhilyuk², Klara M. Kunzharikova²

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The dynamic development of the oil and gas industry is of key importance for the economy of Kazakhstan. The country's long-term strategy for the development of the oil and gas complex is aimed at increasing oil and gas production. However, every year oil companies are faced with a decrease in easily accessible reserves, which forces them to develop hard-to-recover reserves, including fracture-pore-type reservoirs of carbonate deposits. In Kazakhstan, there are many fields with fractured porous reservoirs that are at a late stage of development, which requires their detailed study to improve oil recovery.

Aim: The purpose of this work is the scientific substantiation of new technological approaches, aimed at increasing the final oil recovery factor, based on research and analysis of the world experience in oil production from fractured porous carbonate reservoirs.

Materials and methods: As part of this study, the works have been carried out to model the injection of various agents, in particular gas and water, into the carbonate formations, which includes the creation of detailed geological and hydrodynamic models, taking into account the features of the fractured pore structure of carbonate formations, and simulations for various scenarios for the injection of agents with the use of the ECLIPSE™ software product (Schlumberger). Gas has been injected into different parts of the reservoir to assess the impact on the efficiency of oil displacement.

Results: A study of the field, using a sector model, has shown that the greatest production volumes are achieved when perforating the upper part of the formation. In this case, there is a mixing of the flow of injected gas and oil, which significantly increases the efficiency of oil production. Options with perforation into the middle and lower parts of the formation demonstrate less efficient piston gas displacement. Experimental modeling of water injection into a carbonate reservoir has revealed that water injection leads to uneven fluid movement due to a developed fracture system. An analysis of the tracer studies has confirmed that the injection well has a significant impact on the formation of a stable water cut channel, especially in the southern part of the facility, which leads to an increase in the water cut of the produced product.

Conclusion: The modeling has shown that gas injection with the perforation of the upper part of the formation provides the greatest hydrocarbon production. Optimizing the perforation interval is an important factor for increasing production in the future development strategies. The water injection experiment has revealed that a developed system of fractures in carbonate reservoirs leads to uneven fluid movement, increasing the water cut of the produced product. The use of the flow diversion technologies can reduce this effect and increase production efficiency. Different stimulation techniques for the carbonate reservoirs show significant differences in oil recovery factors, highlighting the importance of modeling for optimizing the production processes.

Keywords: carbonates, fracturing, waterflooding, reservoir pressure maintenance, enhanced oil recovery, analogue fields, technology review, chemical methods, steam injection.

To cite this article:

Zholdybayeva AT, Pokhilyuk MV, Kunzharikova KM. Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2024;6(2):61–76.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

ӨОЖ 622.276
ГТАХР 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>

Қабылданды: 06.03.2024.

Мақұлданды: 10.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Карбонатты кеңестерде мұнай қабылдауын арттыру үшін үшінші әдістерді қолданудың тиімділігін зерттеу

Ө.Т. Жолдыбаева¹, М.В. Похилюк², К.М. Күнжарықова²

¹Сәтбаев Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай-газ саласының серпінді дамуы Қазақстан экономикасы үшін маңызды мәнге ие. Елдің мұнай-газ кешенін дамыту жөніндегі ұзақ мерзімді стратегиясы мұнай мен газ өндіруді ұлғайтуға бағытталған. Алайда, жыл сайын мұнайшылар оңай қол жетімді қорлардың азаюына тап болуда, бұл карбонатты кен орындарының жарықшақты-саңылаулы типтегі коллекторларын қоса алғанда, алынуы қиын қорларды игеруге мәжбүрлейді. Қазақстанда қазудың соңғы сатысында тұрған жарықшақты-саңылаулы коллекторлары бар көптеген кен орындары бар, бұл қабаттың мұнай қайтарымын арттыру үшін оларды егжей-тегжейлі зерделеуді талап етеді.

Мақсаты. Осы жұмыстың мақсаты жарықты-саңылаулы карбонатты коллекторлардан мұнай өндірудегі әлемдік тәжірибені зерттеу және талдау негізінде мұнай өндірудің түпкілікті коэффициентін арттыруға бағытталған жаңа технологиялық тәсілдерді ғылыми негіздеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Осы зерттеу шеңберінде әртүрлі агенттерді, атап айтқанда газ бен суды карбонатты қабаттарға айдауды модельдеу бойынша жұмыстар жүргізілді, ол карбонатты қабаттардың жарықшақты-кеуекті құрылымының ерекшеліктерін ескеретін егжей-тегжейлі геологиялық-гидродинамикалық модельдер жасауды және ECLIPSE™ бағдарламалық өнімін пайдалана отырып, агенттерді айдаудың әртүрлі сценарийлері үшін симуляциялар жүргізуді қамтыды (Schlumberger). Газды айдау олардың мұнайды ығыстыру тиімділігіне әсерін бағалау үшін қабаттың әртүрлі бөліктерінде жүргізілді.

Нәтижелері. Кен орнының секторлық моделіндегі зерттеу көрсеткендей, өндірістің ең үлкен көлеміне қабаттың жоғарғы бөлігінің перфорациясы кезінде қол жеткізіледі. Бұл жағдайда айдалатын газ бен мұнай ағынының араласуы байқалады, бұл мұнай өндірудің тиімділігін едәуір арттырады. Қабаттың ортасына және төменгі бөлігіне перфорацияланған нұсқалар газдың аз тиімді поршеньді ығыстырылуын көрсетеді. Карбонатты коллекторға су айдау бойынша эксперименттік модельдеу су айдау жарықшақтылықтың дамыған жүйесінен флюидтің біркелкі жылжуына әкелетінін анықтады. Трассерлік зерттеулерді талдау айдау ұңғымасының, әсіресе объектінің оңтүстік бөлігінде тұрақты суландыру арнасының қалыптасуына елеулі әсер ететінін растады, бұл өндірілетін өнімнің сулануының ұлғаюына әкеледі.

Қорытынды. Модельдеу қыртыстың жоғарғы бөлігінің перфорациясымен газды айдау көмірсутектерді неғұрлым көп өндіруді қамтамасыз ететінін көрсетті. Перфорация аралығын оңтайландыру болашақ әзірлеу стратегияларында өндіруді арттыру үшін маңызды фактор болып табылады. Суды айдау тәжірибесі карбонат коллекторларындағы жарықшақтықтың дамыған жүйесі өндірілетін өнімнің сулануын арттыра отырып, флюидтің біркелкі жылжуына әкелетінін анықтады. Ток жібермейтін технологияларды қолдану осы әсерді төмендетіп, өндіру тиімділігін арттыруы мүмкін. Карбонатты коллекторларға әсер етудің әртүрлі әдістері мұнай беру коэффициенттерінде едәуір айырмашылықтарды көрсетеді, бұл өндіру процестерін оңтайландыру үшін модельдеу маңыздылығын көрсетеді.

Негізгі сөздер: карбонаттар, гидравликалық трещиндету, су басу, қабат қысымын сақтау, мұнай өндіруді арттыру, ұқсас кен орындары, технологияны шолу, химиялық әдістер, бу айдау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жолдыбаева Ө.Т., Похилюк М.В., Күнжарықова К.М. Карбонатты кеңестерде мұнай қабылдауын арттыру үшін үшінші әдістерді қолданудың тиімділігін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 61–76 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108726>.

Введение

Эффективность разработки месторождения зависит не только от его геологического строения, но и от технического уровня разработки месторождения. Принятие различных параметров разработки, таких как целевое значение поддержания давления, параметры закачки, схема расположения скважин и пр., для одного и того же пласта приведёт к разным характеристикам закачки воды [1]. Параметры закачки воды оптимизируются путем моделирования коллектора. Целевое значение поддержания давления, тип скважины, схема расположения скважин, расстояние между скважинами и темпы добычи оптимизируются для обеспечения эффективных уровней извлечения углеводородов (далее – УВ) в карбонатном коллекторе [1].

В настоящее время около 40% мировой добычи нефти связано с карбонатными коллекторами. Карбонатные месторождения представляют собой залежи лёгкой нефти с различным содержанием сероводорода, находящиеся на больших глубинах и часто характеризующиеся аномально высокими пластовыми давлениями и температурами. Характер и сочетание пористых и трещиноватых коллекторов делают эти отложения уникальными, что затрудняет идентификацию полного аналога по всем параметрам подобия отложений. Однако можно сравнить между собой залежи по разным критериям и увидеть множество частичных аналогов. Несмотря на качественное разнообразие коллекторских свойств различных карбонатных коллекторов, учеными и специалистами нефтегазовой сферы были выявлены общие генетические характеристики: пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность.

Материалы и методы

С целью изучения процессов вытеснения в трещиноватых карбонатных коллекторах нами проведён промысловый опыт по закачке индикаторов, а также осуществлено моделирование ППД путём нагнетания газа. Экспериментальные исследования проводились с помощью моделирования процессов закачки, а также трассерного моделирования с использованием программного продукта ECLIPSETTM компании Schlumberger на геолого-гидродинамических моделях карбонатных коллекторов.

В рамках данного исследования также проведён обзор и анализ мирового опыта извлечения запасов углеводородов на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам

Особенности строения карбонатных коллекторов

Для анализа особенностей геологического строения таких коллекторов следует обратить внимание на факторы, способствовавшие накоплению карбонатных осадков. К ним относят: обилие животного и растительного бентоса, поставляющего карбонатный материал; отсутствие привноса песчано-алевритового и кремнистого материала, наличие которого вызывает помутнение вод, уменьшение светопроницаемости и способствует разрушению известковых частиц; длительное прогибание бассейна, обеспечивающее аккумуляцию мощных карбонатных осадков при одновременном сохранении мелководных условий; наличие соответствующей температуры и солёности вод, благоприятных для развития бентоса [2].

Идеальными источниками для формирования высокоёмких коллекторов являются рифовые структуры, обладающие определёнными характеристиками, такими как высокая эффективная мощность, зональная организация, плавная фациальная изменчивость и чёткое обособление от вмещающих отложений. Различия в процессе накопления карбонатов могут быть обусловлены климатическими условиями, гидродинамическим режимом, физическими характеристиками осадочного бассейна, химическими особенностями и температурой воды [2]. Отложения в карбонатных толщах верхнего девона распределены по площади и разрезу неравномерно и приурочены в основном к территориям обширных палеошельфов. Основным фактором риска при поиске месторождений УВ является качество покрышек [3].

Помимо условий, определяющих формирование карбонатного осадка, важно учитывать и длительные постседиментационные процессы, которые приводят к образованию двух основных факторов: трещиноватости, способствующей фильтрации флюидов, и вторичной пустотности, возникновение которой в основном обусловлено процессами растворения и выщелачивания. Характерной особенностью нефтяного резервуара является то, что вторичные преобразования породы оказывают контрольное влияние на качество резервуара, внося как положительные, так и отрицательные изменения. Это существенно усложняет прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) пласта. Для решения этих проблем необходимо поддерживать высокий уровень контроля разработки месторождения, включая охват всех скважин промысловыми исследованиями [3, 4].

Сложная структура пустот в карбонатных отложениях обусловлена повышенной растворимостью пород под воздействием различных факторов, таких как химический состав и скорость движения подземных вод, температура, давление и др. Растворимость кристаллических веществ зависит от характеристик растворителя и термодинамических условий. Влияние кальцита на растворимость доломита остаётся предметом обсуждения, однако ясно, что его увеличение в растворе неизбежно приводит к изменению соотношения растворимости кальцита и доломита. В некоторых случаях доломит ведёт себя как инертный компонент, в других случаях – растворяется более интенсивно по сравнению с кальцитом.

Несмотря на качественное разнообразие ФЕС карбонатных коллекторов, были выявлены общие черты, которые приведены в научных трудах К.И. Багринцевой в 1977 г. [2].

Обзор и анализ мирового опыта извлечения запасов углеводородов на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам

Для научного обоснования новых технологических решений, направленных на увеличение конечного коэффициента нефтеизвлечения (далее – КИН), в первую очередь необходимо провести изучение мирового опыта по извлечению нефти на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам.

Гавар (Саудовская Аравия) – крупнейшее по запасам нефти нефтегазовое месторождение-гигант в Саудовской Аравии и наибольшее месторождение нефти в мире, расположенное в бассейне Персидского залива. Залежи на глубине 1500–3000 м. Геологические запасы нефти оцениваются 20 млрд т [5, 6]. Более половины совокупной добычи нефти Саудовской Аравии обеспечивает месторождение Гавар. Месторождение Гавар было обнаружено в 1948 г. Производство началось в 1951 г. и достигло пика 5,7 млн барр./сут в 1981 г. [5].

Гавар расположился в антиклинали на основном разломе пласта, относящегося к карбону, около 320 млн лет назад. Породы бассейна представляют собой юрские D-известняки с исключительной пористостью, достигающей до 35%, шельфовые отложения глин и известняков с 5%-ным содержанием органики (хорошими нефтематеринскими считаются породы с содержанием органики порядка 1–2%) и подложку из коры выветривания, содержащую непроницаемые ангидриты. Высокие технико-экономические показатели разработки достигнуты по верхнемеловым трещиновато-кавернозным коллекторам, но, как правило, технология заводнения характеризуется более низкими темпами добычи нефти и КИН

при более высокой обводнённости в сравнении с терригенными коллекторами. Пластовое давление на месторождении поддерживается законтурным заводнением [5, 7].

В рамках анализа разработки месторождения было выявлено явное падение давления в период консервации в нескольких скважинах, сосредоточенных вокруг локализованной области производственной зоны Харад (Южный Гавар). После исключения всех возможных антропогенных причин (например, добычи) имеющиеся данные указывали на геомеханическое объяснение наблюдаемой депрессии давления. Повторное открытие и/или распространение трещин, возможно, связанных с неотектонической активностью в период восстановления порового давления (после начального периода первичного истощения), является наиболее правдоподобным объяснением. Характеристика и моделирование трещин указывают на наличие естественных трещин. Недавние сейсмические события, зарегистрированные в районе исследования и вокруг него, также подтверждают предлагаемое объяснение. Обсуждается влияние предложенной геомеханической связи на характеристики коллектора [5].

Абхайк (Саудовская Аравия) – ещё одно нефтяное месторождение в Саудовской Аравии, одно из крупнейших в мире, также входящее в нефтегазоносный бассейн Персидского залива [8]. Открыто в 1940 г., разрабатывается с 1946 г. Начальные промышленные запасы нефти составляют 1207 млн т. Приурочено к антиклинальной складке размером 70 x 20 км. Залежи пластовые, сводово-высокие. Продуктивные известняки верхней юры на глубине 1700–2000 м. Разрабатывается горизонт толщиной 60–65 м. Коллектор порово-трещинный, пористость 20–25%, проницаемость до 500 мД. Начальное пластовое давление 17,8 МПа, пластовая температура 74°С. Для поддержания пластового давления (далее – ППД) в северной части месторождения производится закачка газа, в южной – воды [8, 9]. Нефтепроводы проложены до порта Сайды и порта Рас-Таннура [10, 11].

Дацин (КНР) – крупнейшее месторождение в Китае. Располагается в провинции Хэйлунцзян, между реками Сунгари и Нуньцзян. Открыто в 1959 г. Залежи на глубине 1000–4000 м. Геологические запасы нефти составляют 6,6 млрд т, природного газа – 1 трлн м³. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, высокой неоднородностью коллекторов. Петрофизические свойства пород особенные, так как эти вулканические породы сочетают сложные особенности карбонатного коллектора [12, 13].

С 1972 по 1993 г. на нефтяном месторождении Дацин были проведены четыре пилотных испытания полимерного заводнения (далее – ПЗ), в частности, на карбонатный пласт Чансин, и были получены относительно положительные результаты: КИН увеличился более чем на 10% [14].

Закачка полимера была начата с концентрацией 915 ppm. Приблизительно 0,6 PV раствора было закачено в каждый опытный образец, что привело к значительному снижению обводнённости и, соответственно, увеличению добычи нефти. Результаты экспериментальных работ были сопоставлены с числовым симулятором и интерпретированы с точки зрения описания коллектора. Параметры закачки были оптимизированы с точки зрения вязкости и размера порций, чтобы распространить процесс на все месторождение [13, 15–17].

Кантарелл (Мексика) [18] – супергигантское нефтяное месторождение Мексики, которое находится в заливе Кампече. Открыто 1976 г. Освоение началось в 1981 г. Нефтеносность связана с отложениями юрского возраста. Кантарелл представляет собой комплекс нескольких месторождений: Нооч, Чак, Акаль, Куц, Иксток и Сиил. Запасы нефти составляют 2,7 млрд т. Продуктивные пласты месторождения представлены карбо-

натными породами с приблизительно пористостью 8%. Месторождение было открыто с первоначальным высоким давлением. Продуктивные пласты залегают на глубине 2300 м от уровня моря. Пористость пластовых пород представлена на 65% первичной пористостью и на 35% трещинами [18,19]. Оператором месторождения является мексиканская нефтяная компания Pemex [20]. Для поддержания добычи на Кантарелле компания Pemex в 1997 г. разработала проект закачки в продуктивные пласты по 1,2 млрд куб. футов азота и пробурила 190 эксплуатационных скважин. КИН составил 0,3. В результате добыча увеличилась почти в 2 раза. Плотность нефти 0,778–0,980 г/см³, содержание серы – 0,10–5,84% [18–21].

Описание модели и результаты эксперимента на секторной модели по влиянию интервалов перфорации и закачки газа на добычу жидких углеводородов

Для изучения возможности максимизации добычи нефти и компонентов C₅₊ был проведён эксперимент по включению различных интервалов перфораций нефтяного пласта месторождения X. Эксперимент проводился на секторной модели, выделенной из центральной части мелкоячеистой геологической

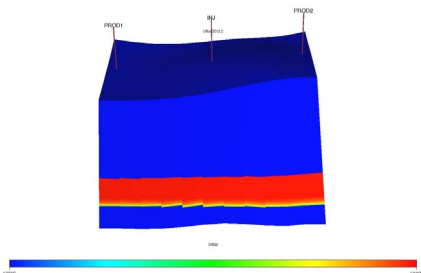


Рисунок 1. Куб насыщенности ЖУ и расположение скважин
Figure 1. LH saturation cube and well location

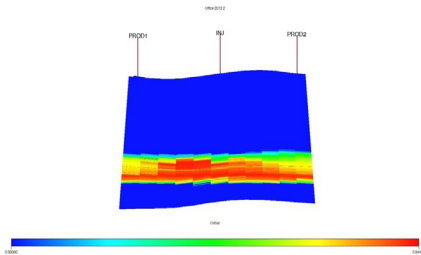


Рисунок 2. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации верхней части III пласта
Figure 2. LH residual saturation cube during the perforation of the upper part of the III formation

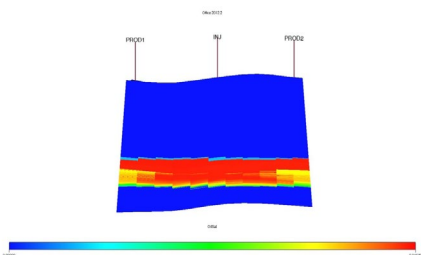


Рисунок 3. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации середины III пласта
Figure 3. LH residual saturation cube during the perforation of the middle of the III formation

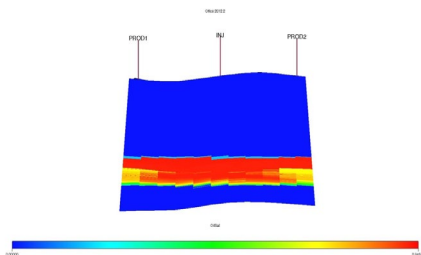


Рисунок 4. Куб остаточной насыщенности ЖУ при перфорации нижней части III пласта
Figure 4. LH residual liquid saturation during the perforation of the lower part of the III formation

модели всего резервуара, включающего три объекта (рис. 1). Использование мелкочаеистой геологической модели позволяет минимизировать потери данных ФЕС пласта, связанных с процессом укрупнения (upscaling).

Размер секторной модели – 7 (X) × 11 (Y) ячеек, имеет 1850 слоев по вертикали (Z). Средний размер ячеек равен 150 × 150 × 0,83 м. Размер модели равен 1050 × 1650 × 1040 м. Пласты I и II разделены непроницаемым слоем глины. Между II и III пластами на участке сектора отсутствует глинистые разделы. Рассматриваемый пласт состоит из 350 ячеек по вертикали, занимающих в модели слои с 1380-го по 1730-й. В модели также присутствуют две добывающие (PROD1 и PROD2) и одна нагнетательная (INJ) скважина, расположенная на расстоянии 700 м от добывающих. Скважины расположены на расстоянии 700 м между добывающими и нагнетательной скважинами.

Характер насыщения и свойства пластовых флюидов близки к начальным. Начальное пластовое давление, заданное в секторе исследованной мелкочаеистой модели, приведено на глубину -4700 м в размере 57 МПа. Контроль добывающих скважин установлен на нижний предел забойного давления, равный 13 МПа, и добычу 2500 м³/сут жидких углеводородов (далее – ЖУ). Контроль нагнетательной скважины установлен на закачку 40% добытого газа.

В рамках эксперимента поочередно варьировались интервалы перфораций добывающих скважин III пласта. Перфорация нагнетательной скважины проведена в кровлю II пласта. На основании секторной модели были просчитаны три варианта перфораций добывающих скважин: верхняя часть III пласта, середина III пласта и нижняя часть III пласта. Интервалы перфораций приведены в табл. 1. Интервал перфорации каждой добывающей скважины составляет 240 ячеек.

Расчёт был проведён на 10000 дней, что приблизительно равно 28 годам. Результаты расчётов приведены на рис. 2–7.

Результаты эксперимента закачки газа в разные интервалы пласта

Результаты проведённого эксперимента демонстрируют, что наибольшие объёмы добычи ЖУ и газа показал вариант с перфорацией верхней части III пласта. В вариантах с перфорацией в нижнюю часть и середину III пласта по остаточной нефтенасыщенности закачиваемый газ «поршневым» методом вытесняет нефть, что вызывает незначительное смещение газонефтяного контакта (далее – ГНК) в сторону нефтяной оторочки. В процессе расчёта этих вариантов не происходит проры-

Таблица 1. Интервалы перфорации скважин, м
Table 1. Well perforation intervals, m

Название варианта Option name	Название скважины Well name		
	PROD1	PROD2	INJ
TOP_3	1380–1620	1380–1620	852–1090
MID_3	1420–1660	1450–1690	852–1090
BOT_3	1460–1700	1490–1730	852–1090

вов газа из II пласта в добывающие скважины, соответственно, добыча газа в этих вариантах связана с попутным газом. Объёмы закачки газа во всех вариантах зависели от объёмов добычи и составили 40% от добываемого газа. Добыча нефти происходит в основном благодаря горизонтальной проницаемости.

В случае перфорации в верхней части III пласта видно, как добыча из соседних ячеек снижает давление в зоне ГНК, что позволяет газу газовой шапки, расширяясь в сторону III пласта, двигаться к добывающим скважинам. Большие объёмы добычи приводят к большим объёмам закачиваемого газа. Вариант TOP_3 значительно выделяется по показателям добычи газа, жидких углеводородов и закачке газа, что говорит о прямой зависимости между объёмами закачиваемого газа и объёмами добычи ЖУ. Основным отличием варианта TOP_3 является «смешивающийся поток» закачиваемого газа и ЖУ, вызванный перфорацией в зоне ГНК, в сравнении с «поршневым» вытеснением вариантов MID_3 и BOT_3. Для организации подобного смешивающегося потока рекомендуется применить перфорацию, типичную для варианта TOP_3, и увеличение объёмов закачки, что было использовано при расчётах модифицированных вариантов, рассматриваемых в настоящей работе.

Данный эксперимент проводился для сравнения эффективности различных интервалов перфорации. На основании результатов сравнения обосновываются интервалы перфораций проектных скважин. Выбор наиболее эффективной перфорации в проектных скважинах в будущих прогнозах приведёт к увеличению добычи ЖУ. Дополнительным результатом проведённого исследования является важность объёмов закачки газа и совместной эксплуатации пластов II и III.

Результаты промысловых экспериментов с закачкой воды в карбонатный коллектор

Анализ энергетического состояния месторождения с карбонатным коллектором имеет определенные трудности из-за сложного геологического строения, ухудшенных коллекторских свойств пластов и наличия трещин. Пласты карбонатной толщи обладают низкой

проницаемостью и преобладающей системой трещиноватости, что приводит к сложно прогнозируемым результатам используемой системы заводнения.

В ходе эксплуатации нефтяных скважин на месторождении N пластовое давление в призабойной зоне резко падало, что означает совершенную изоляцию водонапорной системы. С востока и запада нефтяные залежи ограничены тектоническими нарушениями, которые полностью экранируют залежи от воздействия законтурной зоны. Влияние подошвенной воды также отсутствует, т.к. нет сообщения в пределах карбонатной толщи в вертикальном направлении из-за многопластового характера эксплуатационного объекта, поэтому до внедрения системы ППД нефтяная залежь разрабатывалась при упруго-замкнутом режиме.

Результаты трассерных исследований показывают, что продвижение флюида по пласту происходит неравномерно из-за сообщаемости трещин, и влияние закачки может проявиться в отдалённых скважинах, в то время как в зонах дренирования соседних скважин пластовое давление может сохранять негативную динамику. Нагнетательная скважина 2 (рис. 8) оказывает влияние на значительную часть разрабатываемого объекта, игнорируя как мелкие тектонические нарушения блока, так и работу других нагнетательных скважин. Это говорит о наличии хорошо развитой системы трещин в этой части месторождения. Основной поток закачиваемой жидкости отмечен в южном направлении от нагнетательной скважины. Выход индикатора в этом направлении в значительных количествах зафиксирован во многих скважинах, что говорит о формировании

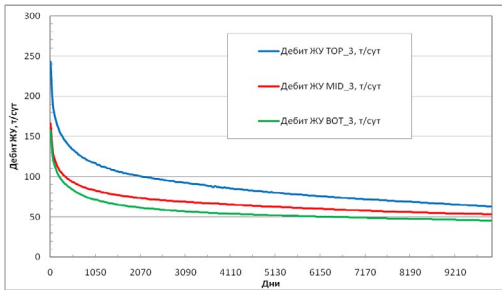


Рисунок 5. Дебит ЖУ по вариантам
Figure 5. LH flow rate by options

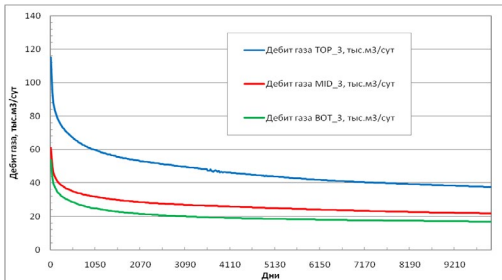


Рисунок 6. Дебит газа по вариантам
Figure 6. Gas flow rate by options

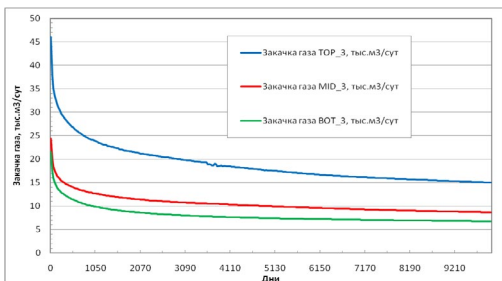


Рисунок 7. Закачка газа по вариантам
Figure 7. Gas injection by options

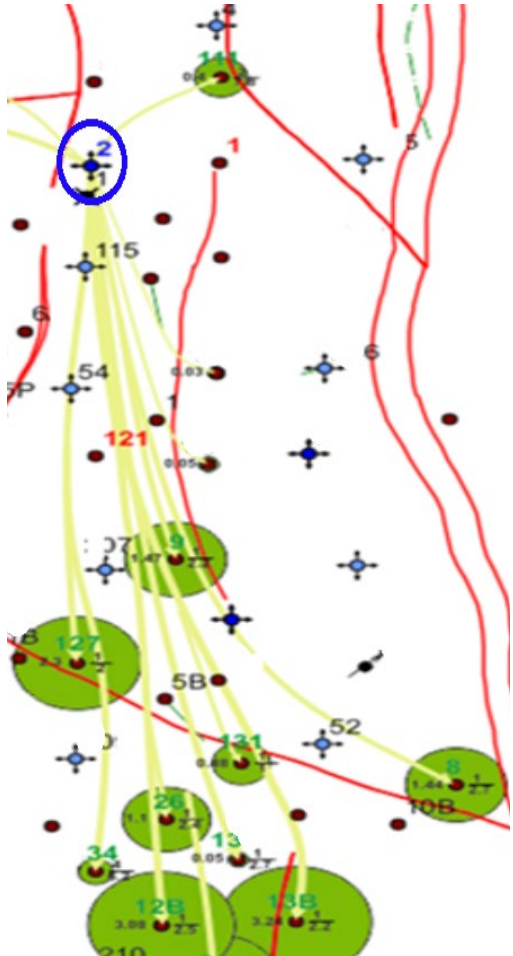


Рисунок 8. Схема основных трасс перемещения индикатора со скважины 2
Figure 8. Diagram of the main routes for moving the indicator from well 2

устойчивого канала обводнения от нагнетания и непроизводительной закачки скважины. В данном случае необходимо рассматривать потокоотклоняющие технологии для более равномерного распределения закачиваемой воды и уменьшения обводнённости добываемой продукции в скважинах.

Данный эксперимент показывает, что в карбонатном коллекторе закачка воды может привести к прорывам в добывающих скважинах, т.к. в трещиноватом коллекторе присутствует высокая гидродинамическая связь как по вертикали, так и по латерали. На блок-диаграмме (рис. 9) приведено распределение извлечённого индикатора (трассера) в добывающих скважинах. Это говорит о том, что в данных скважинах не просто поддерживается пластовое давление, но и существует реальный прорыв воды и, соответственно, рост обводнённости.

Анализ КИН по месторождениям с карбонатными коллекторами

Для однопорových коллекторов КИН определяется такими параметрами, как коэффициент вытеснения и коэффициент охвата, определяемыми исследованиями керна, в то время как для трещиноватых (карбонатных) коллекторов формула расчёта КИН не столь очевидна. Поскольку поток между матрицей и трещиной не является линейным параметром, его можно рассматривать как дополнение в уравнении для расчёта коэффициента извлечения.

Коэффициент извлечения матричных компонентов в трещиноватых коллекторах трудно определить. Он нелинейно зависит от эффективности вытеснения матрицы, а также эффективности охвата, которая, в свою очередь, зависит от размера блока матрицы, капиллярного давления и типа смачиваемости

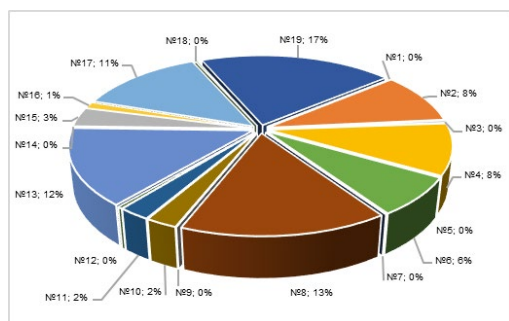


Рисунок 9. Распределение извлеченного индикатора флуоресцеина натрия по добывающим скважинам

Figure 9. Distribution of the extracted sodium fluorescein indicator among production wells

породы. Например, в чисто гидрофобном резервуаре при закачке воды вымываются только трещины. Следовательно, извлечение пласта будет определяться только извлечением нефти из трещин. Коэффициент смещения вдоль трещины определяется степенью залечивания трещины, а коэффициент охвата определяется степенью связности системы трещины. В водонасыщенных коллекторах коэффициент извлечения состоит из коэффициента извлечения трещины и коэффициента извлечения материнской породы, весовое соотношение которых определяется объёмом трещины и материнской породы. Матрица считается смываемой водой до достижения значения остаточной нефтенасыщенности.

В смешанных, смачиваемых породами коллекторах общее извлечение также является суммой извлечения из трещины и извлечения матрицы и определяется весовым отношением матрицы к объёму трещины, но расчёт извлечения по матрице становится более сложным. В данном случае извлечение матрицы зависит от коэффициента вытеснения, определённого для карбонатной основы, а также от доли гидрофильной породы в общем объёме карбонатной матрицы и доли «крупных» блоков. Вода прорывается через трещину первой, и процесс вытеснения водой нефти из матрицы происходит значительно медленнее. Это может привести к быстрому обводнению нефтяных скважин, но матрица в этом случае также участвует в процессе добычи нефти. Для гидрофобных и смешанных коллекторов нефтеотдача значительно снижается. Для данного типа коллектора характерны быстрый прорыв воды и отсутствие (или значительное снижение) выработок по трещинам из-за смещения капиллярного давления гидрофобной матрицы во внешней депрессии, размер блока матрицы мал, а гидрофильная часть имеет смешанную смачиваемость, порода в пласте фактически не работает.

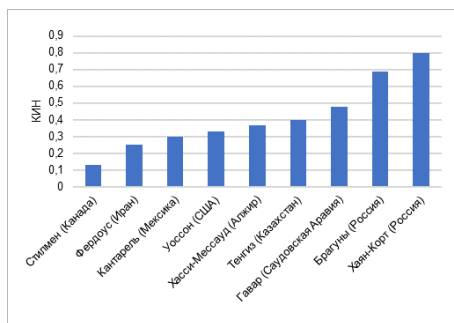


Рисунок 10. КИН по месторождениям

Figure 10. Oil recovery factor by field

Можно сделать некоторые оценки коэффициента извлечения карбонатных отложений, который зависит от коэффициента извлечения трещины, который, в свою очередь, зависит от эффективности вытеснения по трещине, а коэффициент охвата зависит от степени связности системы трещин.

Конечный КИН в карбонатных трещиноватых коллекторах зависит от:

1) КИН для трещин – коэффициента вытеснения, коэффициента охвата вытеснением;

2) КИН для матрицы – коэффициента вытеснения для матрицы, коэффициента охвата вытеснением;

3) размеров матричных блоков;

4) капиллярного давления;

5) гидрофильности, гидрофобности.

Извлекаемые запасы коллекторов карбонатных пород подразделяются на коренные запасы, образованные за счёт исходных (естественных) условий разработки, и вторичные запасы за счёт мероприятий по модификации коллектора. На рис. 10 показан коэффициент извлечения нефти по месторождениям с применением методов повышения нефтеотдачи (далее – МПН) на поздней стадии разработки. МПН во всех вариантах являются вынужденной мерой, обусловленной малоэффективными методами разработки месторождений на начальной стадии.

Как видно на рис. 10, КИН на карбонатном коллекторе с разными методами воздействия на пласт даёт разные конечные результаты.

С 1990-х гг. МПН пластов были опробованы на 176 месторождениях, в т.ч. на 243 объектах разработки с начальными равновесными запасами нефти 2,6 млрд т. Помимо этого, нефтяные компании завершили или остановили работы по методам испытаний по 64 объектам (информация по более поздним данным отсутствует). Более половины затронутых первоначальных запасов были рассчитаны с использованием физико-химических и газовых методов воздействия на пласт [22].

Закачка углекислого газа, непрерывная или чередующаяся с водой, стала доминирующим МПН в карбонатных коллекторах в США, в основном благодаря наличию подходящих месторождений CO_2 . Данные США показывают, что около 22% общего объёма извлекаемых запасов нефти в стране приходится на карбонатные коллекторы.

Эти коллекторы находятся более чем в 14 штатах, но более 70% извлекаемых запасов сосредоточены в Техасе и Нью-Мексико, в основном в Пермском бассейне. Хотя регионы Пермского бассейна Западного Техаса и Юго-Восточного Нью-Мексико при-

ближаются к стадии зрелости, потенциал для увеличения нефтеотдачи остается высоким. По последним оценкам, в Пермском бассейне содержится около 30 млрд барр. подвижной нефти, что подчёркивает стратегическую важность технологий увеличения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов и их влияние на общую добычу нефти в США [22].

Наблюдается увеличение числа проектов по закачке газа в карбонатные коллекторы, превышающее количество термических проектов с 2002 г. Почти 40% этих проектов реализуются на карбонатных коллекторах. Закачка CO_2 эффективно используется в зрелых коллекторах, особенно в связи с наличием естественных источников CO_2 и близостью транспортных трубопроводов к нефтяным месторождениям преимущественно в Пермском бассейне. Помимо CO_2 , закачка азота также является эффективным методом увеличения добычи нефти, особенно для глубоких нефтяных коллекторов США [23, 24]. Этот метод применяется в США с середины 1960-х гг., и было реализовано много проектов, включающих карбонатные коллекторы в различных штатах. Примеры месторождений США с закачкой газа приведены в табл. 2.

Маленький нефтяной доломитовый коллектор, такой как месторождение Дельфин, с оценёнными запасами нефти 6,3 млн барр. продемонстрировал увеличение КИН на 20% благодаря закачке газа [25].

Непрерывная закачка пара не является распространённым МПН, используемым в карбонатных коллекторах; два таких проекта были выявлены на месторождениях Гарланд и Йейтс (табл. 3).

Химические МПН в США достигли своего расцвета в 1980-х гг. Общее количество активных проектов достигло пика в 1986 г., причем ПЗ стало самым важным химическим методом [23].

В период до 1990-х гг. ПЗ было весьма популярным в США и достигло пика в 1986 г. со 178 активными проектами. В то время дополнительная добыча нефти росла в диапазоне от 3 до 18%. В табл. 4 показаны примеры применения ПЗ в карбонатных месторождениях США в период с 1960 по 1990 гг.

Например, разрабатывая пласт Эмбар месторождения Байрон, с 1982 г. началась полимерная закачка. Уже через три года был получен положительный эффект. В 1983 г. на месторождении Вакуум началось ПЗ. В течение разработки месторождения с закачкой полимера добыча достигла своего пика и оставалась на уровне 3500 барр./сут (14 добывающих скважин) около трех лет; с начала 1985 г. производство начало снижаться, а добыча воды увели-

Таблица 2. Интервалы перфорации скважин
Table 2. Well perforation intervals

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Техас / Texas	Блок 31 / Block 31	Девонский / Devonian	Известняк / Limestone	12,0	5	8600
Алабама / Alabama	Чанчула / Chanchulla	Полевой юнит / Field Unit	Смаковер / Smackover	12,4	10	18500
Флорида / Florida	Блэджек Крик / Blackjack Creak	Смаковер / Smackover	Карбо- натный / Carbonate	17,0	105	16150
Техас / Texas	Андектор / Andektor	Элленбургер / Ellenburger	Доломит / Dolomite	3,8	2000	8835
Флорида / Ала- бама Florida / Alabama	Джей-Литтл Эскамбия Крик / Jay-Little Escambia Crick	Смаковер / Smackover	Известняк / Limestone	14,0	35	15400
Техас / Texas	Йейтс / Yeats	Грейбург / Сан-Андрес Greyburg / San-Anders	Доломит / Dolomite	17,0	175	1400

Таблица 3. Применение закачки пара в карбонатных коллекторах США
Table 3. The use of steam injection in the US carbonate reservoirs

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Техас / Texas	Йейтс / Yeats	Сан-Андрес / San-Andres	Известняк / Limestone	17,0	175	1400
Вайоминг / Wyoming	Гарленд / Garland	Мэдисон / Madison	Доломит / Dolomite	15,5	10	4250

Таблица 4. Применение ПЗ в карбонатных коллекторах США
Table 4. The use of PF in the US carbonate reservoirs

Местоположение Location	Месторождение Field	Пласт / Коллектор Formation / Collector	Тип пласта Formation type	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Глубина, футы Depth, feet
Канзас / Kansas	Бэйтс Юнит / Bates Unit	Миссисиппи / Mississippi	Известняк / Limestone	15,5	19,7	3700
Нью-Мексико / New-Mexico	Вакуум / Vacuum	Сан-Андрес / San-Andres	Доломит / Dolomite	10,6	21	4700
Оклахома / Oklahoma	Фиттс / Fitts	Виола / Viola	Известняк / Limestone	13,6	18,5	3900
Оклахома / Oklahoma	Фиттс / Fitts	Кромвелл 60 / Cromwell 60	Известняк / Limestone	17,5	6,6	3250
Оклахома / Oklahoma	Балко Саут / Balco South	Канзас-Сити / Kansas City	Известняк / Limestone	21	535	6100
Техас / Texas	Гарза / Harza	Сан-Андрес / San-Andres	Известняк / Limestone	19,8	4,1	2900
Техас / Texas	Уэстбрук / Westbruck	Клирфорк / Clearfork	Доломит / Dolomite	7,4	6,3	3000
Техас / Texas	Люси Н. / Lucie N.	Пенсильван- ская / Pennsylvanian	Известняк / Limestone	9,7	30	7640
Техас / Texas	Levelland / Левелланд	Сан-Андрес / San-Andres	Доломит / Dolomite	10	0,6	4720

чиваться [26, 27]. ПЗ на месторождении признано успешным в плане увеличения конечной добычи нефти.

Несмотря на то, что закачка поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) в основном применяется для песчаников, а также учитывая, что добыча нефти из трещиноватых месторождений может происходить за счёт процессов впитывания воды и вытеснения нефти из породы в трещины, использование ПАВ является привлекательным также и в карбонатных пластах [28–31].

В пилотных проектах Ятис [32], а также на месторождении Коттонвуд, расположенном в бассейне Байхорн (штате Вайоминг) [33], проведены испытания закачки ПАВ. Технология продемонстрировала свою способность к увеличению добычи нефти и продлению срока эксплуатации месторождения, при этом проекты остаются экономически целесообразными.

Заключение

Моделирование закачки газа в разные интервалы пласта, проведённое в рамках настоящего исследования, показало, что наибольшие объёмы добычи достигаются при перфорации верхней части III пласта. При этом наблюдается снижение давления в зоне газонасыщенной карнизы, что способствует расширению газовой шапки и движению газа к добывающим скважинам. Особенно выделяется вариант TOP_3, где наблюдаются высокая добыча газа, жидкости и объёмы закачки газа. Выбор эффективных интервалов перфорации для проектных скважин может увеличить добычу жидкости. Также необходимо подчеркнуть важность объёмов закачки газа и совместной эксплуатации пластов II и III.

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: Жолдыбаева А.Т. – написание статьи, сбор материалов и моделирование технологий МУН, Похилюк М.В. – написание и редактирование статьи, сбор, обработка и анализ данных

Второй эксперимент с закачкой воды в карбонатный коллектор показал, что трещиноватость пласта влияет на неравномерное продвижение флюида и может вызвать прорывы в добывающих скважинах. Результаты трассерных исследований свидетельствуют о неоднородности перемещения индикатора и формировании устойчивого канала обводнения. Потокотклоняющие технологии могут способствовать равномерному распределению закачиваемой воды и уменьшению обводнённости добываемой продукции в скважинах.

Конечные результаты коэффициентов нефтеотдачи карбонатных коллекторов при разных методах воздействия на пласт существенно отличаются. Более половины начальных запасов карбонатных коллекторов в США разрабатываются с применением физико-химических и газовых методов. За последнее десятилетие закачка газа, в частности, CO₂ стала преобладающим методом для карбонатных месторождений, особенно тех, которые характеризуются низкой проницаемостью.

Химические методы в карбонатных месторождениях исторически внесли относительно небольшой вклад в общее извлечение нефти, что подчёркивает необходимость дальнейших исследований для повышения их экономической целесообразности и применимости, особенно в отдалённых и маломасштабных месторождениях, лишённых непосредственного доступа к источникам газа, включая CO₂.

В заключение необходимо отметить важность изучения и проведения опытно-промышленных испытаний по применению методов увеличения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах.

для моделирования, Кунжарикова К.М. – анализ и проверка результатов, предоставление консультаций.

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: Assel T. Zholdybayeva – writing an article, collecting materials and modeling the EOR technologies; Marina V. Pokhilyuk –

writing and editing the article, collecting, Klara M. Kunzharikova – analysis and verification processing and analyzing data for modeling; of results, provision of consultations.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Wei Ch., Li Y., Song B., et al.* Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Октябрь 27–29, 2014; Амстердам, Нидерланды. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/14ATCE/All-14ATCE/SPE-170621-MS/211650>. Дата обращения: 27.01.2024.
2. *Бауринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва : РРГУ, 1999. С. 263–274.
3. *Mirnov R.V., Bakirov R.D., Minkaev V.N.* Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelfs, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits // Oil Industry Journal. 2021. Vol. 6. P. 32–37. doi:10.24887/0028-2448-2021-6-32-37.
4. *Morozov V.V., Melnikov S.I., Pozdnyakova V.A., et al.* Improving the carbonate reservoir development by creation of conceptual geological model on the example of the Middle East oilfield (Russian) // OIJ. 2018. Vol. 12. P. 57–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-12-57-59.
5. *Stenger B.A., Ameen M.S., Sa'ad Al-Qahtani, Pham T.* Pore pressure control of fracture reactivation in the Ghawar Field, Saudi Arabia // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь, 29 – Октябрь, 2, 2002; Сан Антонио, Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77642-MS/136088>. Дата обращения: 15.01.2024.
6. *Saleri N.G., Bu-Hulaigah E.H.* Knowledge management in North Ghawar // 17th World Petroleum Congress; Сентябрь 1–5, 2002; Рио-де-Жанейро, Бразилия. Режим доступа: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC17/All-WPC17/WPC-32150/202152?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.01.2024.
7. *Buhassan S., Halder S., Tammar H., et al.* Case History: New horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar Field, Saudi Arabia // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference; Март, 8–11, 2015; Манама, Бахрейн. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/15MEOS/All-15MEOS/SPE-172570-MS/182308?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 15.01.2024.
8. *Al-Garni S.A., Wo Yuen B.B., Najjar N.F., et al.* Optimizing production/injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model // International Petroleum Technology Conference; Ноябрь 21–23, 2005; Доха, Катар. Режим доступа: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/05IPTC/All-05IPTC/IPTC-10433-MS/29841?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 07.02.2024.
9. *Brown J.S., Engelhardt H.W.* A Case Study of Start-Up Management for a Large Seawater Injection Project // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 23–26, 1979; Лас-Вегас, Невада, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8409-MS/134979>. Дата обращения: 06.02.2024.
10. *El-Ayoubi E.* Southern Area oil operations continuing journey of sustainability // SPE International Conference and Exhibition on Health; Апрель 16–18, 2018; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHSE/proceedings-abstract/18HSE/2-18HSE/D021S014R004/215120?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 07.02.2024.
11. *Sahin A., Menouar H., Ali A.Z., Saner S.* Patterns of variation of permeability anisotropy in a carbonate reservoir // Middle East Oil Show; Июнь 9–12, 2003; Бахрейн. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/03MEOS/All-03MEOS/SPE-81472-MS/137132>. Дата обращения: 08.02.2024.
12. *Борисенко З.Г.* Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах. Пятигорск : ПГЛУ, 2010. 168 с.
13. *He L., Shushan T., Xiaoshu L., Li Z.* Techniques of reinjecting 100% of produced water in Daqing Oil Field // International Oil & Gas Conference and Exhibition in China; Декабрь 5–7, 2006; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/06IOGCEC/All-06IOGCEC/SPE-100986-MS/141467?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 02.02.2024.
14. *Wang D., Zhang J., Meng F., et al.* Commercial test of polymer flooding in Daqing oil field Daqing petroleum Administrative Bureau // International Meeting on Petroleum Engineering; Ноябрь 14–17, 1995; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/95IMPE/All-95IMPE/SPE-29902-MS/57185>. Дата обращения: 25.01.2024.

15. *Delamaide E., Corlay Ph., Demin W.* Daqing oil field: the success of two pilots initiates first extension of polymer injection in a Giant Oil Field // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium; Апрель 17–20, 1994; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/94IOR/All-94IOR/SPE-27819-MS/55991>. Дата обращения: 25.01.2024.
16. *Wang D., Cheng J., Wu J., Wang G.* experiences learned after production more than 300 million barrels of oil by polymer flooding in Daqing oil field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь, 29 – Октябрь, 2, 2002; Сан Антонио, Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77693-MS/136063>. Дата обращения: 27.01.2024.
17. *Yaning L., Shicheng Zh., Xiaohan P., Hong D.* Practice and understanding of separate-layer polymer injection in Daqing Oil Field // SPE Prod & Oper. 2011. Vol. 26, N 03. P. 224–228. doi:10.2118/128103-PA.
18. *Guzmann M.S.* Review of a forgotten technology with high potential – the world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; Октябрь 14–16, 2014; Москва, Россия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/All-14ROGC/SPE-171239-MS/212066>. Дата обращения: 05.02.2024.
19. *Rodriguez-de la Garza F., Ortega-Galindo R., Garcia-Pietri E.* Gas coning and channeling management in naturally fractured reservoirs with applications to the Akal-Cantarell Field // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Апрель 16–18, 2012; Мехико. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/12LACP/All-12LACP/SPE-153393-MS/157787?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 05.02.2024.
20. *Cruz L., Sheridan J., Aguirre E., et al.* Relative contribution to fluid flow from natural fractures in the Cantarell field, Mexico // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Май, 31 – Июнь, 30, 2009; Картахена, Колумбия. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/09LACP/All-09LACP/SPE-122182-MS/146572?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 06.02.2024.
21. *Daltaban T.S., Lozada M.A., Villavicencio P.A., Torres F.M.* Managing water and gas production problems in Cantarell: A Giant Carbonate Reservoir in Gulf of Mexico // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Ноябрь 3–6, 2008; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/08ADIP/All-08ADIP/SPE-117233-MS/145242>. Дата обращения: 06.02.2024.
22. *Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E.* EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; Апрель 22–26, 2006; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/06IOR/All-06IOR/SPE-100063-MS/139672?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 08.02.2024.
23. ogj.com [internet]. Moritis Report on Enhanced Oil Recovery [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
24. ogj.com [internet]. Moritis G. EOR Continues to Unlock Oil Resources. [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
25. *Heck T.J.* Dolphin Field Overview, Divide County, N.D. // Oil Gas J. 1988. Vol. 86, N 41. P. 79–81.
26. *Manning R.K., Pope G.A., Lake L.W., Willhite P.* A technical survey of polymer flooding projects. Department of Energy; 1983 Sept. Report DOE/BC/10327-19.
27. *Hovendick M.D.* Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico // SPE Res Eng. 1989. Vol. 4, N 03. P. 363–372. doi:10.2118/16722-PA.
28. *Thomas M.M., Clouse J.A., Longo J.M.* Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 1. Model compounds and their influence on mineral wettability // Chemical Geology. 1993. Vol. 109. P. 201–213.
29. *Thomas M.M., Clouse J.A., Longo J.M.* Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 3. Influence on dissolution rates // Chemical Geology. 1993. Vol. 109. P. 227–237.
30. *Yang H.D., Wadleigh E.E.* Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico; Февраль 2000; Вильяэрмоса, Мехико. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOCEM/proceedings-abstract/00IPCCEM/All-00IPCCEM/SPE-59009-MS/132336>. Дата обращения: 12.02.2024.
31. *Chen H.L., Lucas L.R., Nogaret L.A.D., et al.* Laboratory Monitoring of Surfactant Imbibition Using Computerized Tomography // SPE Res Eval & Eng. 2001. Vol. 4, N 01. P. 16–25.
32. *Levine S., Sigmon R., Douglas S.* Yates Field – Super Giant of the Permian Basin // Houston Geol. Soc. Bull. 2002. Vol. 45, N 3. P. 39–45, 47–49, 51.

33. Xie X., Weiss W.W., Tong Z., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation // SPE/DOE 14th Symposium on IOR; Апрель 2004; Талса, Оклахома, США. Режим доступа: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8512537/>. Дата обращения: 15.02.2024.

REFERENCES

1. Wei C, Li Y, Song B, et al. Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Oct 27–29, 2014; Amsterdam, Netherlands. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/14ATCE/All-14ATCE/SPE-170621-MS/211650>.
2. Bagrinceva KI. *Usloviya formirovaniya i svoystva karbonatnykh kollektorov nefti i gaza*. Moscow: RGGU, 1999. P. 263–274. (In Russ).
3. Mirnov RV, Bakirov RD, Minkaev VN. Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelfs, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits. *Oil Industry Journal*. 2021;6:32–37. doi:10.24887/0028-2448-2021-6-32-37.
4. Morozov VV, Melnikov SI, Pozdnyakova VA, et al. Improving the carbonate reservoir development by creation of conceptual geological model on the example of the Middle East oilfield (Russian). *Oil Industry Journal*. 2018;12:57–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-12-57-59.
5. Stenger BA, Ameen MS, Sa'ad Al-Qahtani, Pham T. Pore pressure control of fracture reactivation in the Ghawar Field, Saudi Arabia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept, 29 – Oct, 2, 2002; San Antonio, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77642-MS/136088>.
6. Saleri NG, Bu-Hulaigah EH. Knowledge management in North Ghawar. 17th World Petroleum Congress; Sept 1–5, 2002; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC17/All-WPC17/WPC-32150/202152?redirectedFrom=PDF>.
7. Buhassan S, Halder S, Tammar H, et al. Case History: New horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar Field, Saudi Arabia. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference; March, 8–11, 2015; Manama, Bahrain. Available from: <https://onepetro.org/SPEMEOs/proceedings-abstract/15MEOs/All-15MEOs/SPE-172570-MS/182308?redirectedFrom=PDF>.
8. Al-Garni SA, Wo Yuen BB, Najjar NF, et al. Optimizing production/injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model. International Petroleum Technology Conference; Nov 21–23, 2005; Doha, Qatar. Available from: <https://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-abstract/05IPTC/All-05IPTC/IPTC-10433-MS/29841?redirectedFrom=PDF>.
9. Brown JS, Engelhardt HW. A Case Study of Start-Up Management for a Large Seawater Injection Project. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 23–26, 1979; Las Vegas, Nevada, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/79SPE/All-79SPE/SPE-8409-MS/134979>.
10. El-Ayoubi E. Southern Area oil operations continuing journey of sustainability. SPE International Conference and Exhibition on Health; Apr 16–18, 2018; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEHSE/proceedings-abstract/18HSE/2-18HSE/D021S014R004/215120?redirectedFrom=PDF>.
11. Sahin A, Menouar H, Ali AZ, Saner S. Patterns of variation of permeability anisotropy in a carbonate reservoir. Middle East Oil Show; June 9–12, 2003; Bahrain. Available from: <https://onepetro.org/SPEMEOs/proceedings-abstract/03MEOs/All-03MEOs/SPE-81472-MS/137132>.
12. Borisenko ZG. *Novaya teoriya i praktika prostranstvennogo razmeshcheniya zalezhej nefti i gaza v treshchinnyyh kollektorah*. Pyatigorsk: PGLU, 2010. 168 p. (In Russ).
13. He L, Shushan T, Xiaoshu L, Li Z. Techniques of reinjecting 100% of produced water in Daqing Oil Field. International Oil & Gas Conference and Exhibition in China; Dec 5–7, 2006; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/06IOGCEC/All-06IOGCEC/SPE-100986-MS/141467?redirectedFrom=PDF>.
14. Wang D, Zhang J, Meng F, et al. Commercial test of polymer flooding in Daqing oil field Daqing petroleum Administrative Bureau. International Meeting on Petroleum Engineering; Nov 14–17, 1995; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/95IMPE/All-95IMPE/SPE-29902-MS/57185>.
15. Delamaide E, Corlay Ph, Demin W. Daqing oil field: the success of two pilots initiates first extension of polymer injection in a Giant Oil Field. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium; Apr 17–20, 1994; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/94IOR/All-94IOR/SPE-27819-MS/55991>.
16. Wang D, Cheng J, Wu J, Wang G. experiences learned after production more than 300 million barrels of oil by polymer flooding in Daqing oil field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept, 29 – Oct, 2, 2002; San Antonio, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/02ATCE/All-02ATCE/SPE-77693-MS/136063>.
17. Yaning L, Shicheng Zh, Xiaohan P, Hong D. Practice and understanding of separate-layer polymer injection in Daqing Oil Field. *SPE Prod & Oper*. 2011;26(03):224–228. doi:10.2118/128103-PA.

18. Guzman MS. Review of a forgotten technology with high potential – the world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition; Oct 14–16, 2014; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/All-14ROGC/SPE-171239-MS/212066>.
19. Rodriguez-de la Garza F, Ortega-Galindo R, Garcia-Pietri E. Gas coning and channeling management in naturally fractured reservoirs with applications to the Akal-Cantarell Field. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference; Apr 16–18, 2012; Mexico City. Available from: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/12LACP/All-12LACP/SPE-153393-MS/157787?redirectedFrom=PDF>.
20. Cruz L, Sheridan J, Aguirre E, et al. Relative contribution to fluid flow from natural fractures in the Cantarell field, Mexico. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; May, 31 – June, 30, 2009; Cartagena, Colombia. Available from: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings-abstract/09LACP/All-09LACP/SPE-122182-MS/146572?redirectedFrom=PDF>.
21. Daltaban TS, Lozada MA, Villavicencio PA, Torres FM. Managing water and gas production problems in Cantarell: A Giant Carbonate Reservoir in Gulf of Mexico. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Nov 3–6, 2008; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/08ADIP/All-08ADIP/SPE-117233-MS/145242>.
22. Manrique EJ, Muci VE, Gurfinkel ME. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery; Apr 22–26, 2006; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/06IOR/All-06IOR/SPE-100063-MS/139672?redirectedFrom=PDF>.
23. ogj.com [internet]. Moritis Report on Enhanced Oil Recovery [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
24. ogj.com [internet]. Moritis G. EOR Continues to Unlock Oil Resources [cited 15.05.2022]. Available from: <https://www.ogj.com>.
25. Heck TJ. Dolphin Field Overview, Divide County, N.D. Oil Gas J. 1988;86(41):79–81.
26. Manning RK, Pope GA, Lake LW, Willhite P. A technical survey of polymer flooding projects. Department of Energy; 1983 Sept. Report DOE/BC/10327-19.
27. Hovendick MD. Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico. *SPE Res Eng.* 1989;4(03): 363–372. doi:10.2118/16722-PA.
28. Thomas MM, Clouse JA, Longo JM. Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 1. Model compounds and their influence on mineral wettability. *Chemical Geology.* 1993;109:201–213.
29. Thomas MM, Clouse JA, Longo JM. Adsorption of organic compounds on carbonate minerals. 3. Influence on dissolution rates. *Chemical Geology.* 1993;109:227–237.
30. Yang HD, Wadleigh EE Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications. SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico; Feb, 2000; Villahermosa, Mexico. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOCEM/proceedings-abstract/00IPCEM/All-00IPCEM/SPE-59009-MS/132336>.
31. Chen HL, Lucas LR, Nogaret LAD, et al. Laboratory Monitoring of Surfactant Imbibition Using Computerized Tomography. *SPE Res Eval & Eng.* 2001;4(01):16–25.
32. Levine S, Sigmon R, Douglas S Yates Field – Super Giant of the Permian Basin. *Houston Geol. Soc. Bull.* 2002;45(3):39–45, 47–49, 51.
33. Xie X, Weiss WW, Tong Z, Morrow NR Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. SPE/DOE 14th Symposium on IOR; Apr 2004; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8512537/>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Жолдыбаева Асель Талгатовна

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

e-mail: assel.zhodybayeva@stud.satbayev.university.

Похилюк Марина Валерьевна

ORCID [0009-0007-0973-0631](https://orcid.org/0009-0007-0973-0631)

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

Кунжарикова Клара Мырзахановна

канд. техн. наук

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

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

AUTHOR'S INFO

*Assel T. Zhodybayeva

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

e-mail: assel.zhodybayeva@stud.satbayev.university.

Marina V. Pokhilyuk

ORCID [0009-0007-0973-0631](https://orcid.org/0009-0007-0973-0631)

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

Klara M. Kunzharikova

Cand. Sc. (Engineering)

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

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 622.692
CSCSTI 73.39.75

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>

Received: 14.03.2024.

Accepted: 24.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Optimizing pipeline integrity management through customized risk modeling: a case study in Kazakhstan

Diana Adilova¹, Abdugaffor Mirzoev²

¹JSC Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

²ROSEN Europe B.V., Almaty, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: Nowadays industry best practices demonstrate that routine evaluation of pipeline risk enables more efficient resource allocation, particularly by focusing efforts on critical areas. Consequently, process of analyzing the risks associated with operating different facilities in petroleum industry should be considered a fundamental prerequisite for decision-making, especially while managing pipeline network's integrity. In the Republic of Kazakhstan, the current decision-making framework is founded upon the "technical condition" management model, which differs significantly from the risk-based approach prevalent in the international oil and gas industry. Moreover, as a result of the absence of the comprehensive failure statistics in the petroleum industry of the Republic of Kazakhstan, it makes it even more complicated to implement proper quantitative risk assessment.

Aim: This article aims to demonstrate how customized risk model can be developed to reflect specific conditions and challenges related with the working environment, dangers and threats, as well as data's quality and availability in Kazakhstan.

Materials and methods: QPRAM (quantitative pipeline risk assessment model), industrial data for the given pipeline X.

Results: The model illustrates fundamental and most important risk factors at high-resolution intervals along the pipeline's network and was calibrated using real data from the industry to ensure that the resulting risk profiles are reflective of the possible threats and existing operating experience in the given region.

Conclusion: Through the adoption of QPRAM's guiding concepts and methods, all parties in industry may strengthen operational resilience and safety standards against potential threats, protecting the long-term stability and dependability of critical infrastructure networks.

Keywords: risk assessment; Quantitative Pipeline Risk Assessment Model; pipelines; hazards; threats; probabilities of failure; consequences of failure.

To cite this article:

Adilova D, Mirzoev A. Optimizing pipeline integrity management through customized risk modeling: a case study in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):77–87.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>.

УДК 622.692
МРНТИ 73.39.75

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>

Получена: 14.03.2024.

Одобрена: 24.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Оптимизация управления целостностью трубопроводов с помощью индивидуального моделирования рисков: тематическое исследование в Казахстане

Д. Адилова¹, А. Мирзоев²

¹Казахстанско-Британский Технический Университет, Алматы, Казахстан

²ROSEN Europe B.V., Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В настоящее время лучшие мировые практики демонстрируют, что оценка рисков трубопроводной системы позволяет более эффективно распределять ресурсы, особенно за счет сосредоточения усилий на критических областях. В результате анализ техногенных рисков, связанных с эксплуатацией объектов нефтегазовой промышленности, следует рассматривать как фундаментальную предпосылку для принятия решений по управлению целостностью трубопроводной системы. В Республике Казахстан действующая система принятия решений основана на модели управления техническим состоянием, которая существенно отличается от подхода, основанного на оценке рисков, распространённого в международной практике. Отсутствие всеобъемлющей статистики аварий на объектах нефтяной промышленности Республики Казахстан затрудняет проведение надлежащей количественной оценки рисков.

Цель. Цель статьи – продемонстрировать существенные преимущества интеграции количественной оценки рисков для повышения эффективности стратегий, используемых инженерами в сфере трубопроводного транспорта для предотвращения аварийных выбросов и снижения связанных с ними расходов на ремонт.

Материалы и методы. QPRAM (количественная модель оценки риска трубопровода), промышленные данные для данного трубопровода X.

Результаты. Модель демонстрирует фундаментальные и наиболее важные факторы риска в определённых интервалах вдоль сети трубопроводов, она была откалибрована с использованием реальных отраслевых данных для обеспечения адекватности полученных профилей рисков, берущих в расчёт возможные угрозы и существующий опыт эксплуатации в данном регионе.

Заключение. Путем принятия концепций и методов QPRAM, вовлечённые в отрасль лица могут укрепить операционную устойчивость и стандарты безопасности относительно потенциальных угроз, обеспечивая долгосрочную стабильность и надежность критически важных инфраструктурных сетей.

Ключевые слова: оценка рисков, количественная модель оценки рисков трубопровода, трубопроводы, опасности, угрозы, вероятности отказа, последствия отказа.

Как цитировать:

Адилова Д., Мирзоев А. Оптимизация управления целостностью трубопроводов с помощью индивидуального моделирования рисков: тематическое исследование в Казахстане // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 77–87. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>.

ӨОЖ 622.692

ҒТАХР 73.39.75

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>

Қабылданды: 14.03.2024.

Мақұлданды: 24.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Тәуекелдерді жеке модельдеу көмегімен құбырлардың тұтастығын басқаруды оңтайландыру: Қазақстандағы тақырыптық зерттеу

Д. Адилова¹, А. Мирзоев²

¹Қазақстан-Британ Техникалық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

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

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қазіргі уақытта алдыңғы қатарлы салалық тәжірибелер құбыр жолдарының қатерлерін тұрақты бағалау аса маңызды учаскелерге назар аударып, ресурстарды неғұрлым тиімді бөлуге ықпал ететінін айғақтайды. Осылайша, мұнай саласындағы әртүрлі объектілерді пайдалануға байланысты тәуекелдерді талдау, әсіресе құбыр желісінің тұтастығын басқаруда шешім қабылдау үшін негізгі шарт ретінде қаралуға тиіс. Қазақстанда шешімдерді қабылдаудың қолданыстағы жүйесі «техникалық жағдайды» басқару моделіне негізделген, бұл халықаралық мұнай-газ саласында қабылданған тәуекелге бағдарланған тәсілден айтарлықтай ерекшеленеді. Бұдан басқа, Қазақстанның мұнай-газ саласындағы ақаулықтардың кешенді статистикасының болмауы тәуекелдерді тиісті сандық бағалауды жүргізуді одан әрі қиындатады

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты – жұмыс ортасына, қауіптер мен қауіптерге, сондай-ақ Қазақстандағы деректердің сапасы мен қолжетімділігіне байланысты ерекше жағдайлар мен проблемаларды көрсететін тәуекелдің жеке моделін әзірлеудің ықтимал жолдарын көрсету

Материалдар мен әдістер. QPRAM (құбыр қатерін бағалаудың сандық моделі), осы құбыр үшін өнеркәсіптік деректер X.

Нәтижелері. Модель құбыр желісі бойындағы рұқсаты жоғары учаскелерде негізгі және неғұрлым маңызды тәуекел факторларын көрсетеді және алынған тәуекел бейіндері ықтимал қатерлерді және осы өңірде пайдаланудың ағымдағы тәжірибесін көрсететініне көз жеткізу үшін саладан нақты деректер негізінде калибрленген.

Қорытынды. QPRAM негізгі тұжырымдамалары мен әдістерін қабылдаудың арқасында саланың барлық қатысушылары дағдарысты инфрақұрылым желілерінің ұзақ мерзімді тұрақтылығы мен сенімділігін қорғай отырып, әлеуетті қауіптерге қатысты операциялық тұрақтылық пен қауіпсіздік стандарттарын арттыра алады.

Негізгі сөздер: тәуекелдерді бағалау, құбыр жолдарының тәуекелдерін бағалаудың сандық моделі, құбырлар, қауіптілік, қауіп-қатер, бас тарту ықтималдығы, бас тартудың салдары.

Дәйексөз келтіру үшін:

Адилова Д., Мирзоев А. Тәуекелдерді жеке модельдеу көмегімен құбырлардың тұтастығын басқаруды оңтайландыру: Қазақстандағы тақырыптық зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2, 77–87 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108727>.

Introduction

Pipelines play a crucial role in the petroleum industry, serving as the main tools for efficient transportation of crude oil, gas, and other refined products. Pipelines' extensive network facilitates ensuring a reliable supply chain that is essential for sustaining the global energy demands all over the world. The pipeline network in Kazakhstan comprises both oil and gas pipelines, stretching across the country's vast territory with total length more than 35,000 km. These pipelines are essential for transporting crude oil, natural gas, and refined products from major production fields, such as the Tengiz, Karachaganak, and Kashagan fields, to refineries, ports, and neighbouring countries.

Evaluating the risks related with pipelines is a crucial step in ensuring the safe and reliable transportation. As the demand for energy continues to rise, so does the need for a comprehensive risk assessment framework. In this article, the importance of pipeline risk assessment will be discussed, as well as the likelihood and probability of events that will lead to a loss of integrity will be analysed together with the nature and severity of the consequences that might occur following a failure. Main goal of this article is to raise awareness about the importance of risk assessment of the pipeline's integrity, review the influencing factors and the proactive steps that can be taken in order to reduce the possibility of failure, preserve the environment, and ensure public safety.

Risk Model and NIMA software platform

Risk assessment is an analytical process, which involves the integration of design, construction, operating, maintenance, testing, inspection, and other information about a pipeline system. These data sets build the basis to measure the pipeline risk, which considers

number of different aspects such as potential threats to that pipeline, possible failure scenarios and resulting consequences.

Early risk models were mostly based on simple scoring systems, that is why their nature was considered as semi-quantitative. However, since technical progress made it possible to have access to quantitative data sets from in-line inspection (ILI) and geographic information systems (GIS), as a result the risk models became more quantitative as well. One of such models is a Quantitative Pipeline Risk Assessment Model (QPRAM) that has been created to address potential risks using the systematic and analytical approach to evaluate and quantify possible threats within the pipeline networks. While including quantifiable data, this approach provides a more accurate picture of the consequences or likelihood of different pipeline-related events, going beyond qualitative judgments.

Implementation of QPRAM allows to generate a risk matrix for each individual threat at 1 metre intervals along a pipeline, while detailed analysis of the provided matrix is able to show managers and engineers how to maintain the integrity of the network. There is a specific flow chart, describing the risk assessment processes in QPRAM (Figure 1) [1].

At the first stage of QPRAM workflow, the identification of credible threats and failure scenarios is carried out, which consists in identifying and clearly describing all sources of hazards on sites where dangerous substances are handled and scenarios for their implementation.

In accordance with internationally recognised codes and industry practice, such as API RP 1160, following nine integrity threats are considered within the QPRAM:

- external corrosion (EC);
- internal corrosion (IC);
- manufacturing (M);

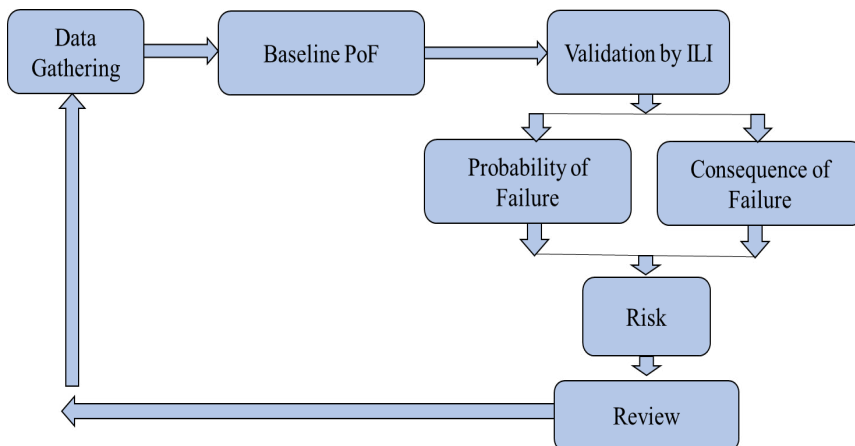


Figure 1. QPRAM Workflow – Schematic

- welding fabrication (WAC);
- third party damage (TPD);
- stress corrosion cracking (SCC);
- equipment (E);
- incorrect operations (IOF);
- weather/external forces (WEF) [2].

Although an oil pipeline may be highly exposed to one or more threats, this fact is not necessarily meaning that any particular threat or combination of threats will lead to serious consequences. There are numerous potential scenarios for pipeline failures, many of which involve leaks of oil or petroleum products and the risk of ignition. In other words, one cannot be sure that if an oil pipeline fails, it will fail in a certain way, therefore it is crucial to consider possible failure scenarios and determine the probability of each scenario to be realized.

The approach adopted in the QPRAM model is limited to the establishment of 4 possible failure scenarios for the development of an accident for the above threats, depending on the possibility of manifestations of damaging factors:

- leak with no ignition;
- leak with ignition;
- rupture with no ignition;
- rupture with ignition.

At the second stage of the risk analysis, an assessment is made of the baseline probability (frequency) of the failure (BPoF) due to the influence of previously established integrity threats based on the statistical data of the network. At the third stage, segmentation (division) of the analyzed pipeline into conditionally homogeneous components (dynamic segments) is performed using various external and internal factors (initial data) that affect the basic probability of failure for a specific threat and change along the route. At the fourth stage, the probability of PoF failure is calculated for each individual pipeline segment. The calculation uses the principle of adjusting the average (basic) probability of failure on the pipeline using a specially built system of groups of influence factors with expert-determined weighting coefficients and scales of factor scores. This approach considers the unequal influence of natural and climatic conditions, technical and technological, operational, service life, anthropogenic and other factors on the possibility of depressurization.

The next, fifth stage of the risk analysis is the assessment of possible consequences for the considered accident scenarios, which can be conditionally grouped by the time of their occurrence in relation to the accident:

1. in case of an accident;
2. after the accident (time: a short period);
3. after the accident (time: an extended period).

The final stage of the work is the calculation of man-made risk R, which is a measure of danger characterizing the possibility of an accident and the severity of its consequences, and is calculated using the following formula (1):

$$R = PoF \cdot CoF \tag{1}$$

where

PoF is the probability of failure (frequency);

CoF is damage from an accident, in US dollars;

R is a risk value (expected annual damage, considering the frequency of accidents on pipelines), US dollars.

ROSEN's Asset Integrity Management Software suite (NIMA) is used to manage the process of pipeline's data integration and the implementation of QPRAM. Using this approach enables the main operator to identify and compare the risks existing on their pipeline's segments. As well as that, QPRAM's results make it possible to focus on the elevated risk areas, assessing the benefits of implementation of preventive measures. Correctly managed data and attentively evaluated risks provide additional benefits such as consistency and traceability.

CASE STUDY

Pipeline and pipeline data sets overview

The Quantitative Pipeline Risk Assessment Methodology was used to calculate and analyse existing risks for the case of an oil pipeline X, located in Kazakhstan; the characteristics for chosen pipeline are shown in Table 1 [3].

One of the most crucial and fundamental inputs for this model is historic failure frequency, that is why it should ideally reflect pipeline network's local conditions and expected consequences. But, if this data is not available due to any circumstances, regional statistics with similar environmental conditions could be used. Considering the short service life of the pipeline X, and, as a result, a small number of failures, it was proposed to apply publicly available regional failure statistics [4].

Table 1. Pipeline X characteristics

Section	Length (km)	Construction date (year)	Diameter (inch)	Wall Thickness (mm)	Pipe Material	Design pressure (MPa)
1	225	2008	32	8	X60	6.3

Threat Analysis (PoF)

In the following case of pipeline X essential calculations of external corrosion and TPD are showed as an example.

1. External corrosion (EC)

During the assessment of the external corrosion, the main route conditions such as existing of rivers and crossings, the effectiveness of passive and active protection and other soil corrosion intensifying factors (soil corrosion activity, waterlogging, the presence of other underground metal structures) must be considered.

In the given case, for the pipeline X 73 segments were obtained based on the results of dynamic segmentation according to parameters characterizing the effect of external corrosion on the probability of failure. The average probability of failure for this threat is 7.41×10^{-9} .

Based on the PoF values 8 most susceptible to external corrosion threat pipeline segments have been identified (Table 2). The main parameters contributing to the increase in the probability of failure in individual segments

are the lack of corrosion inspection results, the intersection of pipelines with railway lines and power lines (Figure 2). The qualitative assessment of the degree of danger of this threat to the integrity of the pipeline in % of the total probability of failure is 1.09%.

2. Third Party Damage (TPD)

This group examines external factors that may impact the PoF caused by third parties to the pipeline under consideration. Factors such as high population density in adjacent areas, levels of industrial and economic activity, and intersections with various infrastructure pose threats to the integrity of the system [5].

A total of 97 segments were identified along Pipeline X, spanning 225 kilometres, through dynamic segmentation based on parameters indicating the third-party damage (TPD) risk

Table 2. Pipeline X characteristics

#	Segment	Distance, km	PoF	Key Factors	
1	H	69	4.19E-08	No corrosion inspection data	The pipeline is crossed by a power line, measures to reduce the effects of alternating current have not been implemented
2	I	76	2.25E-08		Railway crossing
3	J	76.1	2.25E-08		The pipeline is crossed by a power line, measures to reduce the effects of alternating current have not been implemented
4	K	79	4.19E-08		Railway crossing
5	L	93	2.25E-08		The pipeline is crossed by a power line, measures to reduce the effects of alternating current have not been implemented
6	M	93.5	2.25E-08		
7	N	200	4.19E-08		The pipeline is crossed by a power line, measures to reduce the effects of alternating current have not been implemented
8	O	214	4.19E-08		

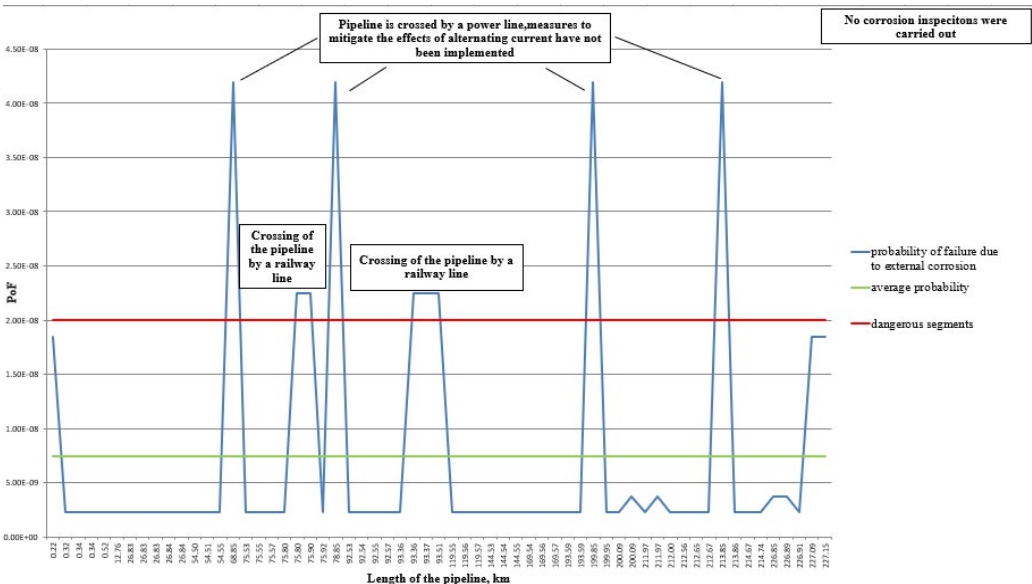


Figure 2. Probability distribution of failure due to external corrosion (EC)

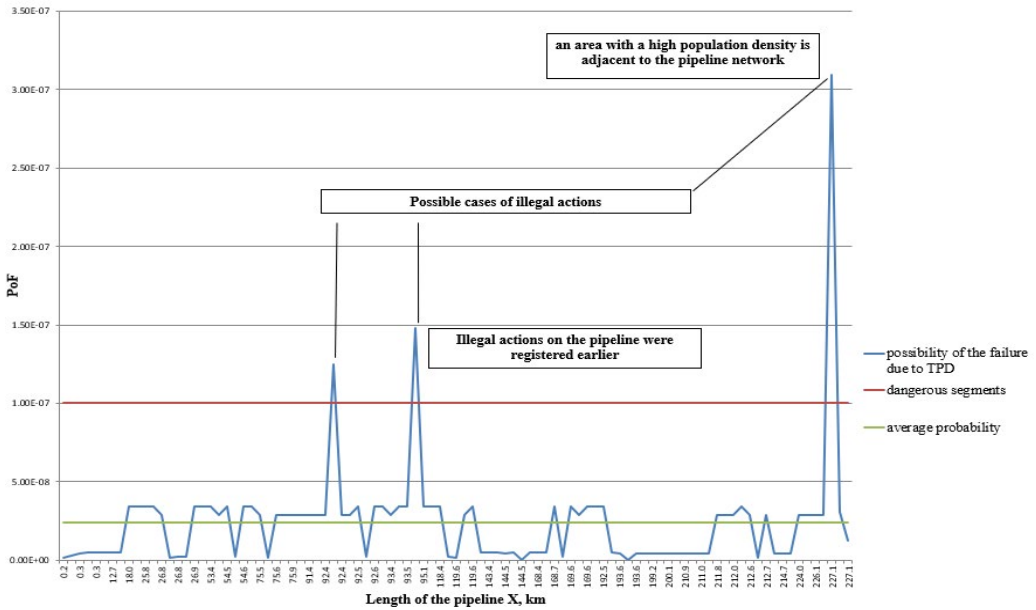


Figure 3. Probability distribution of failure due to third party damage (TPD)

and potential of its impact on the probability of failure. The graph depicting the probability distribution of failure due to third-party damage (TPD) along Pipeline X is illustrated in Figure 3. On average, the probability of failure attributed to this threat is 2.4×10^{-8} .

Based on the PoF values 3 most susceptible to TPD threat pipeline segments have been identified. The main parameter contributing to the increase in the probability of failure in certain segments is a violation of the pipeline’s security zone – unauthorized crossings through the pipeline (Figure 3).

The qualitative assessment of the degree of danger of this threat to the integrity of the pipeline X showed that the total probability of failure is 3.5%.

Consequences Analysis (CoF)

In order to understand main consequences of the failure, two crucial aspects such as economic impact and impact on surrounding population were taken as basis for the following calculations.

1. Economic impact (ECON)

The assessment of direct damage to production considers the complete or partial destruction of a property object. This assessment encompasses the full cost of restoring the object, including various components such as:

The cost of product losses incurred due to the accident.

Lost revenue during emergency downtime.

The expenses associated with repairing the damaged object.

The cost of re-commissioning the object to resume operations.

These factors collectively contribute to the overall evaluation of direct damage to production resulting from a failure (Table 3–4).

Table 3. List of parameters used in the ROAIMS risk model to calculate direct damage to production

Parameter	Value
The cost of transporting a unit of production (USD/barrel)	1.62
Volume flow rate (bbl/h)	9353
Oil pipeline workload (h/day)	24
Estimated income (USD per week)	2553177

Table 4. The results of the calculation of direct damage to production for the pipeline’s site

Accidents (scenarios)	S1	S2	S3	S4
Direct damage, USD	258966	350160	669364	851733

2. Impact on the surrounding population (PPLE)

The socio-economic damage resulting from an accident at Pipeline X includes the following factors: loss of life, injuries to personnel at the network’s facilities, and the possible damage towards the individuals living in areas surrounding the site.

To quantify the socio-economic damage for a specific segment of the pipeline network, the expected number of accident victims is multiplied by costs associated with each individual

(Figure 4). These costs incorporate compensation payments and benefits provided to victims and/or their relatives. The estimate of these costs, as utilized in the ROAIMS risk model, varies depending on the severity of injuries sustained by individuals involved in the accident [6].

Risk Analysis (R)

In order to be able to construct a comprehensive and well-structured plan for the preventing actions, addressing mostly zones with an increased risk, the sensitivity analysis must

be performed based on the identified primary risks. It also must be noticed, that the input data used in the model must undergo the quality control before being implemented. Additional data collection and verifications of the existing inputs must be used to ensure reduction of the uncertainty of the analysis.

The Figures 5 and 6 are displaying the Risk calculation results for the case of pipeline X.

From the Figure 6 it can be seen that the highest risk values is localized at approximately 75th km and 93rd km of the pipeline

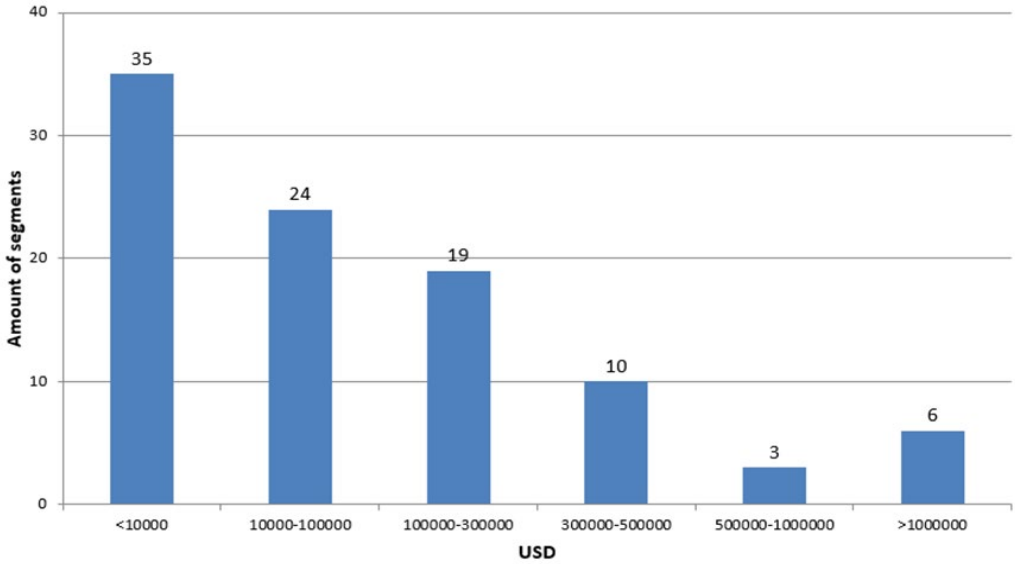


Figure 4. Distribution of socio-economic impact by number of segments (PPLE)

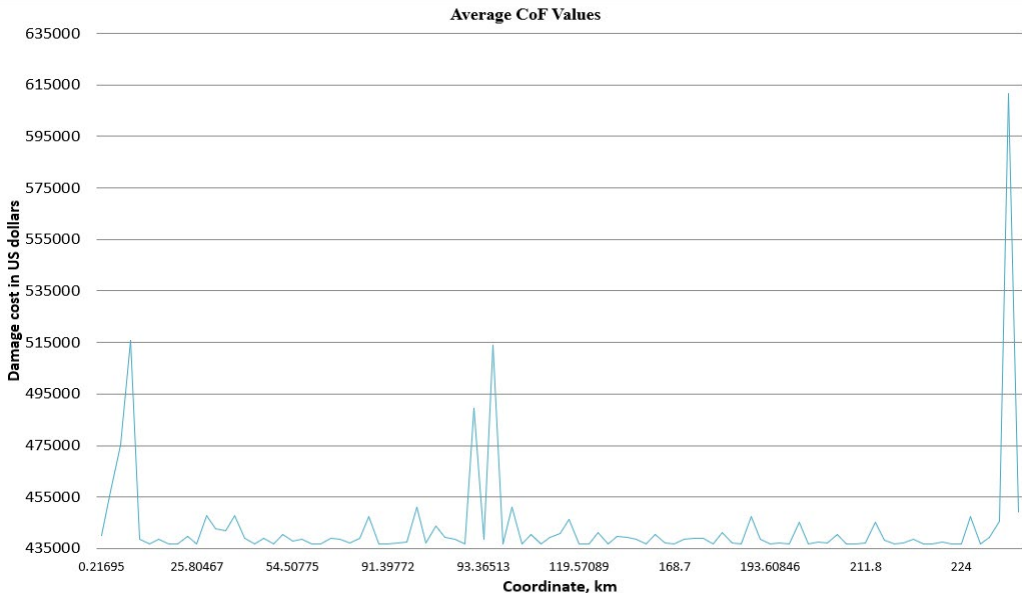


Figure 5. Average CoF values

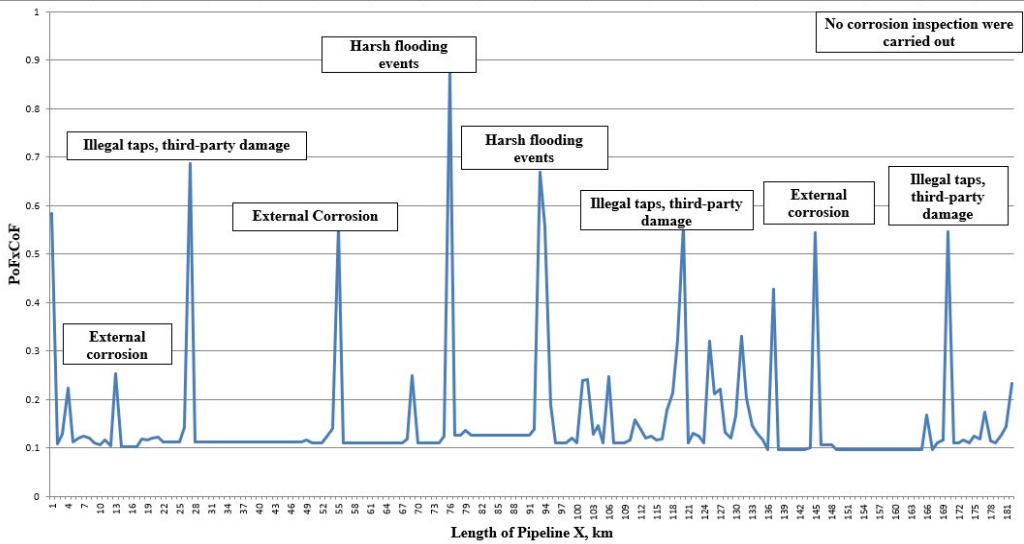


Figure 6. Distribution of the risk index R along the pipeline

and is equal to 0.9. The reason behind it is that according to the calculations the mentioned section is more likely to face harsh flooding events, having a relatively high likelihood of failure due to weather conditions. Other sections with relatively high risk of failure are located close enough to residential areas, and as a result they are more likely to be damaged by third-party and have higher risk of illegal taps occurrence. Thus, it would be rational to prioritize resources to mitigate this threat as soon as possible. The line graph at the Figure 6 shows that corrosion inspections were absent across the entire pipeline, that is why it is essential to note that there is a huge number of segments with a high likelihood of failure due to the external corrosion [7].

Overall, any measures towards the risk mitigation and reduction would have a significant effect on the all pipeline network's integrity [8]. As it was already stated previously, the main goal of the pipeline's operator is to focus on reducing the frequency of failure by preventing the development of the threats at the early stages. Since it is more rational to reduce risks rather than reducing consequences [9]. QPRAM therefore helps to identify which hazards increase the risk of failure, making it possible to define a strategy to mitigate them beforehand.

Table 5 illustrates an overall view of the risk profiles of the all threats: internal corrosion, external corrosion, manufacturing, welding fabrication, stress corrosion cracking, third party damage, equipment, incorrect operations, weather/external forces. According to the generalized results of calculations, the pipeline X has almost impossible risk of failure.

Table 5. Distribution of the risk index R along the pipeline

CoF	PoF				
	frequent failure	probable failure	possible failure	rare failure	almost impossible failure
catastrophic					
critical					
not critical					Pipeline X
moderate					

Conclusion

To summarize, implementing a quantitative risk assessment technique in industrial environments has several benefits, such as extending the lifetime of equipment and proactively identifying and mitigating possible dangers. The implementation of QPRAM addresses a critical achievement with regards to the Kazakhstan pipeline industry. This study project, which is a first for the pipeline sector in Kazakhstan, is a big step improving the risk management practices in the existing area.

The usage of profoundly adaptable software for considering the qualities and details of the pipeline framework highlights the obligation to accuracy and adequacy in risk assessment. Furthermore, this quantitative risk assessment model's core flexibility makes it possible to effortlessly integrate various data inputs, which makes it easier to fully understand prospective risk situations. Through the adoption of QPRAM's guiding concepts and methods, all parties in industry may strengthen operational resilience and safety standards against potential threats, protecting the long-term stability and dependability of critical infrastructure networks.

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

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

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. The American Society of Mechanical Engineers. *Managing system integrity of gas pipelines*, B31.8S-2022. New York : ASME, 2022. 80 p.
2. American Petroleum Institute. *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Washington D.C. : API, 2019.
3. Результаты внедрения и перспективы развития системы управления целостностью МТ ККТ, ККТ. Алматы : 2018. Доступ по ссылке: <https://kcp.kz/corporate/ekspluatatsiya>
4. safety.ru [интернет]. Промышленная безопасность. Реестр аварий на промышленных объектах [дата обращения 11.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://safety.ru/accidents/#/>.
5. PECB. *ISO 31000 Risk Management – Principles and Guidelines. Professional Evaluation and Certification Board*. Montreal, Quebec : PECB, 2015.
6. IGEM. *IGEM/TD/2 Edition 2, Transmission and Distribution (TD) – Assessing the risks from high pressure natural gas pipelines*. Derbyshire : IGEM, 2015.
7. DNV. *DNV RP F116, Integrity Management of submarine pipeline systems*. Høvik, Norway : DNV, 2021.
8. Philip N.S., Balmer D. *Risk Based Pipeline Integrity Management System – A Case Study*. Berlin : OnePetro, 2016.
9. Stephens M.J. *A Model for Sizing High Consequence Areas associated with Natural Gas Pipelines*. C-FER Technologies; Oct 2000. Topical report. Report No.: 99068. Contract No. 8174.

REFERENCES

1. The American Society of Mechanical Engineers. *Managing system integrity of gas pipelines*, B31.8S-2022. New York: ASME; 2022. 80 p.
2. American Petroleum Institute. *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Washington D.C.: API; 2019.
3. Rezul'taty vnedreniya i perspektivy razvitiya sistemy upravleniya celostnost'yu MT KKT, KKT. Almaty: 2018. Available from: <https://kcp.kz/corporate/ekspluatatsiya>. (In Russ).
4. safety.ru [Internet]. Promyshlennaya bezopasnost'. Reestr avarii na promyshlennyh ob"ektah [cited 11.11.2023]. Available from: <https://safety.ru/accidents/#/>. (In Russ).
5. PECB. *ISO 31000 Risk Management – Principles and Guidelines. Professional Evaluation and Certification Board*. Montreal, Quebec: PECB; 2015.
6. IGEM. *IGEM/TD/2 Edition 2, Transmission and Distribution (TD) – Assessing the risks from high pressure natural gas pipelines*. Derbyshire: IGEM; 2015.
7. DNV. *DNV RP F116, Integrity Management of submarine pipeline systems*. Høvik, Norway: DNV; 2021.

8. Philip NS, Balmer D. *Risk Based Pipeline Integrity Management System – A Case Study*. Berlin: OnePetro; 2016.

9. Stephens MJ. A Model for Sizing High Consequence Areas associated with Natural Gas Pipelines. C-FER Technologies; Oct 2000. Topical report. Report No.: 99068. Contract No. 8174.

AUTHORS' INFO***Diana Adilova**ORCID [0009-0005-9703-9087](https://orcid.org/0009-0005-9703-9087)e-mail: d_adilova@kbtu.kz.**Abdugaffor Mirzoev**e-mail: gmirzoev@rosen-group.com.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Адилова Диана**ORCID [0009-0005-9703-9087](https://orcid.org/0009-0005-9703-9087)e-mail: d_adilova@kbtu.kz.**Абдугаффор Мирзоев**e-mail: gmirzoev@rosen-group.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 54.01

МРНТИ 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Получена: 31.01.2024.

Одобрена: 10.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти Мангышлака

О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, Е.О. Аялбергенов

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В связи с истощаемостью активных запасов лёгкой нефти с каждым годом всё более актуальным становится повышение эффективности разработки месторождений тяжёлой высоковязкой нефти. Возникает необходимость более глубокого изучения свойств высоковязкой нефти с целью совершенствования технологий повышения нефтеотдачи пласта.

Цель. Исследование реологических свойств высоковязких нефтей Западного Казахстана путём изучения их физико-химических характеристик и содержания высокомолекулярных соединений.

Материалы и методы. В качестве объектов исследования выбрана нефть Западного Казахстана месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе. Для решения поставленных задач лабораторные исследования проводились с применением современных методов химического и физико-химического анализа.

Результаты. В данной статье приведены результаты лабораторных исследований по определению плотности, вязкости, содержания асфальтосмолопарафиновых веществ, а также результаты изучения реологических характеристик тяжёлой высоковязкой нефти с различной обводнённостью на примере месторождений Западного Казахстана. Определены температурные пределы и влияние обводнённости на проявление неньютоновских свойств.

Заключение. Установлено, что реологическое поведение высоковязкой тяжёлой нефти с разной обводнённостью проявляет выраженные свойства псевдопластичной жидкости, где наиболее ярко неньютоновские свойства наблюдаются при содержании связанной воды более 50%. Выраженность неньютоновских свойств нефти Западного Казахстана обусловлена повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов. Полученные результаты имеют практический интерес при создании композиционной модели для гидродинамической и технологической системы сбора и транспорта тяжёлой высоковязкой нефти.

Ключевые слова: реологические исследования, неньютоновская жидкость, динамическая вязкость, градиент сдвига, напряжение сдвига, высоковязкая нефть, асфальтосмолопарафиновые вещества.

Как цитировать:

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аялбергенов Е.О. Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти Мангышлака // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 88–98.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

UDC 54.01
CSCSTI 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Received: 31.01.2024.

Accepted: 10.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Study of the rheological characteristics of high-viscosity oil from Mangyshlak

Olga B. Sayenko, Bazargul S. Serkebayeva, Yerbolat O. Ayapbergenov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Due to the exhaustibility of active reserves of light oil, every year it becomes more and more important to improve the developmental efficiency of heavy high-viscosity oil fields. There is a need for a deeper study of the properties of high-viscosity oil in order to improve enhanced oil recovery technologies.

Aim: The investigation of West Kazakhstan's high-viscosity oils' rheological properties by studying their physical and chemical characteristics and content of high-molecular compounds.

Materials and methods: As objects of the study, oils from Western Kazakhstan's Karazhanbas, Northern Buzachi and Zhalgызtobe oil fields were selected. To accomplish the given tasks, laboratory studies were conducted using contemporary methods of chemical and physicochemical analysis.

Results: This article presents the results of laboratory studies to determine the density, viscosity, and content of asphalt-resin-paraffin substances with a comparison of the results obtained. As well as the results of the study of the rheological characteristics of heavy high-viscosity oil with different water cut on the example of fields in Western Kazakhstan. The temperature limits and the influence of water cut on the manifestation of non-Newtonian properties were determined.

Conclusion: It was found that the rheological behavior of high-viscosity heavy oil with different water cut exhibits pronounced properties of pseudoplastic liquid, where the most pronounced non-Newtonian properties are manifested at the content of bound water exceeding 50%. The expression of non-Newtonian properties of West Kazakhstan oil is due to the increased content of high-molecular components. The obtained results are of practical interest in creating a composite model of hydrodynamic and technological system of collection and transportation of heavy, high-viscosity oil.

Keywords: *rheological studies; non-Newtonian fluid; dynamic viscosity; shear gradient; shear stress; high-viscosity oil, asphaltene-resin-paraffin substances.*

To cite this article:

Sayenko OB, Serkebayeva BS, Ayapbergenov YO. Study of the Rheological Characteristics of High-Viscosity Oil from Mangyshlak. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):88–98.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

ӨОЖ 54.01

ҒТАХР 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Қабылданды: 31.01.2024.

Мақұлданды: 10.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Маңғышлақ жоғары тұтқырлы мұнайларының реологиялық сипаттамаларын зерттеу

О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, Е.О. Аяпбергенов

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жеңіл мұнайдың белсенді қорларының сарқылуына байланысты жыл сайын ауыр әрі тұтқырлы мұнай кен орындарын игеру тиімділігін арттыру өзекті болып келеді. Қабат мұнайының қарқындылығын арттыру технологияларын жетілдіру мақсатында жоғары тұтқырлы мұнайдың қасиеттерін неғұрлым терең зерттеу қажеттілігі туындайды.

Мақсаты. Батыс Қазақстан тұтқырлығы жоғары мұнайларының реологиялық қасиеттерін олардың физика-химиялық сипаттамаларын және жоғары молекулярлық қосылыстарының құрамын анықтау арқылы зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде Батыс Қазақстан Қаражанбас, Солтүстік Бозашы және Жалғызтөбе кен орындарының мұнайы таңдалды. Қойылған міндеттерді шешу үшін зертханалық зерттеулер химиялық және физика-химиялық талдаулардың заманауи әдістерін қолдана отырып жүргізілді.

Нәтижелері. Бұл мақалада Батыс Қазақстан кен орындары негізінде құрамындағы судың мөлшері әртүрлі ауыр әрі жоғары тұтқырлы мұнайлардың тығыздығын, тұтқырлығын, құрамындағы асфальтенді-шайырлы-парафинді заттардың мөлшерін өзара салыстырумен қатар реологиялық сипаттамаларын анықтаудың зертханалық зерттеулер нәтижелерін келтірілген. Ньютонды емес қасиеттердің пайда болуына температуралық шектердің және құрамындағы су мөлшерінің әсері анықталды.

Қорытынды.

Құрамындағы судың мөлшері әртүрлі тұтқырлығы жоғары ауыр мұнайлардың реологиялық тұрысы айқын псевдопластикалық сұйықтықтардың қасиеттерін көрсетеді, дегенмен, құрамындағы байланысқан судың мөлшері 50 %-дан астам болған жағдайда анағұрлым айқын ньютонды емес қасиеттер көрсетеді. Батыс Қазақстан мұнайларының ньютонды емес қасиеттері құрамындағы жоғары молекулярлық компоненттердің жоғары болуымен айқындалады. Алынған нәтижелер тұтқырлығы жоғары ауыр мұнайларды жинау әрі тасымалдаудың гидродинамикалық және технологиялық жүйесі үшін композициялық модельдерді жасау кезінде практикалық маңызы зор.

Негізгі сөздер: реологиялық зерттеулер, ньютонды емес сұйықтық, динамикалық тұтқырлық, жылжу градиенті, жылжу кернеуі, жоғары тұтқырлы мұнай, асфальтенді-шайырлы-парафинді заттар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аяпбергенов Е.О. Маңғышлақ жоғары тұтқырлы мұнайларының реологиялық сипаттамаларын зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 88–98 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

Введение

В Западном Казахстане имеется значительное число месторождений высоковязкой и тяжёлой нефти с плотностью более $0,895 \text{ г/см}^3$, которые, согласно классификации, относятся к группе битуминозных [1–4]. Такая нефть, как правило, содержится в горизонтах, залегающих на небольших глубинах (400–700 м) [9], где пластовые температуры составляют $30\text{--}35^\circ\text{C}$. Характерной особенностью является низкое газосодержание $8\text{--}12 \text{ м}^3/\text{т}$, малое количество лёгкой фракции, значительное содержание смолисто-асфальтеновых веществ (далее – САВ), обуславливающее высокую плотность. Вязкость тяжёлой нефти носит аномальный характер [5–7]. При достижении критической концентрации САВ наступает резкое изменение реологических свойств, начинают в значительной мере проявляться структурно-механические свойства, что объясняется межмолекулярными взаимодействиями САВ с другими молекулами нефтяной дисперсной системы [3, 4, 8, 9].

Проведенные ранее лабораторные исследования тяжёлой нефти месторождения Каражанбас позволили установить неньютоновские свойства в области температур ниже 50°C . Также было отмечено существенное различие в значениях вязкости при температуре $20\text{--}30^\circ\text{C}$ для разных скважин в пределах месторождения [3, 6, 7, 11].

Высокая вязкость создаёт определённые сложности при добыче, сборе и подготовке высоковязкой нефти и требует особых подходов при эксплуатации таких месторождений. Основными методами освоения вязкой нефти в мировой практике являются термические, газовые, химические и физические [10].

На месторождениях Западного Казахстана применяются паротепловое воздействие (месторождение Каражанбас), закачка горячей воды с температурой 90°C и 120°C и полимерное заводнение (месторождение Северные Бузачи). Для повышения нефтеотдачи активно проводятся опытно-промышленные испытания различных современных технологий, оценка эффективности которых осуществляется с применением гидродинамического моделирования. Повышение достоверности расчётов обеспечивается проведением расширенного комплекса лабораторных исследований по определению физико-химических свойств рабочего агента, пластовой и дегазированной нефти. Реологическое поведение нефти в пластовых и поверхностных условиях требует детального изучения в широком диапазоне температур.

Наряду с нефтью месторождения Каражанбас определённый интерес представляют такие месторождения Западного Казахстана, как Северные Бузачи и Жалгызтобе, нефть

которых также относится к высоковязким, плотным, смолистым и малопарафинистым, с невысоким выходом светлых фракций. Учитывая стадию разработки месторождений, важно понимать, как зависит реологическая характеристика нефти от обводнённости.

Экспериментальная часть

Для проведения экспериментов была отобрана и изучена нефть месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе. Изначально определены физико-химические свойства нефти данных месторождений.

Плотность и кинематическая вязкость нефти определены по СТ РК ASTM D 7042. Сущность метода заключается в определении динамической вязкости и плотности жидких прозрачных и непрозрачных нефтепродуктов и сырой нефти. Кинематическая вязкость рассчитывается делением измеренной динамической вязкости на плотность жидкости, полученной при той же температуре испытания. Испытательная проба помещается в измерительные ячейки, находящиеся при тщательно контролируемой и известной температуре. Измерительные контейнеры состоят из пары коаксиальных цилиндров и качающейся U-образной трубки. Динамическая вязкость определяется при уравновешенной скорости вращения внутреннего цилиндра под давлением сдвига испытываемой пробы и индукционного тормоза в совокупности со скорректированными данными. Плотность определяется частотой раскачивания U-образной трубки в совокупности со скорректированными данными. Кинематическая вязкость рассчитывается как частное от деления динамической вязкости на плотность.

Температура застывания определена по ГОСТ 20287-91 (метод Б), сущность которого заключается в предварительном нагревании образца испытуемого нефтепродукта с последующим охлаждением его с заданной скоростью до температуры, при которой образец остаётся неподвижным. Указанную температуру принимают за температуру застывания. Наиболее низкую температуру, при которой наблюдается движение нефтепродуктов в условиях испытания, принимают за температуру текучести.

Содержание парафинов, смол и асфальтенов определялось по ГОСТ 11851-85 (метод А), заключающемся в предварительном удалении асфальтенов и смол из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре -20°C .

Реологические свойства нефти изучены на автоматическом реометре Physica MCR 702, Anton Paar (Австрия). Прибор отличается

высокой точностью при изучении свойств различных неньютоновских жидкостей, а также предусматривает встроенный термостат на элементах Пельтье для обеспечения устойчивой температуры изучаемой среды. Сущность метода заключается в изучении взаимосвязи между силами, действующими на исследуемую нефть, и вызванными этими силами деформациями. Проводимые исследования направлены на изучение влияния таких факторов, как напряжение сдвига, скорость деформации и состав среды, на реологическое поведение нефти. Полученные результаты физико-химических свойств представлены в табл. 1.

Как видно из представленных данных, нефть месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе близка по плотности и содержанию асфальтосмолопарафиновых веществ (далее – АСПВ). Нефть данных месторождений характеризуется высоким содержанием смол (порядка 18%) и асфальтенов (3–5%). Содержание парафинов относительно невысокое – 2–3%, что обуславливает отрицательную температуру застывания от -16°C до -21°C.

На рис. 1–3 представлены зависимости динамической вязкости от температуры для нефти разных скважин месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе.

Общий характер кривой зависимости вязкости от температуры для высоковязкой тяжелой нефти разных месторождений одинаков. Как видно из результатов исследований, у высоковязкой смолистой нефти месторождений Западного Казахстана резкое увеличение вязкости в рассматриваемом температурном интервале наблюдается при снижении температуры от 60°C до 20°C. С повышением температуры выше 60°C снижение вязкости становится незначительным.

Из представленных данных видно, что, по аналогии с месторождением Каражанбас, вязкость высоковязкой нефти месторождений Северные Бузачи и Жалгызтобе для разных скважин в пределах одного месторождения, несмотря на близкий состав по содержанию АСПВ, может существенно различаться при снижении температуры до 20–30°C. Сопоставление вязкости разных скважин с плотностью показывает, что при заданной температуре вязкость растёт с повышением плотности нефти. Данная тенденция характерна для каждого рассмотренного месторождения (рис. 4–6).

На рис. 7–9 представлены результаты определения динамической вязкости при температуре 20°C и содержания АСПВ в нефти разных скважин месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе.

Как видно из представленных графиков (рис. 7–9), чёткой зависимости между значениями вязкости и содержанием смол, асфальтенов и парафинов в нефти всех трёх рассматриваемых месторождений не выявлено.

Для понимания причин различия плотности и вязкости нефти скважин в пределах одного месторождения при близких значениях содержания смол, асфальтенов и парафинов необходимо в дальнейшем изучение группового углеводородного состава с применением современных методов, таких как ИК-спектрометрия Фурье, SARA анализ и другие, дающих более детальное представление о составе тяжелой высоковязкой нефти.

В ходе изучения аномально-вязкостных свойств нефти месторождений Мангышлака для выявления температурного интервала, где проявляются неньютоновские свойства тяжелой нефти, были проведены лабораторные исследования по определению характе-

Таблица 1. Основные свойства высоковязкой нефти в среднем по месторождениям Мангышлака
Table 1. Basic average properties of high-viscosity oils from Mangyshlak fields

Место-рождение Field	Плотность при 20°C, г/см ³ Density at 20°C, g/cm ³	Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с Kinematic viscosity at 20°C, mm ² /s	Температура застывания, °C Pour point, °C	Содержание, % масс. Content, wt. %			АСПВ в сумме в среднем ARPS in total on average
				парафины paraffins	смолы resins	асфальтены asphaltenes	
Каражанбас Karazhanbas	0,9323–0,9450	557,7–1458,3	-16	2,7–3,9	17,1–18,9	3,2–3,9	24,9
Северные Бузачи Northern Buzachi	0,9335–0,9491	625,2–1662,8	-21	1,9–3,1	17,6–18,4	4,1–4,9	25,0
Жалгызтобе Zhalgyztoobe	0,9440–0,9496	1379,9–2132,7	-20	3,0–3,3	16,7–18,7	3,7–4,1	24,8

ARPS – asphalt-resin-paraffin substances

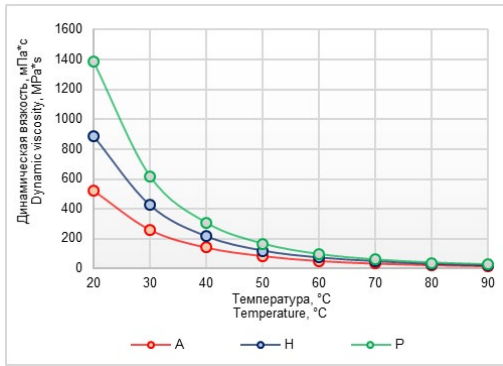


Рисунок 1. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Каражанбас
Figure 1. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Karazhanbas field

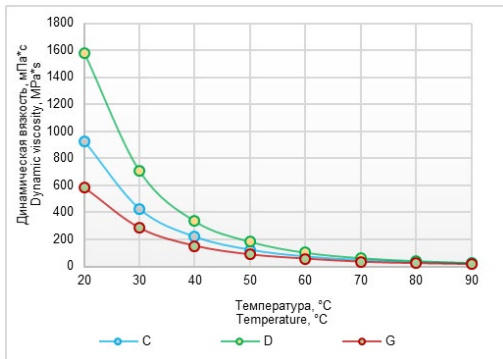


Рисунок 2. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Северные Бузачи
Figure 2. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Northern Buzachi field

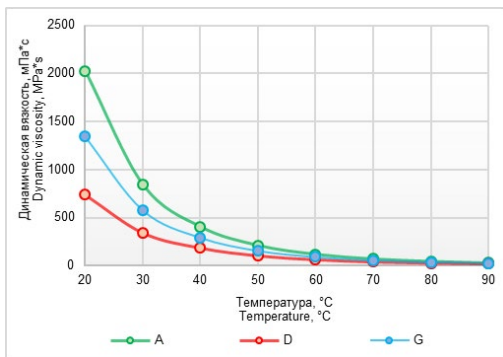


Рисунок 3. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Жалгызтобе
Figure 3. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Zhalgызтобе field

ра изменения реологической кривой течения нефти месторождений Северные Бузачи и Каражанбас при различных температурах (0°C, 30°C и 50°C) с помощью измерений на автоматическом реометре MCR 702, который позволяет выполнять широкий диапазон статических и динамических тестов как в режиме контролируемого напряжения, так и в режиме контроля скорости сдвига. Скорость сдвига изменялась от 0,1 до 100 с⁻¹.

Экспериментальные исследования проводились как для безводной нефти, так и для нефти с содержанием воды. При приготовлении нефтяных эмульсий с различной обводненностью было установлено, что в нефти месторождений Северные Бузачи и Каражанбас максимальное содержание связанной воды составляет 60% и 70% соответственно.

Опытные значения измерений напряжений сдвига при разных скоростях сдвига представлены на рис. 10–12 для нефти месторождения Северные Бузачи и на рис. 13–15 для нефти месторождения Каражанбас.

Обсуждение результатов

Анализируя полученные результаты по исследованию реологического поведения высоковязкой тяжёлой нефти с разной обводненностью, необходимо отметить, что при пластовых значениях температуры 30°C и ниже нефтяная эмульсия месторождений Северные Бузачи и Каражанбас проявляет выраженные свойства псевдопластичной жидкости (рис. 10–15). Наиболее ярко неньютоновские свойства проявляются при высоком содержании связанной воды (более 50%). Выраженность неньютоновских свойств нефти Западного Казахстана обусловлена повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов: асфальтенов, смол и парафинов. Образование структурированных систем из частиц смол и асфальтенов наблюдается при течении со сравнительно низкими скоростями сдвига. По полученным результатам при пластовой температуре 30°C для водонефтяных эмульсий, по сравнению с безводной нефтью месторождений Северные Бузачи и Каражанбас, требуется значительно более высокое напряжение сдвига. При уменьшении содержания связанной воды и с увеличением температуры кривые течения нефти ближе к ньютоновским жидкостям.

Проявление тяжёлой нефтью аномалий вязкости приводит к различным осложнениям при разработке месторождения: возрастает неравномерность продвижения нефти на различных участках пласта, увеличивается количество попутно-добываемой воды в составе добываемого флюида, уменьшается охват пласта фильтрацией и вытеснением. Несмотря

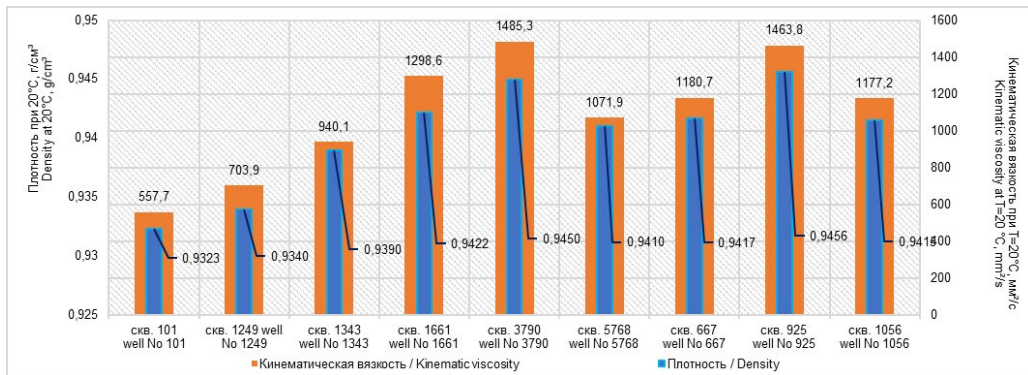


Рисунок 4. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Каражанбас
Figure 4. Comparison of the Karazhanbas field oil's viscosity and density

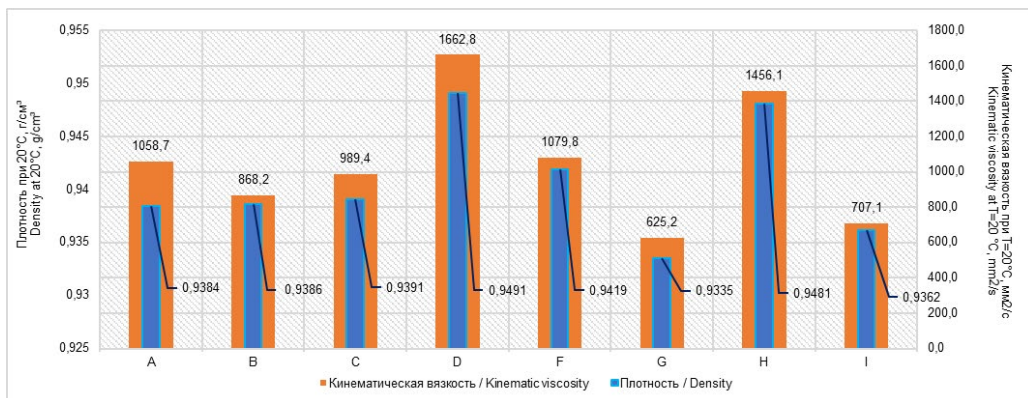


Рисунок 5. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Северные Бузачи
Figure 5. Comparison of the Northern Buzachi oil's viscosity and density

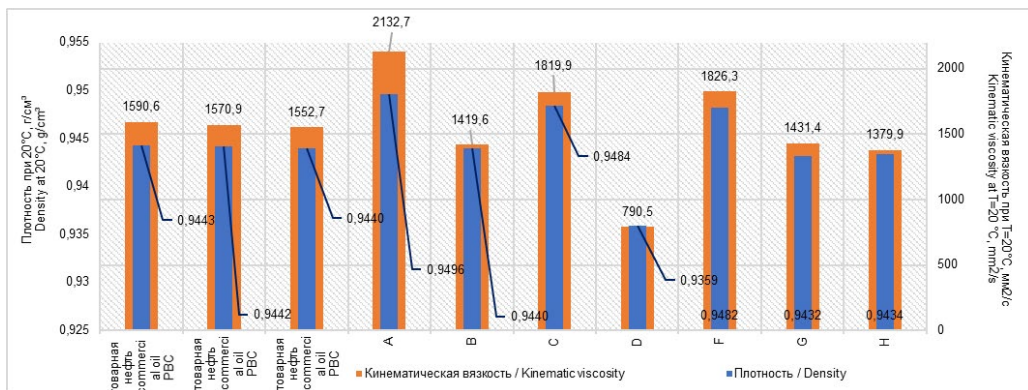


Рисунок 6. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Жалгызтобе
Figure 6. Comparison of the Zhalgызтобе oil's viscosity and density

на отрицательные температуры застывания, для смолистой нефти также имеет место проблема транспорта.

Полученные результаты имеют практический интерес. При создании композиционной модели для использования в гид-

родинамической модели и технологическом моделировании системы сбора и транспорта тяжелой высоковязкой нефти необходимо учитывать реологические характеристики нефти конкретного месторождения.

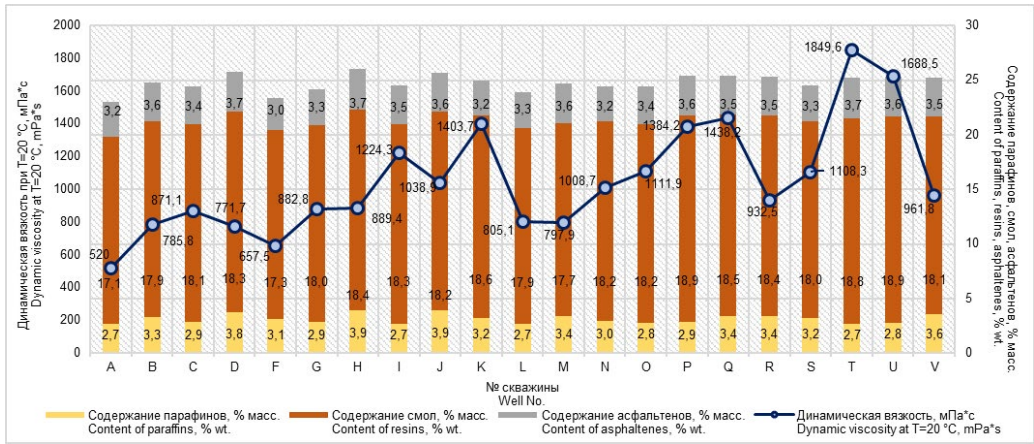


Рисунок 7. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Каражанбас
Figure 7. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample from the Karazhanbas wells

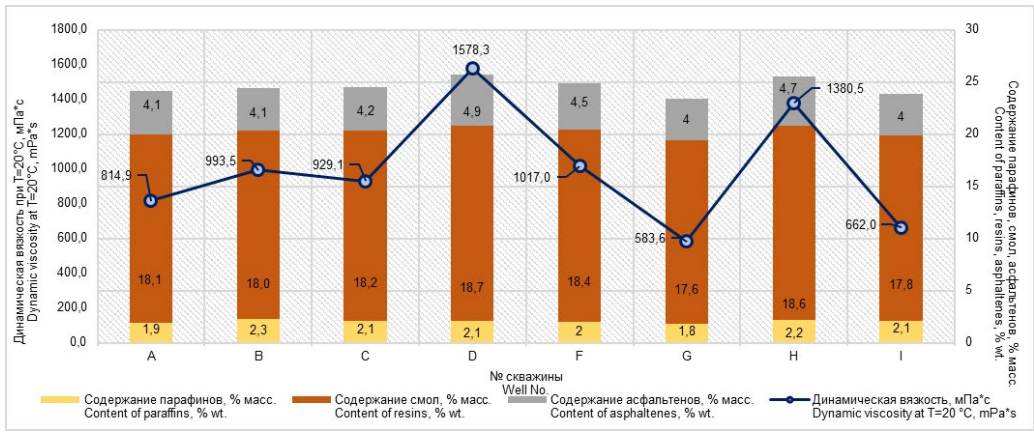


Рисунок 8. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Северные Бузачи
Figure 8. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample from the Northern Buzachi wells

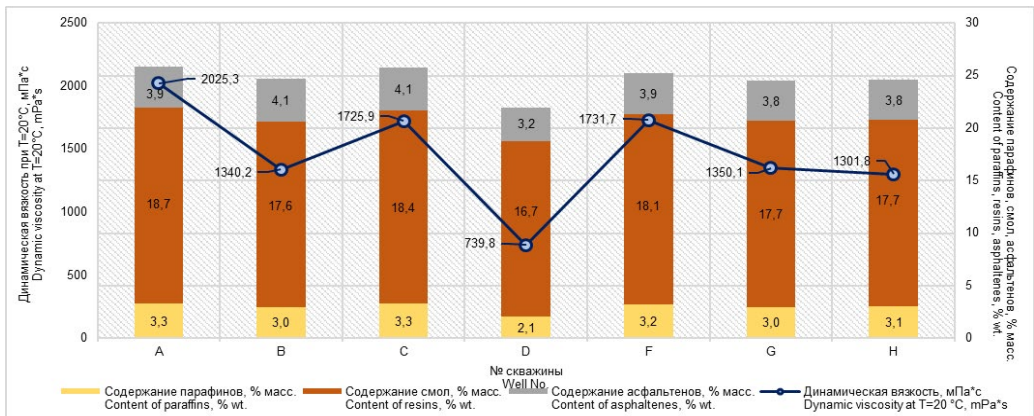


Рисунок 9. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Жалгызтобе
Figure 9. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample Zhalgызtobe wells

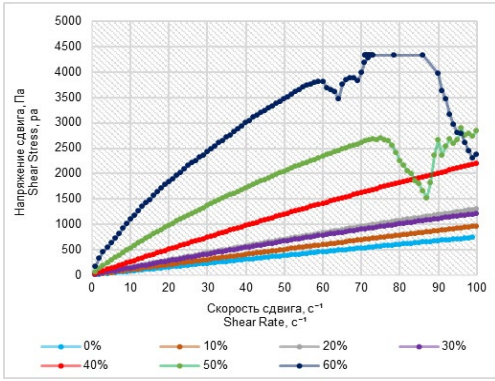


Рисунок 10. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 0°C
Figure 10. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 0°C

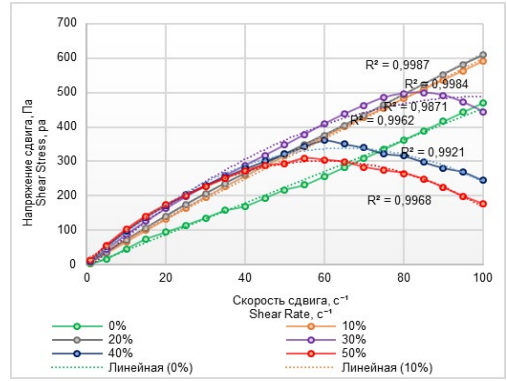


Рисунок 13. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 0°C
Figure 13. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 0°C

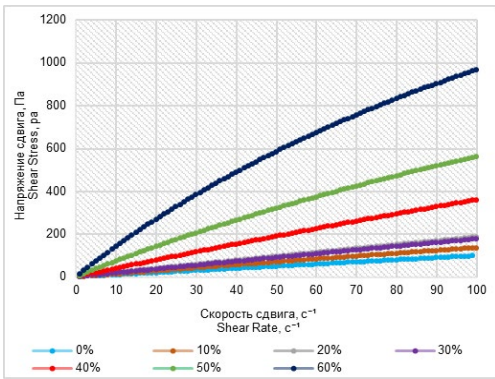


Рисунок 11. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 30°C
Figure 11. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 30°C

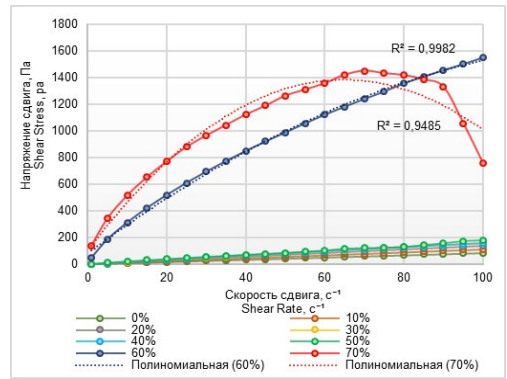


Рисунок 14. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 30°C
Figure 14. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 30°C

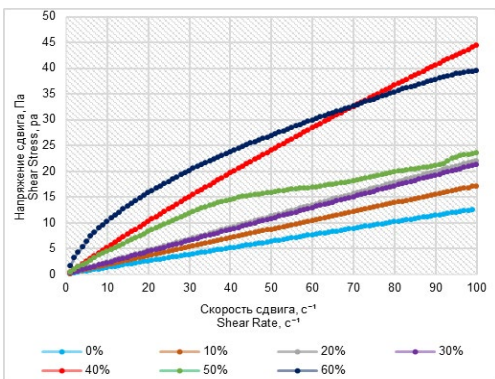


Рисунок 12. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 50°C
Figure 12. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 50°C

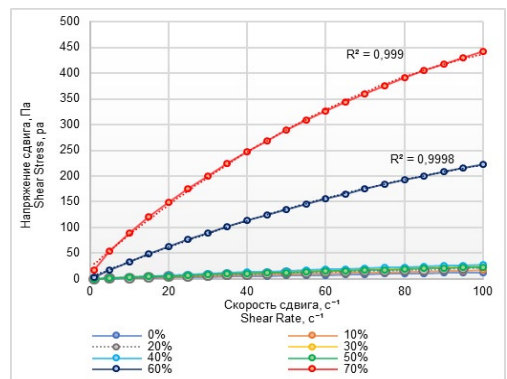


Рисунок 15. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 50°C
Figure 15. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 50°C

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 Саенко О.Б. – генерация идеи исследования, постановка задач, редактирование рукописи, Секребаева Б.С. – детальный анализ, проведение исследований, интерпретация и систематизация результатов, написание рукописи, Аяпбергенов Е.О. – анализ и проверка результатов исследований, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Olga B. Sayenko – generating research ideas, setting objectives, editing the manuscript; Bazargul S. Serkebayeva – detailed analysis, conducting research, interpretation and systematization of results, writing the manuscript; Yerbolat O. Ayapbergenov – analysis and verification of research results, writing and editing of the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шайдаков В.В., Голубев М.В., Хазиев Н.Н., и др. Физико-химическое воздействие на добываемую продукцию нефтяных скважин // Нефтегазовое дело. 2004. №1. С. 10–13.
2. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы (История. Бассейны. Свойства). Алматы : Гылым, 2001. Том 1. 256 с.
3. Серкебаева С.Б. Исследование реологических параметров мангышлакской нефти для трубопроводной транспортировки // Сборник статей международной научной конференции «Ньютоновские системы в нефтегазовой отрасли»; 2013; Баку. С. 229.
4. Мусабаев Т.Т., Смагулов Б.А. Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы Республики Казахстан // Горный журнал Казахстана. 2014. № 1. С. 11–15.
5. Мамахатов Т.М. Прогноз развития нетрадиционных источников углеводородов в мировой энергетике // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2012. № 3. С. 149–154.
6. Есполов И.Т., Аяпбергенов Е.О., Серкебаева С.Б. Особенности реологических свойств высоковязкой нефти при транспортировке по трубопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. №3. С. 35–39.
7. Саенко О.Б., Посевич А.Г., Лозовая С.В., Бабаев Д. Особенности реологических свойств высоковязких нефтей // Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз» «Проблемы нефтегазовой отрасли Республики Казахстан и научный подход к их решению»; Актау, 2015. Вып. 2. С. 153–159.
8. Mullins O.C. The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2008. Vol. 4. P. 393–418. doi:10.1146/annurev-anchem-061010-113849.
9. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов. Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.
10. Шуханова Ж.К., Орынгожин Е.С. Месторождения битуминозных пород в Казахстане // Вестник КазНТУ. 2014. № 1(101). С. 7–9.
11. Саенко О.Б., Рылеев А.А., Лозовая С.В. Изучение свойств нефтей Мангистауского региона и выбор вариантов транспортировки // Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз» «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли»; Актау, 2016. Вып. 3. С. 117–126.

REFERENCES

1. Shaydakov VV, Golubev MV, Khaziyev NN, et al. Fiziko-khimicheskoye vozdeystviye na dobyvaemyuyu produktsiyu neftyanykh skvazhin. *Neftegazovoe delo*. 2004;1:10–13. (In Russ).
2. Nadirov NK. *Vysokovyzkiye nefiti i prirodnye bitумы (Istoriya. Basseyny. Svoystva)*. Almaty: Gylym; 2001. Iss.1. 256 p. (In Russ).

3. Serkebayeva S.B. Issledovaniye reologicheskikh parametrov mangyshlakskey nefi dlya truboprovodnoy transportirovki. Sbornik statey mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii «Nen'yutonovskie sistemy v neftegazovoy otrasli»; 2013; Baku. P. 229. (In Russ).
4. Musabayev TT, Smagulov BA. Sostoyaniye i perspektivy razvitiya mineral'no-syr'evoy bazy Respubliki Kazakhstan. *Gornyy zhurnal Kazakhstana*. 2014;1:11–15. (In Russ).
5. Mamakhatov TM. Prognoz razvitiya netraditsionnykh istochnikov uglevodorodov v mirovoy energetike. *Interekspo Geo-Sibir'*. 2012;3:149–154. (In Russ).
6. Espolov IT, Ayapbergenov EO, Serkebayeva BS. Features of rheological properties of high-viscosity oil at transportation on the pipeline. *THNP*. 2016;3:35–39.
7. Sayenko OB, Posevich AG, Lozovaya SV, Babaev D. Osobennosti reologicheskikh svoystv vysokovyazkikh neftey. Sbornik trudov AO «NIPIneftegaz» «Problemy neftegazovoy otrasli Respubliki Kazakhstan i nauchnyy podkhod k ikh resheniyu». Aktau; 2015. Iss. 2. P. 153–159. (In Russ).
8. Mullins OC. The asphaltenes. *Annual Review of Analytical Chemistry*. 2008;4:393–418. doi:10.1146/annurev-anchem-061010-113849.
9. Lipayev AA. Razrabotka mestorozhdeniy tyazhyolykh neftey i prirodnykh bitumov. Izhevsk: Institute of Computer Science; 2013. 484 p. (In Russ).
10. Shuhanova ZK, Oringoshen ES. Bituminous deposits in Kazakhstan. *Vestnik KazNTU*. 2014;1(101):7–9.
11. Sayenko OB, Ryleyev AA, Lozovaya SV. Izucheniye svoystv neftey Mangistauskogo regiona i vybor variantov transportirovki. Sbornik trudov AO «NIPIneftegaz» «Aktual'nye voprosy neftegazovoy otrasli»; Aktau, 2016. Iss. 3. P. 117–126. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Саенко Ольга Бертовна**

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

Серкебаева Базаргуль Серкебаевна

ORCID [0000-0002-0288-7210](https://orcid.org/0000-0002-0288-7210)

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

Аяпберенов Ерболат Озарбаевич

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

eLIBRARY SPIN-код 8911-5755

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

AUTHORS' INFO

***Olga B. Sayenko**

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

Bazargul S. Serkebayeva

ORCID [0000-0002-0288-7210](https://orcid.org/0000-0002-0288-7210)

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

Yerbolat O. Ayapbergenov

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

eLIBRARY SPIN code 8911-5755

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 502.131.1

ҒТАХР 06.91

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>

Қабылданды: 16.11.2023.

Мақұлданды: 13.06.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

ҚР мұнай-газ саласының «жасыл экономикаға» өтудегі негізгі мәселелері

М.Ж. Сексенбай¹, С. Мұхамеджанұлы²

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

²Қазақстан темір жол көлігі ғылыми-зерттеу институты ЖШС, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қазіргі уақытта пайдалы қазбалар қоры күн сайын қысқаруда, экологиялық проблемалар шиеленісуде, әлемдегі халықтың экономикалық және әлеуметтік жағдайының энергия тапшылығы мен тұрақсыздығы байқалуда. Осы процестерді негіздейтін себептердің ішінде тұтынушылар санының ұлғаюын және табиғи ресурстарды тиімсіз пайдалануды атап көрсетуге болады. Мұндай проблемалардың алдын алудың бір жолы жаңартылатын, баламалы энергия көздерін анықтау және ресурстарды тиімді пайдалану, яғни «жасыл экономикаға» көшу болып табылады.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты елдің «жасыл экономика» тұжырымдамасын орындау арқылы оның әлеуметтік, саяси құндылықтары мен экономикасының жүйелі дамуын қамтамасыз ету арқылы әлемнің дамыған мемлекеттерінің қатарына кіруіне жағдай жасау болып табылады.

Материалдар мен тәсілдер. Зерттеу «жасыл экономика» бағдарламасын іске асыратын елдердің деректерін қорыту және талдау әдістерін пайдалана отырып жүргізілді. Қойылған міндеттерді шешу ҚР «жасыл экономика» тұжырымдамасын салыстырмалы, логикалық және статикалық талдау шеңберінде зерттеудің жалпы ғылыми әдістерін қолдану негізінде жүзеге асырылды.

Нәтижелері. Зерттеу негізгі шарттарға қол жеткізу үшін табиғи ресурстарды үнемді пайдалануға, сондай-ақ жаңартылатын энергия ресурстарын тиімді және ұтымды пайдалануға негізделген технологияларды қолдана отырып, елдің табиғи ресурстарын тиімді пайдалану негізінде халықтың өмір сүру жағдайларын арттыруға бағытталған «жасыл экономика» тұжырымдамасын іске асыру күмен тудырмайтынын көрсетті.

Қорытынды. Жаңартылатын энергия көздерін енгізу экономиканың энергия тиімділігін арттыруға және төмен көміртекті технологияларға көшуге мүмкіндік береді. «Жасыл» экономикаға көшу Қазақстанға өзінің ауқымымен көптеген елдерге әсер еткен экологиялық дағдарысты болдырмауға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: жасыл экономика, әлеуметтік әділеттілік, табиғи ресурстар, жасыл технологиялар, экожүйелер, үнемді қызмет көрсету, цифрлық кен орындары, жаңартылатын энергия көздері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сексенбай М.Ж., Мұхамеджанұлы С. ҚР мұнай-газ саласының «жасыл экономикаға» өтудегі негізгі мәселелері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, № 2, 99–108 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>.

UDC 502.131.1

CSCSTI 06.91

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>

Received: 16.11.2023.

Accepted: 13.06.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Key challenges of the oil and gas industry of Kazakhstan in the transition to a green economy

Mukhamedzhan Zh. Seksenbay, Sabit Mukhamedzhanuly

¹*Dulaty University, Taraz, Kazakhstan*

²*Kazakhstan Scientific Research Institute of Railway Transport LLP, Astana, Kazakhstan*

ABSTRACT

Background: The world's population is currently experiencing a daily decline in mineral resources, aggravating environmental problems and energy deficit, and economic and social instability. The rising number of consumers and the wasteful use of natural resources are two factors contributing to these processes. One strategy to prevent these issues is to find alternative and renewable energy sources and efficiently use resources—the so-called "green economy" transition.

Aim: The aim is to identify the prerequisites for the nation to become one of the developed nations of the world by 2050 by implementing the "green economy" concept and guaranteeing the systematic development of economic, social, and political values of Kazakhstan.

Materials and methods: The research was conducted using generalisation and analysing data from countries implementing the "green economy" programme. The application of general scientific research methods within the framework of a comparative, logical, and static analysis of the Republic of Kazakhstan's "green economy" concept served as the foundation for solving the assigned tasks.

Results: According to the study, the application of the "green economy" concept—which aims to improve living conditions for the populace through the utilising technologies based on the economical consumption of natural resources and the efficient and rational use of renewable energy resources—is unquestionably necessary in order to meet the basic prerequisites.

Conclusion: The introduction of renewable energy sources will improve the energy efficiency of the economy and enable it to move to low-carbon technologies. The transition to a green economy will allow Kazakhstan to avoid the environmental crisis that has already affected many countries.

Keywords: *green economy; social justice; natural resources; green technologies; ecosystems; economical maintenance; digital fields; renewable energy sources.*

To cite this article:

Seksenbay MZ, Mukhamedzhanuly S. Key challenges of the oil and gas industry of Kazakhstan in the transition to a green economy. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):99–108.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>.

УДК 502.131.1

МРНТИ 06.91

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>

Получена: 16.11.2023.

Одобрена: 13.06.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Основные проблемы нефтегазовой отрасли РК при переходе к «зелёной экономике»

М.Ж. Сексенбай¹, С. Мұхамеджанұлы²

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

²Казахстанский научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В настоящее время с каждым днем сокращаются запасы полезных ископаемых, обостряются экологические проблемы, наблюдаются энергодефицит и нестабильность экономического и социального положения населения в мире. В числе причин, обуславливающих данные процессы, можно выделить увеличение числа потребителей и неэффективное использование природных ресурсов. Одним из способов предотвращения появления такого рода проблем является определение возобновляемых, альтернативных источников энергии и эффективное использование ресурсов, т.н. переход к «зелёной экономике».

Цель. Целью данной работы является выявление условий для вхождения страны в число развитых государств мира через обеспечение системного развития её социальных, политических ценностей и экономики путём выполнения концепции «зелёной экономики».

Материалы и методы. Исследование проведено с использованием методов обобщения и анализа данных стран, реализующих программу «зелёной экономики». Решение поставленных задач осуществлялось на основе применения общенаучных методов исследования в рамках сравнительного, логического и статического анализа концепции «зелёной экономики» РК.

Результаты. Исследование показало, что для достижения основных условий не вызывает сомнений реализация концепции «зелёной экономики», направленной на повышение условий жизни населения на основе эффективного использования природных ресурсов страны с применением технологий, основанных на экономном потреблении природных ресурсов, а также на эффективном и рациональном использовании возобновляемых энергоресурсов.

Заключение. Внедрение возобновляемых источников энергии позволит повысить энергоэффективность экономики и перейти к низкоуглеродным технологиям. Переход к «зелёной» экономике позволит Казахстану избежать экологического кризиса, который уже затронул своими масштабами многие страны.

Ключевые слова: зелёная экономика, социальная справедливость, природные ресурсы, зелёные технологии, экосистемы, экономичное обслуживание, цифровые месторождения, возобновляемые источники энергии.

Как цитировать:

Сексенбай М.Ж., Мұхамеджанұлы С. Основные проблемы нефтегазовой отрасли РК при переходе к «зелёной экономике» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, № 2. С. 99–108.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108693>.

Кіріспе

Бүгінде әлемдік мәселеге айналған табиғи қорлардың күннен-күнге азаюы, экологиялық проблемалардың ұшығып, дүние жүзіндегі энергия тапшылығының өсуі мен тұрғындардың әлеуметтік, экономикалық тұрақсыздық көрсеткіштері күннен күнге артып келетіні белгілі. Оның бірден бір себебі әрине тұтынушылардың артуы болса, екіншіден табиғи ресурстарды тиімсіз пайдаланудың әсері деуге болды. Осы мәселелерді болдырмаудың және алдын-алудың негізгі жолы- «жасыл экономикаға» бет бұру, сондықтан бұл жердегі негізгі мәселе баламалы энергия көздерін анықтап, олардың қорларын тиімді әрі ұтымды пайдалану болып табылады [1].

"Жасыл экономика" дегеніміз – елдің әлауқатын арттыруға ықпал ететін, әлеуметтік әділеттілікті қамтамасыздандыратын және қоршаған ортаға тәуелділікті болдырмайтын экономика. Қазақстан 2013 ж. "Жасыл экономикаға" көшу тұжырымдамасын әзірлеп, онда бірінші кезекте экономиканың белгілі бір салаларын реформалауға міндетті түрде бағытталған басым міндеттер ұсынылды, олардың ішінде:

- табиғи ресурстардың тиімділігін жоғарылату;
- тұрғындардың әлауқатын арттыру;
- мемлекеттік инфрақұрылымды жетілдіру.

«Жасыл экономика» тұжырымдамасы сол жылдардағы Қазақстанның – алыс болашақтағы әлеуметтік, саяси құндылықтары мен экономикасының жүйелі дамуы арқылы әлемнің дамыған 30 мемлекетінің қатарына қосылуының негізгі шарты болып табылды. Бұл тұжырымдаманың түбінде – таза, яғни «жасыл» технологиялар жатқаны белгілі. Аталған тұжырымдаманы негізгі үш кезеңге бөлу арқылы іске асыру жолға қойылған:

- алғашқы кезеңде, яғни 2013–2020 жж. аралығында – табиғи қорларды пайдалануды оңтайландыру мен қоршаған табиғатты қорғау қызметін тиімділеу;
- екінші кезеңде, яғни 2020–2030 жж. аралығында табиғи қорларды тиімді пайдалану арқылы заманауи технологияларға негізделген жаңартылатын энергия көздерін енгізу;
- үшінші кезеңде, яғни 2030–2050 жж. аралығында – алдағы екі кезеңдегі негізгі шарттарды орындау арқылы ұлттымыздың экономикасының «үшінші өнеркәсіптік революция» қағидаттарына ауысуын қамтамасыз ету [2].

"Жасыл технологиялар" жалпы – еліміздегі табиғи ресурстарды қорғауға және жерасты қойнауындағы көмірсутегі ресурстарын ұтымды пайдалануға, қазба отындарын тұтынуды азайтуға бағытталған технологиялар; өнімді

қайта өңдеу және қайта пайдалану және қалдықтарды кәдеге жарату, жаңартылатын энергия көздерін пайдалану. Сол себепті ҚР мұнай-газ саласын "Жасыл экономика" тұжырымдамасына көшіруді іске асыру кезінде табиғи ресурстарды тиімді қолданатын және қоршаған ортаға зиян келтірмейтін технологияларды қолдануға тиіспіз.

«Жасыл экономика» сөзінің мағынасы бойынша бүгінде қоғамда түрлі ұғымдар қалыптасқан. Біреулер мұны еліміздің табиғатын жақсартуға бағытталған экономика деп санайды. Басқалары оны жаңа технологиялар, пайда тигізуге бағытталған өзіндік экожүйелердеп ұғынады. Үшіншілері – зияны жоқ экологиялық таза өнімдер алуға арналған дамудың жаңа кезеңі деп санайды. Дененмен, бұл ұғымның шынайы мағынасы осы ойлардың шеңберінде жатыр.

Демек, «Жасыл экономика» дегеніміз еліміздегі шоғырланған табиғи қорларды пайдалануды тиімділеу есебінен қоғамымыздың әлауқатын арттыруға бағытталған, сонымен қатар пайдаланудан қалған, аяққы өнімдерді қайтадан өндірістік циклге қайтаруды қамтамасыз етуге арналған экономика. Алдымен «жасыл экономика» бүгінгі кезде сарқылуға (пайдалы қазбалар – мұнай, газ) жақын қалған энергия ресурсы көздерін тұтынуды үнемдеуге және жағартылатын ресурстарды тиімді пайдалануға бағытталған экономика деп түсіну қажет [3].

Зерттеулерді жүргізу әдістері және шарттары

Бұл тұжырымдаманың негізінде – таза әрі жасыл технологиялар жатқаны белгілі. Сонымен қатар, «ЖЭ» елімізде күрделі экологиялық дағдарыстардың алдын – алуға бағытталған мүмкіндік.

Ал енді осы «ЖЭ» көшу тұжырымдамасы Мұнай-газ саласында қалай іске асырылады, немесе бүгінде қалай іске асып жатқанын қарастырайық.

Ол үшін алдымен елдің саяси және әлеуметтік дамуындағы мұнай-газ саласының рөлін айқындап алуымыз қажет, яғни алдымен, мұнай-газ кешені ел тәуелсіздігінің, оның экономикалық қауіпсіздігі мен ішкі саяси тұрақтылығының басты құрамдас бөлігі екенін, содан кейін, мұнай мен газ халықаралық сауда, ынтымақтастық және бәсекелестік мәні болып табылатынын мойындауымыз қажет. Бұл дегеніміз, тек экономикалық мүдделерді қанағаттандыру ғана емес, сонымен қатар саяси мақсаттарды жүзеге асыру екендігін білдіреді.

Демек, еліміздің «Жасыл экономика» тұжырымдамасына көшуі Қазақстан халқының әл-ауқаты мен тұрмыстық жағдайларын

жақсарту, қоршаған ортаға келтіретін зиянды жүктемесін төмендету әрі табиғи ресурстардың сарқылуының алдын-алу арқылы экономикалық өсудің жаңа негізін құру десек те болады.

Бүгінде еліміздің экономикасының өсуі оның «жасыл бағытына» көшуіне тікелей байланысты екені дәлелденіп отыр.

Алдағы жиырма жылға жуық уақытта Қазақстанда салалық инфрақұрылымды талапқа сай жаңғырту және әрі қарай дамыту көзделіп отыр. Активтердің жалпы көлемінен ғимараттардың 55%-дан астамы, жылу электр станцияларының 40%-ға жуығы 2030 ж. қарай қайта жаңадан салынады деп жоспарлануда. Оған қосымша, автокөліктер паркінің 80%-ға жуығы 2030 ж. қарай жаңартылады. Сонымен, еліміз үшін табиғи ресурстарды тиімді әрі ұтымды қолданатын инфрақұрылымды жаңартуға бірден-бір мүмкіндік туындап тұрғаны анық. Сол себепті, тиісті іс-әрекеттер жасамасақ, мемлекетіміз жақын арада тозығы жеткен әрі бәсекеге қабілетсіз инфрақұрылым проблемасымен бетпе-бет келетініміз айқын.

«Жасыл экономикаға» көшудің келесі негізгі қағидаттарын атап өтуіміз қажет:

- ресурстардың өнімділігін арттыру: себебі бұл көрсеткіш қоршаған ортаға түсетін зиянды әсерді мүмкіндігінше төмендетеді;

- ресурстарды пайдаланудағы жауапкершілікті арттыру: ресурстарды тиімді пайдалану дегеніміз, қоршаған ортаға мониторинг жүргізу әрі бақылауға арналған барлық деңгейдегі мемлекеттік басқарудың жауапкершілігін арттыру дегенді білдіреді;

- анағұрлым дамыған әрі тиімді технологияларды қолдана отырып экономиканы жаңғырту: Қазақстан шамамен алдағы жиырма жылда жалпы ішкі өнімді, өнеркәсіптік өндіріс көлемі мен инфрақұрылымдық нысандарының санын бірнеше есеге арттыруды көздеп отыр. Мұндай жаңартулар экономикада мүлдем жаңа шешімдерді қолдану мүмкіндігін тудырады: бұл өндірістің инновациялық тәсілдері әрі жаңа технологиялар болуы әбден мүмкін;

- табиғи ресурстарды тиімді пайдалану арқылы іс-шаралардың инвестициялық тартымдылығын арттыру дегеніміз, ресурстарды тұтынушы салаларды субсидиялау, көбіне мұндай субсидиялау тиімсіз тұтынуға әкеп соғатындықтан, оларды қысқарту мақсатында ресурстар нарықтарында әділ тариф және баға белгілеуді қамтамасыз етуді білдіреді;

- бірінші кезекте рентабельді іс-шараларды іске асыру: бұл экологиялық жағдайды жақсартуға ғана емес, сонымен бірге экономикалық тұрғыда пайдаға қол жеткізуге жол ашатын жаңа бастамаларға үстемдік беру дегенді білдіреді;

- нарық пен халықтың арасындағы байланысты тиімділеу арқылы экологиялық

мәдениетті қалыптастыру: осы орайда еліміздің білім беру және кадрлар даярлау жүйесіндегі ресурстарды ұтымды пайдалану және қоршаған ортаны қорғау туралы қазіргі білім беру бағдарламаларын жетілдіріп, заман талабына сай әзірлеу қажеттігін тудырады [4].

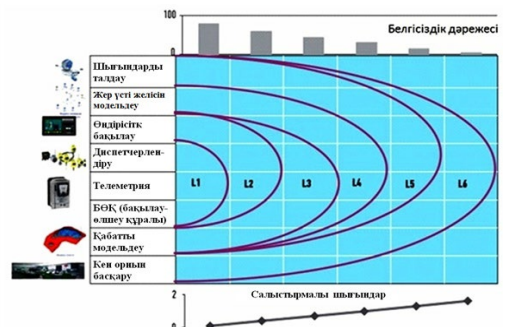
Қаржыға келсек, Тұжырымдама қабылданған кезеңнен бастап 2050 ж. дейін оны іске асыруға арналған тиісті қаржылық тартылымдардың жалпы мөлшері жыл сайын шамамен 3–4 млрд АҚШ долл. құрауға тиіс деп қабылданған. Соның ішінде 2020–2024 жж. арналған инвестициялық қаржылардың жыл сайынғы көлемі жалпы ішкі өнімнің 1,8%-ына тең болуы тиіс, ал ары қарай 2050 ж. дейінгі қаржы мөлшері орта есеппен жалпы ішкі өнімнің 1%-ына жуықтауы болжануда. Осы орайда инвестициялық қаржылардың басым мөлшері жекеменшік инвесторлардың қаражаты есебінен тартылады деп жоспарланған [5].

Зерттеу нәтижелері

Бүгінде әлемде «Ақылды кен орны» (Smart Field) тұжырымдамасын айтуға болады. Ол мұнай-газ саласын жаңа деңгейге шығаруға, өндіруші компаниялардың, тіпті қиын алынатын қорлармен жұмыс істеу кезінде бәсекеге қабілеттілігін қамтамасыздандыру мен қоршаған ортаға деген теріс әсерді төмендетуге бағытталған.

Әлемдегі бірлі-жарым кен орындары ғана фонтанды ұңғыларды пайдаланады, оларда тиімділікті арттыру міндеті соншалықты өзекті емес. Көптеген аймақтарда, әсіресе жер қойнауы туралы айтатын болсақ, «жеңіл мұнай» уақыты артта қалғаны белгілі. Игрелуі жарты ғасыр бұрын басталған бірталай кен орындары қазір құлдырау кезеңінде тұрса, бұл үрдіс тек күшейе түсетіндігі бәрімізге мәлім (сур. 1).

Сондықтан, «Ақылды кен орны» (Smart Field SF)- көмірсутегі өнімдерін өндіру мөлшерін арттыру мақсатында мұнай-газ қабатына әсер етуге жағдай туғызатын бағдарламалар мен техникалық құралдар кешені. Бұл жүйенің түпкі мақсаты көмірсутегі кен орындарын тиімді



Сурет 1. «Ақылды кен орны» жүйесі
Figure 1. Smart Field System

пайдалану, сол арақылы кен орындарының пайдалану мерзімдерін барынша ұзарту идеясы жатыр. Демек, жер қойнауын пайдалануда аяулық танытып, өндіру мөлшерін тиімді шектерде ұлғайтуға арналған.

SF-бағдарламасының қосымша бір маңызды міндеті- жабдықтар мен технологиялық процестердің энергия тиімділігін арттыру. Сондықтан, бұл бағдарламаны енгізу арқылы мұнай-газ компанияларына энергия шығындарын азайтуға көмектеседі және атмосфераға көмірқышқыл газының шығарындыларын азайтады.

Сонымен қатар, SF жеке ұңғыны, дәлірек айтқанда – сорғылардың жұмыс режимдерін – қашықтан телемеханика есебінен басқара алады. Оның қарамағында мұнай мен газды өндіру мен дайындауға қатысты барлық жүйелерді (оның ішінде сығымдағыш сорғы бекеттері, факел жүйелері және т.б. бар. SF қабаттық қысымды ұстап тұру жүйелерін, оның ішінде су жинау станцияларын, оларды есепке алу тораптарын, айдау ұңғымаларын басқара алады; мұнай айдау станциялары мен резервуарлық парктерді диагностикалауға) тиімділеуге мүмкіндік беретін бағдарламалар мен техникалық құралдар бар.

Цзилинь (Jilin) ҚХР – мұнай-газ кен орнының қабаттарына CO_2 көмірқышқыл газын қабатқа айдау жөніндегі CNPC жобасын «Жасыл экономика» тұжырымдамасын дамытудың нақты көрінісі деп айтуға болады. Бұл Цзилинь провинциясы Қытайдың солтүстік-шығысында орналасқан, елдің өнеркәсіптік тұрғыдан дамып келе жатқан өңірлеріне жатады, бұл жерде темір кенінің, молибденнің, уранның қорлары игеріледі, ірі мұнай-химия кәсіпорындары, тыңайтқыштар шығаратын зауыттар, химфармзауыттар жұмыс істейді.

Ондағы көміртегі қос тотығы (CO_2) кен орнының маңында орналасқан химиялық комбинаттардан құбырмен беріледі.

CO_2 қоршаған ортаға үлкен қауіп төндіретіні баршамызға мәлім, себебі көмірқышқыл газы атмосферада баланстың бұзылуына алып келіп қана қоймай, сонымен қатар озон тесігінің пайда болуына тікелей септігін тигізеді. Аталған технологияның жаңашыл сипаты CNPC-дің зиянды CO_2 көлемін тек көдеге жаратып қана қоймай, сонымен қатар өнімді қабаттардың мұнай бергіштігін барынша арттыру. Себебі, CO_2 мұнайда жақсы ериді, ең маңыздысы суға қарағанда тұтқыр ауыр мұнайда 5–10 есе жақсы еритіні дәлелденген. Әсіресе, көмірқышқыл газымен ығыстырудың тиімділігі әлсіз өткізбейтін мұнай қабаттарын игеру үшін қолданылады, қоспаның тұтқырлығы мен тығыздығы диоксидтің әсерінен азаяды. Газ қабатта энергияны арттырып қана қоймайды, сонымен қатар ол мұнайдың аққыштығын арттырады.

Сонымен қатар, Австриялық Solid компаниясының гелиожүйелерін де атап кетуге болады. Оның жабдықтарын ғимаратты тек жылыту үшін ғана емес, сонымен қатар салқындату үшін де пайдалануға болады [6].

Ал словакиялық Ecoscapsule, жобасы автономды режимде магистралды құбырларда пайдалануға болатындығымен қызықтырады. Олар қолданыстағы жабдықтарды коммуникацияларды пайдаланбай-ақ желіде қандай да бір апаттың алдын-алу жұмыстарын жүргізу қажет болған жерлерде қолдануға қолайлы. (Олар күзет бекеттерін, телекоммуникация желілерін қою қажет болған жерлерге, электр энергиясының стационарлық көздерін пайдаланбай-ақ іске асыруға болады).

Сонымен қатар, австриялық мобильді күн қондырғылары, оларды шағайдағы нысандар яғни, (мұнай-газ айдау бекеттері үшін электр беру желілерін тартусыз) қолдануға мүмкіндік туады.

Бұрғылау жұмыстары мұнай-газ кен орындарын іздеу-игеру және өндіру тізбегіндегі ең қымбат буын екені белгілі, ол қымбат болып қала береді де. Дегенмен, мұнда да шығындарды айтарлықтай төмендетуге ықпал ететін технологиялар бар. Солардың бірі шағын диаметрлі ұңғыларды қолдану операциялық шығындар мен күрделі салымдарды 40%-ға жуық төмендетеді, маңыздысы экологиялық таза. Көлденең және көлбеу ұңғымалар көмірсутектерді өнеркәсіптік өндіруді ұйымдастыруда да жиі қолданылуда. Олар ұңғылар санын азайтуға және өндірілетін мұнай көлемін арттыруға көмектеседі. Бұрғылау жабдықтарын жетілдіру бұрғылау уақытын 40%-дан астам қысқартуға әкелуі мүмкін. Мұндағы жаңа технологияларға ұңғының аузындағы бұрғылау ерітіндісінің қысым ағынын басқарумен бұрғылау, бағытталған бұрғылаудың айналымды жүйелері және т.б. [7].

Осырайда әлемдегі озық технологияларды зерделеп, кен орындарымыздың күрделі геологиялық ерекшеліктеріне бейімделетін «жасыл технологияларды» әзірлеу және қолдану қажет.

Бүгінгі таңда көптеген отандық мұнай-газ компаниялары зияткерлік технологиялардың артықшылықтарын түсініп, оларды пайдалану мүмкіндігіне қызығушылық танытуда. Себебі, жаңа технологияларсыз теңіздер мен мұхиттардың терең теңіз кен орындарын, сондай-ақ өте ауыр мұнайды алу және өңдеу мүмкін емес екендігін түсінуде.

Еліміздің мұнай-газ секторының тәжірибесінде қандай технологиялар мен жобалардың енгізіліп жатқанын және болашақта осы бағыттың басымдықтары қандай десек, әрине бүгінде атқарылған жұмыстардан атқарылатын жұмыстардың басым екенін айтуға болады.

Тек осы бағытта алғашқы қадамдар жасаумен шектеліп келеміз [8, 9].

Бүгінде әлем елдерінің алдындағы ең өзекті мәселелерінің бірі – көміртегі шығарындыларын азайту және ұлттық энергетикалық баланста жаңартылатын энергия көздерінің үлесін арттыру!

Ғылыми зерттеулер нәтижелерін талдау

Осы орайда Қазақстан республикасындағы мұнай-газ компанияларының неғұрлым тұрақты дамуына, шығындарды азайтуға және көміртегі шығындарын қысқартуға көмектесетін технологияларды қалыптастыру керектігін анықталды. Ол үшін келесі негізгі қадамдар жасалу қажет:

1. Бар деректерді дұрыс пайдалану.

Деректерді дұрыс талдау арқылы шығындарды азайту, апаттардың алдын-алу және өндірістің қоршаған ортаға кері әсерін төмендету сияқты шараларды іске асыра аламыз.

2. Тұщы суды пайдалануды азайту.

Су, мұнайды өндіру мен бөліп алуға дейінгі түрлі процесстерде маңызды элемент болып табылатыны белгілі. Күн сайын әлемде жүздеген миллион баррель су пайдаланылатынын ескерсек, әлемдік мұнай-газ өнеркәсібі қазіргі уақытта осы судың басым көпшілігін (80-нен 95%ға дейін) қайта өңдеуге мүмкіндік алып отыр, сол үшін біз ең алдымен тұтынатын тұщы су көлемін қысқартуымыз қажет.

3. Суды өңдеу технологияларын жетілдіру.

Өндірісте тұщы суды пайдалануды азайту үшін, суды химиялық тазалауға арналған әлемнің озық технологияларын (рециркуляция) пайдалануға тырысуымыз қажет.

4. Пайдаланудан қалған майды қайта өңдеу.

Әлемде көптеген компаниялар, пайдаланылған майды дизель отынына айналдыратын технологияларды, яғни қайта өңдеу бойынша шағын қондырғыларды пайдаланады. Бұл тәсіл арзан отын көзі болып қоймай, сонымен қатар мұнай қалдықтарын көдеге жарату әдістеріне балама болып табылады.

5. Үдерістерді оңтайландыру / тиімділеу.

Бүгінде неғұрлым үнемді үдерістерді қамтамасыз ету арқылы саланың жалпы тұрақтылығын арттыруға қол жеткізуге болады. Мысалы, жаңа ультрадыбыстық технология компанияларға анағұрлым негізделген және экономикалық тиімді өндірістік шешімдер қабылдауға мүмкіндік жасай отырып, мұнай ұңғыларының ішінде үш өлшемді бейнелер жасауға мүмкіндік береді, ол жұмыстың тиімсіз тұстарын табуға және жоюға көмектесетіні белгілі.

6. Цифрлық кен орындарын құру.

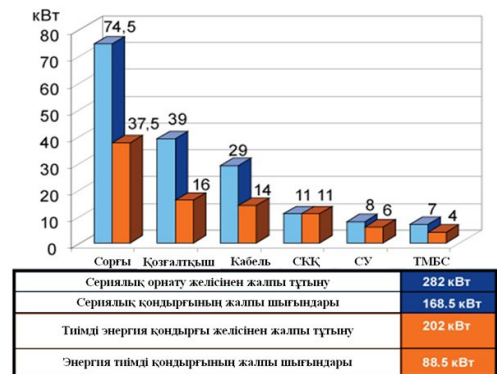
Мұнай-газ саласын цифрландыру «цифрлық мұнай кен орнын» құруға мүмкіндік

берді, бұл соңғы кезде жиі айтылып келетін үдеріс. Деректерді жедел бақылауға, талдауға және пайдалануға мүмкіндік береді, бұл неғұрлым қауіпсіз және анағұрлым тұрақты шешімдер қабылдауға әкеледі.

7. Жаңартылатын энергия көздерін кеңінен пайдалану.

Қазіргі таңда көптеген мұнай-газ компаниялары зиянды шығарындыларды төмендетуге тырыса отырып, көпшілігі жаңартылатын энергия көздері нарығын әртараптандыруға ұмтылып келеді, бұл әрине кәсіпорынның энергия үнемдеуіне мүмкіндік береді сурет 2 [10, 11].

Сонымен қатар, екінші кезектегі энергия көздерін пайдалануда қол жеткізілген табыстар аз емес, соның бір дәлелі ретінде магистралды газ құбырларының жанындағы ГТБ жоғары қысымды газ ағынының энергиясын (7–9 МПа) детандер-генератор арқылы электр энергиясына түрлендіру жобасын айтуға болады, бұл технологиялар энергия ресурстарын үнемдеуде жетістіктерге қол жеткізуге әкелетіні белгілі [12–15].



Сурет 2. Шығындарды азайтуға бағытталған технологиялық көрсеткіштер

Figure 2. Process indicators for cost reduction

Қорытынды

Мұнай-газ саласын жасыл экономикаға өткізудің алғы шарттары ретінде келесі бағыттарды атап өтуге болады.

Жалпы мұнай-газ өндіру секторындағы энергияның басым бөлігі жер үсті инфрақұрылымына және пайдалануда механикаландырылған жабдықтарға жұмсалады, демек осы салаларда шығындарды азайту мақсатында заманауи технологияларды енгізу ең маңызды мақсат.

Еліміздің мұнай-газ саласын «жасыл экономика» тұжырымдамасы талаптарын жүзеге асыру мен табиғи қорларды тиімді пайдалану негізінде «энергия тиімді және

энергия үнемдеуші» технологияларды қалыптастыруымыз қажет.

Заманауи тиімді «жасыл» технологияларды пайдалану арқылы, экономикамыздың мұнай-газ саласын жаңғыртумен қоса көмірсутек ресурстарын тиімді пайдалану, қоршаған ортаның ластануын азайту, көмірсутек шикізатының «стратегиялық қорын» құру.

Әлемдегі көмірсутекті шикізатты пайдаланумен байланысты туындаған көптеген мәселелердің саяси, экономикалық, әлеуметтік және әсіресе экологиялық сипатын ескере

отырып, қоршаған ортаның мұнай өнімдерімен ластану деңгейін төмендету.

Аталған шарттарға қол жеткізу үшін ең алдымен біз табиғи қорларды тиімді пайдалануымыз қажет. Сол арқылы халықтың тұрмыс жағдайын арттыруға бағытталған «жасыл экономика» тұжырымдамасын іске асырып, соның нәтижесінде қазіргі кездегі сарқылып бара жатқан табиғи ресурстарды үнемді пайдалануға және сарқылмайтын табиғи ресурстарды тиімді пайдалануға бағытталған заманауи технологияларды енгізуіміз қажет.

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: Сексенбай М.Ж. – зерттеу тұжырымдамасы, оны жүргізу және қолжазбаны редакциялау; Мұхамеджанұлы С. – зерттеу деректерін жинау, жүйенің сенімділік параметрлерін талдау, түсіндіру және мақаланың электронды нұсқасын дайындау.

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: Mukhamedzhan Zh. Seksenbay – the concept of the study, implementation of research and manuscript revision; Mukhamejanuly Sabit – data collection, analyses of system reliability parameters, interpretation and preparation of the electronic version of the paper.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. *Алинов М.Ш.* Основы зелёной экономики: учеб. пособие для бакалавров, магистрантов и докторантов. Алматы : Бастау, 2016. 340 с.
2. Зеленая экономика: реалии и перспективы в Казахстане. Астана : АО «Самрук Казына», 2018. 36 с.
3. stat.gov.kz [интернет]. Охрана окружающей среды и устойчивое развитие Казахстана 2014–2018. Статистический сборник. Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан [дата обращения: 20.02.2023].
4. nomad.su [интернет]. Инновации в нефтяной и газовой отраслях, реализующих идеи «зелёного моста» и увеличение казахстанского содержания в нефтегазовых проектах [дата обращения 20.08.2023]. Доступ по ссылке: <http://nomad.su/?a=4-201405200013>.
5. controlengrussia.com [интернет]. «Умные» технологии в нефтегазовой отрасли [дата обращения 15.09.2023]. Доступ по ссылке: <https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoj-otrasli/>.
6. *Сексенбай М.Ж.* Основные пути развития газотранспортной системы страны // V Международная научно-практическая конференция «Европа и тюркский мир: наука, техника и технологии»; Май 6–8, 2020; Анкара, Турция. Режим доступа: https://www.regionacadem.org/index.php?option=com_content&view=article&id=878:q-q-6-8-2020-&catid=6:2011-09-05-18-10-49&Itemid=13&lang=pl. Дата обращения: 05.07.2023.
7. tengrnews.kz [интернет]. Зеленая экономика: как сократить вредные выбросы CO2 [дата обращения 08.09.2023]. Доступ по ссылке: <https://tengrnews.kz/money/zelenaya-ekonomika-kak-sokratit-vrednyie-vyibrosyi-co2-496010/>.

8. ecogofond.kz [интернет]. Основные тенденции развития «зелёной» экономики [дата обращения 05.11.2023]. Доступ по ссылке: <https://ecogofond.kz/wp-content/uploads/2022/12/osnavnye-tendencii-razvitiye-zelenoj-jekonomiki.pdf>.

9. Тажубаева Т.Л., Сальников В.Г., Полякова С.Е. Концепция «зелёного офиса» учебного заведения Казахстана // Вестник КазНУ. Серия экологическая. 2015. № 1/1 (43). С. 19–30.

10. sk.kz [интернет]. Зеленая экономика: реалии и перспективы в Казахстане [дата обращения 04.05.2023]. Доступ по ссылке: <https://sk.kz/upload/iblock/3f5/3f5f8e2087688517bcc667eeebc82630.pdf>.

11. Байжолова Р.А., Орынканова Ж.М. Проблемы и перспективы формирования «зелёной экономики» в Казахстане // Вестник университета «Туран». 2019. №1. С. 182–186.

12. Увалиева Ш.Д. Перспективы развития зелёной экономики в Республика Казахстан: глобальные и региональные аспекты // Проблемы современной науки и образования. 2015. № 9(10).

13. liter.kz [интернет]. Казахстанской экономике грозит падение, если не перейти с нефти на добычу газа [дата обращения: 16.06.2023].

14. liter.kz [интернет]. «Зеленая» экономика: мода или необходимость? [дата обращения: 28.04.2023]. Доступ по ссылке: <https://liter.kz/zelenaya-ekonomika-moda-ili-neobhod/>.

15. the-steppe.com [интернет]. Что такое зелёная экономика и нужна ли она Казахстану? [дата обращения: 12.05.2023]. Доступ по ссылке: <https://the-steppe.com/razvitie/chto-takoe-zelenaya-ekonomika-i-nuzhna-li-ona-kazahstanu>.

REFERENCES

1. Alinov MS. *Osnovy zelenoy ekonomiki: ucheb. posobie dlya bakalavrov, magistrantov i doktorantov*. Almaty: Bastau; 2016. 340 p. (In Russ).

2. Zelenaya ekonomika: realii i perspektivy v Kazakhstane. Astana: Samruk Kazyna, 2018. 36 p. (In Russ).

3. stat.gov.kz [Internet]. Okhrana okruzhayushchey sredy i ustoychivoe razvitie Kazakhstana 2014–2018. Statisticheskiy sbornik. Komitet po statistike Ministerstva natsional'noy ekonomiki Respubliki Kazakhstan [cited 20.02.2023]. (In Russ).

4. nomad.su [Internet]. Innovatsii v neftyanyy i gazovyy otasleyakh, realizuyushchikh idei «zelenogo mosta» i uvelichenie kazakhstanskogo soderzhaniya v neftegazovyykh proyektakh [cited 20.08.2023]. Available from: <http://nomad.su/?a=4-201405200013>. (In Russ).

5. controlengrussia.com [Internet]. «Umnye» tekhnologii v neftegazovoy otasley [cited 15.09.2023]. Available from: <https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/umny-e-tehnologii-v-neftegazovoy-otrasli/>. (In Russ).

6. Seksenbay MZ. Osnovnye puti razvitiya gazotransportnoy sistemy strany. V Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Evropa i tyurkskiy mir: nauka, tekhnika i tekhnologii»; May 6–8, 2020; Ankara, Turkey. Available from: https://www.regionacadem.org/index.php?option=com_content&view=article&id=878;q-q-6-8-2020-&catid=6:2011-09-05-18-10-49&Itemid=13&lang=pl. (In Russ).

7. tengrinenews.kz [Internet]. Zelenaya ekonomika: kak sokratit' vrednyye vybrosy CO2 [cited 08.09.2023]. Available from: <https://tengrinenews.kz/money/zelenaya-ekonomika-kak-sokratit-vrednyie-vybrosyi-co2-496010/>. (In Russ).

8. ecogofond.kz [Internet]. Osnovnye tendentsii razvitiya «zelenoy» ekonomiki [cited 05.11.2023]. Available from: <https://ecogofond.kz/wp-content/uploads/2022/12/osnavnye-tendencii-razvitiye-zelenoj-jekonomiki.pdf>. (In Russ).

9. Tazhibaeva TL, Salnikov VG, Polyakova SE. Kontseptsiya «zelenogo ofisa» uchebnogo zavedeniya Kazakhstana. *Eurasian Journal of Ecology*. 2015;1/1(43):19–30. (In Russ).

10. sk.kz [Internet]. Zelenaya ekonomika: realii i perspektivy v Kazakhstane [cited 04.05.2023]. Available from: <https://sk.kz/upload/iblock/3f5/3f5f8e2087688517bcc667eeebc82630.pdf>. (In Russ).

11. Bayzholova RA, Orynkanova ZM. Problemy i perspektivy formirovaniya «zelenoy ekonomiki» v Kazakhstane. *Bulletin of Turan University*. 2019;1:182–186. (In Russ).

12. Uvalieva SD. Perspektivy razvitiya zelenoy ekonomiki v Respublika Kazakhstan: global'nye i regional'nye aspekty. *Problemy sovremennoy nauki i obrazovaniya*. 2015;9(10). (In Russ).

13. liter.kz [Internet]. Kazakhstanskoy ekonomike grozit padenie, esli ne pereyti s nefti na dobychu gaza [cited 16.06.2023]. (In Russ).

14. liter.kz [Internet]. «Zelenaya» ekonomika: moda ili neobkhodimost'? [cited 28.04.2023]. Available from: <https://liter.kz/zelenaya-ekonomika-moda-ili-neobhod/>. (In Russ).

15. the-steppe.com [Internet]. Chto takoe zelyonaya ekonomika i nuzhna li ona Kazakhstanu? ? [cited 12.05.2023]. Available from: <https://the-steppe.com/razvitie/chto-takoe-zelenaya-ekonomika-i-nuzhna-li-ona-kazahstanu>. (In Russ).

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ***Сексенбай Мұхамеджан Жамалбайұлы**

канд. техн. наук

ORCID [0000-0002-6977-9169](https://orcid.org/0000-0002-6977-9169)e-mail: seksenbay61@mail.ru.**Мұхамеджанұлы Сабит**

канд. техн. наук

e-mail: sabitmukhamejanuly@gmail.com**AUTHORS' INFO*****Mukhamedzhan Zh. Seksenbay**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-6977-9169](https://orcid.org/0000-0002-6977-9169)e-mail: seksenbay61@mail.ru.**Mukhamejanuly Sabit**

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: sabitmukhamejanuly@gmail.com.

*Корреспондент автор / Corresponding Author

УДК 665.662
МРНТИ 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>

Получена: 02.02.2024.

Одобрена: 18.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Очистка парового конденсата методом электромагнитной обработки

Т.В. Ковригина, К.Х. Хакимболатова, Т.К. Чалов

Институт химических наук им. А.Б. Бектурова, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Данная работа направлена на снижение жидких отходов в процессе обратноосмотической деминерализации воды с использованием прибора электромагнитной обработки. Побочным эффектом при этом является отложение солей на используемых обратноосмотических мембранах, что уменьшает срок их эксплуатации. Это приводит к уменьшению производительности аппарата, а используемые мембраны, соответственно, подвергаются дальнейшей промывке либо замене. В статье приведены данные о проведении длительных испытаний на территории ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» по эффективности технологии электромагнитной обработки в процессе обратноосмотической очистки конденсата водяного пара для обеспечения минимального объема концентрата (рассола) не более 10% и предотвращения интенсивного отложения солей на обратноосмотических мембранах.

Цель. Целью данной работы является исследование возможности использования прибора электромагнитной обработки для продления срока эксплуатации обратноосмотических мембран при очистке парового конденсата ТОО «Павлодарский нефтехимический завод».

Материалы и методы. Для проведения данной работы был использован электронный преобразователь солей жёсткости «Термит», который обрабатывает воду электромагнитными волнами, чем не только препятствует образованию накипи, но и удаляет накипь, уже имеющуюся в оборудовании.

Результаты. Найдено, что в пробах очищенной воды после прибора электромагнитной обработки в процессе обратного осмоса, общее содержание солей снизилось до 1,26 мг/кг, а содержание железа с 84 до 10 мкг/дм³. При этом рН воды остаётся практически неизменным. Установлено, что удельная электропроводность парового конденсата составила 5,0 мкСм/см, что соответствует значению, не превышающему требуемых норм.

Закключение. Проведённые на территории ПНХЗ испытания по очистке парового конденсата методом импульсной электромагнитной обработки в процессе обратного осмоса показали положительный результат по снижению общего солесодержания, в частности, железа, а также жёсткости воды.

Ключевые слова: очистка сточных вод, опреснение, пилотная установка, паровой конденсат, общее солесодержание.

Как цитировать:

Ковригина Т.В., Хакимболатова К.Х., Чалов Т.К. Очистка парового конденсата методом электромагнитной обработки // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 109–118.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>.

UDC 665.662

CSCSTI 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>

Received: 02.02.2024

Accepted: 18.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article**Steam condensate purification by the electromagnetic treatment method****Tatyana V. Kovrigina, Kamilla Kh. Khakimbolatova, Tulegen K. Chalov***A.B. Bekhturov Institute of Chemical Sciences, Almaty, Kazakhstan***ABSTRACT**

Background: This study is aimed at reducing liquid waste in the process of reverse osmotic demineralization of water using an electromagnetic treatment. A side effect of this is the deposition of salts on the reverse osmotic membranes used, which reduces their service life. This leads to a decrease in the performance of the equipment, and, respectively, the membranes used are subjected to further flushing or replacement. The article presents data on long-term tests conducted by Pavlodar Petrochemical Plant LLP on the effectiveness of electromagnetic treatment technology in the process of reverse osmotic purification of water vapor condensate to ensure a minimum volume of concentrate (brine) of no more than 10% and to prevent intensive salt deposition on reverse osmotic membranes.

Aim: Investigate the possibility of using an electromagnetic treatment device to extend the service life of reverse osmotic membranes during steam condensate purification of Pavlodar Petrochemical Plant LLP.

Materials and methods: For this study, "Termite" electronic hardness salt converter was used, which treats water with electromagnetic waves and not only prevents the formation of scale, but also removes the scale already present in the equipment.

Findings: After being treated with an electromagnetic treatment device in the reverse osmosis process, samples of treated water showed a decrease in total salt content to 1.26 mg/kg and iron content from 84 to 10 $\mu\text{g}/\text{dm}^3$. At the same time, the water's pH virtually stayed the same. The specific electrical conductivity of steam condensate was found to be 5.0 microns/cm, which corresponds to a value that does not exceed the required standards.

Conclusion: Tests on steam condensate purification carried out by the Pavlodar Petrochemical Plant using pulsed electromagnetic treatment in the reverse osmosis process showed a positive result in reducing the total salt content, in particular iron, as well as water hardness.

Keywords: *wastewater treatment, desalination, pilot plant, steam condensate, total salinity.*

To cite this article:

Kovrigina TV, Khakimbolatova KK, Chalov TK. Steam Condensate Purification by the Electromagnetic Treatment Method. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):109–118.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>.

ӨОЖ 665.662
ҒТАХР 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>

Қабылданды: 02.02.2024

Мақұлданды: 18.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Бу конденсатын электромагниттік өңдеу әдісімен тазарту

Т.В. Ковригина, К.К. Кәкімболатова, Т.К. Чалов

Ө.Б. Бектуров атындағы Химия ғылымдары институты, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұл жұмыс электромагниттік өңдеу құралын қолдана отырып, суды кері осмостық деминерализациялау процесінде сұйық қалдықтарды азайтуға бағытталған. Бұл жағдайда жанама әсері пайдаланылатын кері осмостық мембраналарға тұздардың тұндырылуы болып табылады, бұл олардың қызмет ету мерзімін қысқартады. Бұл құрылғының өнімділігінің төмендеуіне әкеледі, ал қолданылатын мембраналар сәйкесінше одан әрі жуылады немесе ауыстырылады. Мақалада «Павлодар мұнай-химия зауыты» ЖШС аумағында су буының конденсатын кері осмостық тазарту процесінде электромагниттік өңдеу технологиясының тиімділігі бойынша концентраттың (тұзды ерітіндінің) ең аз көлемін 10%-дан аспайтын мөлшерде қамтамасыз ету және кері осмостық мембраналарда тұздардың қарқынды тұндырылуын болдырмау үшін ұзақ сынақтар жүргізу туралы деректер келтірілген.

Мақсаты. «Павлодар мұнай-химия зауыты» ЖШС бу конденсатын тазалау кезінде кері осмостық мембраналардың пайдалану мерзімін ұзарту үшін электромагниттік өңдеу құралын пайдалану мүмкіндігін зерттеу болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Бұл жұмысты орындау үшін суды электромагниттік толқындармен өңдейтін «Термит» қаттылық тұздарының электронды түрлендіргіші қолданылды, бұл қақтың пайда болуына кедергі келтіріп қана қоймайды, сонымен қатар жабдықта бар қақты кетіреді.

Нәтижелері. Кері осмосты орнатқаннан кейін тазартылған су сынақтарында тұздардың жалпы мөлшері 1,26 мг/кг-ға дейін, ал темірдің мөлшері 84-тен 10 мкг/дм³-ке дейін төмендегені анықталды. Бұл жағдайда судың рН мәні өзгеріссіз қалады. Бу конденсатының меншікті электр өткізгіштігі 5,0 мкСм/см құрады, бұл қажетті нормалардан аспайтын мәнге сәйкес келеді.

Қорытынды. ПМХЗ аумағында кері осмос процесінде импульсті электромагниттік өңдеу әдісімен бу конденсатын тазарту бойынша жүргізілген сынақтар жалпы тұз құрамын, атап айтқанда темірді, сондай-ақ судың кермектігін төмендету бойынша оң нәтиже көрсетті.

Негізгі сөздер: ағынды суларды тазарту, тұзсыздандыру, пилоттық қондырғы, бу конденсаты, жалпы тұз мөлшері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ковригина Т.В., Кәкімболатова К.К., Чалов Т.К. Бу конденсатын электромагниттік өңдеу әдісімен тазарту // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 109–118 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108717>.

Введение

Известно [1], что соли жёсткости значительно уменьшают срок службы технологического оборудования и понижают эффективность теплового нагрева. В практике существует множество способов для устранения данной проблемы. Электромагнитные и магнитные методы являются хорошей альтернативой классическим методам снижения жёсткости воды, поскольку они неинвазивные, дешёвые, не требуют добавления химических веществ в воду, что благоприятно влияет на окружающую среду.

Проведённые ранее работы способствовали формированию основного решения, связанного с применением электромагнитного поля для равномерного потока ионов солей жёсткости в воде и, соответственно, её очистке. Так, хорошо известно, что повышенная жёсткость воды отрицательно влияет на системы горячего водоснабжения как в бытовых, так и в промышленных теплообменных устройствах. В начале 2000-х гг. значительно возрос интерес к таким темам, как устранение жёсткости воды, предотвращение накипи и другим, связанным с умягчением воды. Это обусловлено необходимостью предотвращения образования накипи, солей жёсткости для высокоэффективных систем теплообмена, а также систем энергосбережения и др.

Известно [2], что повышенное содержание солей жёсткости влияет на качество питьевой воды и делает её непригодной для питья. Во избежание этого применяются различные методы для уменьшения жёсткости воды и образования накипи. Самыми распространёнными являются [3, 4]:

- химическое умягчение;
- использование ингибиторов для предотвращения осадкообразования;
- катионный обмен;
- электромембранная обработка;
- магнитные и электромагнитные методы.

Главная задача современных промышленных предприятий состоит в уменьшении водопотребления и сброса сточной воды в окружающую среду. При этом наличие замкнутых циклов водоснабжения становится приоритетной задачей. Эти мероприятия направлены на минимизацию антропогенного воздействия на окружающую среду [5].

Сегодня человечество стремится свести к минимуму негативное воздействие развития технологий на экологию. Одним из эффективных шагов является использование приборов, полностью безопасных для окружающей среды, что способствует выстраиванию гармоничных отношений между человеком и природой [6, 7]. Данная работа решает все вышеупомянутые

проблемы и направлена на сокращение объёма сточных вод в процессе их деминерализации методом обратного осмоса.

В настоящее время все предлагаемые технические решения должны быть [8]:

- энерго- и ресурсосберегающими;
- экологически безопасными;
- экономически целесообразными;
- высокоэффективными.

В настоящее время мембранные технологии достаточно широко используются из-за своих низких энергетических затрат на процессы фильтрации. Вышесказанное прогнозирует применение мембранных технологий как технологий будущего. Ежегодно объём их использования в экономически развитых странах возрастает на 20–25%. Так, использование мембран в процессах ультрафильтрации и обратного осмоса позволяет концентрировать продукт, очищать раствор и пр. при низком уровне энергопотребления. В связи с этим разработка способов получения новых ионообменных мембран для опреснительного оборудования имеет очень большое практическое значение.

В настоящее время известно [9, 10], что электро- и баромембранные процессы в сочетании с другими инновационными методами могут значительно увеличить их производительность.

Значение мембранной технологии в последние годы заметно возросло, поскольку данная технология способна навести мост, соединяющий промышленность и экологию. Жизненная необходимость широкомасштабного внедрения мембранных процессов определяется такими факторами, как применение в области обеспечения национальной безопасности, решение наиболее острых социально-экономических и экологических проблем: повышение качества воды и возвращение её в голову технологических процессов приведет к росту энергоэффективности и экологичности, а разработка импортозамещающих технологий способствует созданию новых рабочих мест и развитию инфраструктуры промышленных и отдалённых регионов. Это предопределяет перспективы практического использования мембранных технологий в сочетании с другими инновационными методами – гибридных технологий – в ближайшем будущем [11].

В Институте химических наук им. А.Б. Бектурова, в лаборатории ионообменных смол и мембран под руководством академика Национальной академии наук Республики Казахстан Ергожина Е.Е. с начала 2000-х гг. проводились работы по очистке сточных вод различных промышленных предприятий с использованием электрохимических и баро-

мембранных технологий [12, 13]. Применение метода обратного осмоса предоставляет отличную возможность возвращать в производство очищенную воду на различных предприятиях нашей республики.

Целью данной работы является очистка парового конденсата Павлодарского нефтехимического завода (далее – ПНХЗ) с использованием импульсной электромагнитной обработки в процессе обратного осмоса.

Материалы и методы

Для проведения данной работы был выбран прибор настенного типа – электронный преобразователь солей жёсткости «Термит» (рис. 1). Прибор «Термит» обрабатывает воду электромагнитными волнами, чем не только препятствует образованию накипи, но и удаляет накипь уже имеющуюся в оборудовании. Разработчиком является компания «Экосервис Технохим-М» (Россия).

Принцип действия прибора заключается в генерировании электромагнитных волн с постоянно меняющимися длиной, частотой и амплитудой колебания. Поток излучаемых волн передаётся в протекающую по трубопроводу воду по проводам излучателям и концентрируется в месте катушки. В процессе их воздействия изменяется структура отложений на стенках, и они теряют возможность кристаллизоваться и впоследствии осаж-



Рисунок 1. Электронный преобразователь солей жёсткости
Figure 1. Electronic converter of hardness salts

даться на стенках в виде накипи. В конечном итоге они остаются в воде в виде осадка [14].

Принцип действующих электромагнитных приборов умягчения воды заключается в комплексном многофакторном воздействии магнитного поля на растворённые в воде гидратированные ионы металлов, структуру гидратов и водных ассоциатов. В связи с этим меняется скорость электрохимической коагуляции дисперсных заряженных частиц в потоке немагнитической жидкости, и образуются центры кристаллизации одинакового размера. Таким образом, создаваемое динамическое электромагнитное поле изменяет структуру кристаллов солей переменной жёсткости, которые вследствие этого не оседают

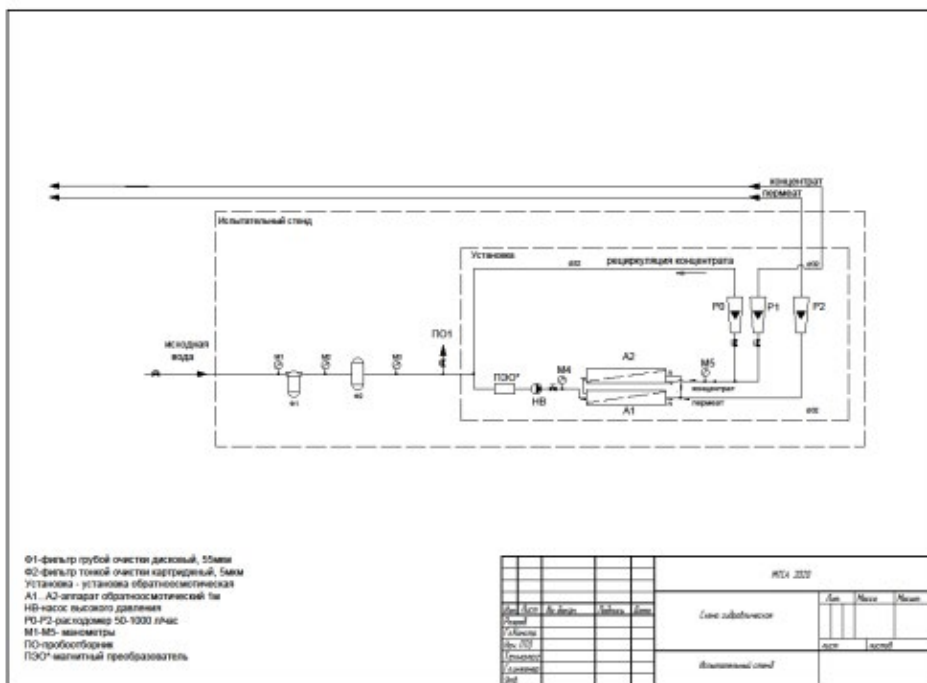


Рисунок 2. Технологическая схема пилотной установки производительностью 300 л/ч
Figure 2. Process flow diagram of a pilot plant with a capacity of 300 l/h

на внутренней поверхности трубопроводов, а уже имеющиеся отложения постепенно разрушаются и удаляются потоком воды.

Результаты и их обсуждение

В ходе выполнения исследований совместно с ТОО «Мембранные технологии» была разработана технологическая схема, а также техническая документация на изготовление пилотной установки производительностью по очищенной воде 300 л/ч (рис. 2).

Описание технологической схемы пилотной установки следующее: исходная вода подаётся на механический фильтр Ф1 с порогом фильтрации 130 мкм, затем на фильтр тонкой очистки Ф2 с порогом фильтрации 5 мкм. Насосом высокого давления (далее – НВ) вода подаётся на два обратноосмотических аппарата А1 и А2. Перед НВ, после точки врезки рециркуляционной линии на трубопроводе устанавливается прибор электромагнитной обработки воды. Расходы концентрата, пермеата и рециркуляции концентрата контролируются



Рисунок 3. Общий вид пилотной установки
Figure 3. General view of the pilot plant

Габариты установки:
1850×800×800. Вес: 100 кг
Dimensions:
1850× 800×800.
Weight: 100 kg



а)

Рисунок 4. Общий вид смонтированной на территории установки ПНХЗ
Figure 4. General view of the unit installed at the Pavlodar Petrochemical Plant

а) вид спереди / front view;
б) вид сзади / back view



б)



Рисунок 5. Фильтр картриджного типа до проведения испытаний
Figure 5. Cartridge type filter before test



а)



б)

Рисунок 6. Фильтр картриджного типа до проведения испытаний
Figure 6. Cartridge type filter before test

а) общий вид / general view; б) в разрезе (вид сверху) / cross-section (top view)



а)

Рисунок 7. Фото изъятых мембранных элементов после проведенных испытаний
Figure 7. Photos of the removed membrane elements after tests

а) в разрезе / cross-section;
б) в развернутом виде / unfolded



б)

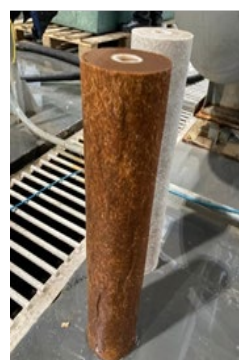


Рисунок 8. Фото фильтрующего элемента после завершения длительных испытаний
Figure 7. Photo of the filter element after completion of long-term tests

Таблица 1. Требуемые нормы к очищенному водяному паровому конденсату
Table 1. Required standards for purified water steam condensate

Показатели качества Quality indicators	Норма Regulatory standard
Прозрачность по шрифту, см, не менее Snellen transparency, cm, not less than	40
Жёсткость общая, мкг-экв/кг Total hardness, µg-eq/kg	5
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг, не более Content of iron compounds (in terms of Fe), µg/kg, not more than	50
Водородный показатель (pH), ед. Potential of hydrogen (pH), units	6,8–7,5
Содержание нефтепродуктов, мг/кг, не более Oil products content, mg/kg, not more	0,3
Удельная электропроводность, мкСм/см Specific electrical conductivity, µSm/cm	5
Взвешенные вещества, мг/кг Suspended substances, mg/kg	отсутствие none

по ротаметрам P1, P2, P0 соответственно. Работа фильтров Ф1 и Ф2 контролируется по перепаду давления (манометры М1–М3). Работа элементов обратноосмотических аппаратов

A1–A2 контролируется по ротаметрам P1, P2, P0 и по перепаду давления на манометрах М4 и М5. Установка работает по проточной схеме, т.е. пермеат и рассол сбрасываются в канализацию.

С целью выполнения дальнейших работ была разработана конструкторская документация и изготовлена пилотная установка (рис. 3).

Общий вид пилотной установки, смонтированной на территории цеха № 8 (установка Е-909) ПНХЗ, представлен на рис. 4.

Испытания смонтированной на территории ПНХЗ пилотной опреснительной установки показали, что в течение первых шести дней произошло загрязнение картриджных фильтров ионами Fe³⁺, вследствие чего установка была остановлена для замены картриджей. Фотографии фильтров до и после проведения испытаний представлены на рис. 5–6.

В табл. 1 представлены требования к очищенному паровому конденсату от ПНХЗ. Результаты проведенных анализов исходного и очищенного паровых конденсатов представлены в табл. 2.

Видно, что в пробах очищенной воды после обратноосмотической установки общее солесодержание снизилось до 1,26 мг/кг,

Таблица 2. Результаты анализа исходного и очищенного парового конденсата
Table 2. Results of analysis of the original and purified steam condensate

Определяемый показатель Indicator to be determined	1-й день Day 1	2-й день Day 2	3-й день Day 3	4-й день Day 4	5-й день Day 5	6-й день Day 6	7-й день Day 7	8-й день Day 8	9-й день Day 9
Общий поток конденсата									
Взвешенные вещества, мг/дм ³ Suspended substances, mg/dm ³	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о	н/о
Железо общее, мкг/дм ³ Total iron, µg/dm ³	68	72	83	62	69	78	84	75	71
Жёсткость общая, мкг-экв/дм ³ Total hardness, µg-eq/dm ³	2,4	0,8	36	9,6	2,4	1,6	1,6	1,6	2,4
Кремниевая кислота, мкг/дм ³ Silicic acid, µg/dm ³	29	23	5	47	35	17	35	5	11
Нефтепродукт, мг/дм ³ Petroleum product, mg/dm ³	0,05	0,07	0,1	0,06	0,05	0,07	0,08	0,04	0,07
pH	6,91	7,02	7,02	6,99	7,35	7,07	6,75	6,96	7,22
Солесодержание, мг/кг Salt content, mg/kg	-	-	3,29	-	-	-	-	-	-
После установки обратного осмоса / After reverse osmosis									
Жёсткость общая, мкг-экв/дм ³ Total hardness, µg-eq/dm ³	1,6	1,6	2,4	0,8	1,6	1,6	1,6	1,6	2,4
pH	6,45	6,59	6,5	6,54	6,32	6,58	6,51	6,35	6,39
Удельная электропроводность, мкСм/см Specific electrical conductivity, µSm/cm	-	5,2	-	-	-	-	-	-	3,8
Железо общее, мкг/дм ³ Total iron, µg/dm ³	84	78	51	43	37	25	19	15	10
Солесодержание, мг/кг Salt content, mg/kg	3,29	-	-	-	1,26	-	-	-	1,26

Таблица 3. Технические характеристики работы обратноосмотической установки
Table 3. Technical characteristics of the reverse osmosis unit

Дата Date	Причина контроля Check reason	$P_{\text{вх.}}$	$P_{\text{вых.}}$	$Q_{\text{перм.}}$	$Q_{\text{конц.}}$	$Q_{\text{рецирк.}}$	$C_{\text{исх.}}$	$C_{\text{вых.}}$
1-й день / Day 1	ПНР commissioning work	6,5	5,0	600	250	108	0,22	0,010
2-й день / Day 2	снижение производительности reduced performance	8,062	7,0	640	300	360	0,22	0,02
3-й день / Day 3	ПНР	8,06	6,0	600	360	360	0,05	0,01
4-й день / Day 4	контроль / check	8,0	7,0	490	360	360	0,05	0,01
5-й день / Day 5	контроль / check	8,0	7,0	490	360	360	0,05	0,01
6-й день / Day 6	контроль / check	8,0	7,0	490	360	360	0,05	0,01
7-й день / Day 7	контроль / check	8,0	7,0	490	360	360	0,05	0,01
8-й день / Day 8	контроль / check	8,0	7,0	500	360	360	0,07	0,02

ПНР – пусконаладочные работы / commissioning work

$P_{\text{вх.}}$ – давление на входе, бар / inlet pressure, bar; $P_{\text{вых.}}$ – давление на выходе, бар / outlet pressure, bar; $Q_{\text{перм.}}$ – производительность пермеата, л/ч / Permeate capacity, l/h; $Q_{\text{конц.}}$ – производительность концентрата, л/ч / concentrate capacity, l/h; $Q_{\text{рецирк.}}$ – производительность рециркуляционной воды, л/ч / recirculation water capacity, l/h; $C_{\text{исх.}}$ – общее содержание растворенных твердых веществ на входе, PPM / Total dissolved solids content at the inlet, PPM; $C_{\text{вых.}}$ – общее содержание растворенных твердых веществ на выходе, PPM / total dissolved solids content at the outlet, PPM

а содержание общего железа с 84 до 10 мкг/дм³. При этом рН воды остается практически неизменным.

Результаты дальнейших испытаний изготовленной пилотной обратноосмотической установки и её технические характеристики представлены в табл. 3. Фото изъятых мембранных и фильтрующих элементов по завершении испытаний пилотной установки представлены на рис. 7–8.

Заключение

Проведённые на территории ПНХЗ испытания по очистке парового конденсата методом импульсной электромагнитной обработки в процессе обратного осмоса показали положительный результат. Установлено, что в пробах очищенной воды общее солесодержание снизилось до 1,26 мг/кг, а содержание общего железа с 84 до 10 мкг/дм³.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было выполнено в Институте химических наук им. А.Б. Бектурова по программе BR21882220 целевого финансирования научных исследований на 2023–2025 г., осуществляемого Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан.

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ковригина Т.В. – написание статьи, сбор пилотной установки, сбор материалов; ХакиMBOLатова К.Х. – написание и редактирование статьи, сбор пилотной установки, проведение испытаний; Чалов Т.К. – анализ и проверка результатов, предоставление консультаций.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was performed at the A.B. Bekturov Institute of Chemical Sciences under the BR21882220 program for targeted financing of scientific research for 2023–2025, carried out by the Science Committee of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan.

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Tatyana V. Kovrigina – writing the article, assembling the pilot plant, collecting materials; Kamilla Kh. Khakimbatolova – writing and editing the article, assembling a pilot plant, conducting tests; Tulegen K. Chalov – analysis and verification of the results, provision of consultations.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мехтиев А.Д., Герасименко Т.С., Сарсикеев Е.Ж. Результаты изменения параметров жёсткости и pH-фактора водопроводной воды города Астана после воздействия на неё постоянными магнитами // Вестник науки Казахского агротехнического университета им. С. Сейфуллина. 2022. № 4 (115). С. 116–124. doi:10.51452/kazatu.2022.4.1254.
2. Moya S.M., Botella N.B. Review of Techniques to Reduce and Prevent Carbonate Scale. Prospecting in Water Treatment by Magnetism and Electromagnetism // *Water*. 2021. Vol. 13, N 17. doi:10.3390/w13172365.
3. Jiang W., Xu X., Lin L., et al. A pilot study of an electromagnetic field for control of reverse osmosis membrane fouling and scaling during brackish groundwater desalination // *Water*. 2019. Vol. 11, N 5. doi:10.3390/w11051015.
4. Lin L., Jiang W., Xu X., Xu P. A critical review of the application of electromagnetic fields for scaling control in water systems: mechanisms, characterization, and operation // *Clean Water*. 2020. Vol. 3, N 25. P. 37–44. doi:10.1038/s41545-020-0071-9.
5. Andrianov A., Orlov E. The assessment of magnetic water treatment on formation calcium scale on reverse osmosis membranes // MATEC Web of Conferences. 2018. Vol. 178. doi:10.1051/mateconf/201817809001.
6. Lazarev S.I., Kovalev S.V., Shestakov K.V. Electrobaromembrane apparatuses: Classification and particular application for wastewater treatment // 2019. Vol. 50. P. 236–249. doi:10.2298/APT1950236L.
7. Radelyuk I., Tussupova K., Yelubay M., et al. Pitfalls of Wastewater Treatment in Oil Refinery Enterprises in Kazakhstan – A System Approach // *Sustainability*. 2019. Vol. 11. P. 1618–1637. doi:10.3390/su11061618.
8. Мартынова О.И., Копылов А.С., Теребенихин Е.Ф., Очков В.Ф. К механизму влияния магнитной обработки на процессы накипеобразования и коррозии // *Теплоэнергетика*. 1979. № 6. С. 39–47.
9. Ергожин Е.Е., Чалов Т.К., Цхай А.А., Ковригина Т.В., Хакимболатова К.Х. Электродиализная опреснительная установка с применением интерполимерных мембран // *Вода: химия и экология*. 2011. № 7. С. 25–32.
10. Воробьев И.В., Кувшинников И.М. Физико-химические и технологические основы глубокой очистки природной воды и промышленных стоков от примесей нефтепродуктов и других органических соединений // *Энергосбережение и водоподготовка*. 2013. № 1. С. 2–6.
11. Латыпов Э.Д., Шавалиев М.Ф. Использование мембран и мембранных технологий для биотехнологических производств // Вестник технологического университета. 2016. Т. 19, № 8. С. 134–138.
12. Ергожин Е.Е., Чалов Т.К., Хакимболатова К.Х. Мембраны и мембранные технологии. Алматы : Институт химических наук им. А.Б. Бектурова, 2017. 260 с.
13. Патент РК № 23162/ 15.11.10. Бюл. № 11. Ергожин Е.Е., Чалов Т.К., Ковригина Т.В., Хакимболатова К.Х., Бегенова Б.Е., Изатбеков Е.У. Способ получения интерполимерных мембран.
14. Мосин О.В. Магнитные аппараты для обработки воды // *Сантехника, отопление, кондиционирование*. 2011. Т. 6, № 114. С. 24–27.

REFERENCES

1. Mehdiyev AJ, Gerasimenko TS, Sarsikeev EZ. results of changes in the parameters of hardness and pH-factor of tap water in astana after exposure to permanent magnets. *Herald of Science of S. Seifullin Kazakh Agro Technical University*. 2022;4(115):116–124. doi:10.51452/kazatu.2022.4.1254.
2. Moya SM, Botella NB. Review of Techniques to Reduce and Prevent Carbonate Scale. Prospecting in Water Treatment by Magnetism and Electromagnetism. *Water*. 2021;13(17). doi:10.3390/w13172365.
3. Jiang W, Xu X, Lin L, et al. A pilot study of an electromagnetic field for control of reverse osmosis membrane fouling and scaling during brackish groundwater desalination. *Water*. 2019;11(5). doi:10.3390/w11051015.
4. Lin L, Jiang W, Xu X, Xu P. A critical review of the application of electromagnetic fields for scaling control in water systems: mechanisms, characterization, and operation. *Clean Water*. 2020;3(25):37–44. doi:10.1038/s41545-020-0071-9.
5. Andrianov A, Orlov E. The assessment of magnetic water treatment on formation calcium scale on reverse osmosis membranes. MATEC Web of Conferences. 2018;178. doi:10.1051/mateconf/201817809001.
6. Lazarev SI, Kovalev SV, Shestakov KV. Electrobaromembrane apparatuses: Classification and particular application for wastewater treatment. *Acta Periodica Technologica*. 2019;50:236–249. doi:10.2298/APT1950236L.
7. Radelyuk I, Tussupova K, Yelubay M, et al. Pitfalls of Wastewater Treatment in Oil Refinery Enterprises in Kazakhstan – A System Approach. *Sustainability*. 2019;11:1618–1637. doi:10.3390/su11061618.

8. Martynova OI, Kopylov AS, Terebenikhin YF, Ochkov VF. K mekhanizmu vliyaniya magnitnoy obrabotki na protsessy nakipeobrazovaniya i korrozii. *Teploenergetika*. 1979;6:39–47. (In Russ).
9. Ergozhin YY, Chalov TK, Tskhay AA, et al. Elektrodiyaliznaya opresnitel'naya ustanovka s primeneniye interpolimernykh membran. *Voda: khimiya i ekologiya*. 2011;7:25–32. (In Russ).
10. Vorobyev IV, Kuvshinnikov IM. Fiziko-khimicheskiye i tekhnologicheskiye osnovy glubokoy ochistki prirodnoy vody i promyshlennykh stokov ot primesey nefteproduktov i drugikh organicheskikh soedineniy. *Energoberezhniye i vodopodgotovka*. 2013;1:2–6. (In Russ).
11. Latypov YD, Shavaliyev MF. Ispol'zovaniye membran i membrannykh tekhnologiy dlya biotekhnologicheskikh proizvodstv. *Herald of Technological University*. 2016;19(8):134–138. (In Russ).
12. Ergozhin EE, Chalov TK, Hakimbolatova KH. *Membrany i membrannyye tekhnologii*. Almaty: A.B. Bekhturov Institute of Chemical Sciences; 2017. 260 p. (In Russ).
13. Patent RK № 23162/ 15.11.10. Byul. № 11. Ergozhin EE, Chalov TK, Kovrigina TV, Hakimbolatova KH, Begenova BE, Izatbekov EU. Sposob polucheniya interpolimernykh membran. (In Russ).
14. Mosin OV. Magnitnyye apparaty dlya obrabotki vody. *Santekhnika, otoplenie, konditsionirovanie*. 2011;6(114):24–27. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ковригина Татьяна Васильевна

канд. хим. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0001-6073-1946](https://orcid.org/0000-0001-6073-1946)

Scopus Author ID 23389403900

e-mail: kovriginatat@mail.ru.

***Хакимболатова Камила Хакимболатовна**

канд. хим. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-4520-5830](https://orcid.org/0000-0002-4520-5830)

Scopus Author ID 23389542200

e-mail: ics_kamila@mail.ru.

Чалов Тулеген Каменович

докт. хим. наук, профессор

ORCID [0000-0002-7204-9490](https://orcid.org/0000-0002-7204-9490)

Scopus Author ID 10041096000

e-mail: chalov.45@mail.ru.

AUTHORS' INFO

Tatyana V. Kovrigina

Cand. Sc. (Chemistry), professor (associate)

ORCID [0000-0001-6073-1946](https://orcid.org/0000-0001-6073-1946)

Scopus Author ID 23389403900

e-mail: kovriginatat@mail.ru.

***Kamilla Kh. Khakimbolatova**

Cand. Sc. (Chemistry), professor (associate)

ORCID [0000-0002-4520-5830](https://orcid.org/0000-0002-4520-5830)

Scopus Author ID 23389542200

e-mail: ics_kamila@mail.ru.

Tulegen K. Chalov

D. Sc. (Chemistry), professor

ORCID [0000-0002-7204-9490](https://orcid.org/0000-0002-7204-9490)

Scopus Author ID 10041096000

e-mail: chalov.45@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

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

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи

на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (эдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр.

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.

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. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FTAXP)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, межстрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Tүйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение»

и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный 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 be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full

names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English,

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

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) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split)

[eco-vector.com/index/pages/view/references_split](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. **ӨОЖ¹, FТАХР², 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.**

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, 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 шрифтпен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

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 шрифтіңде, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. Суреттер мен кестелердегі мәтін Arial шрифтіңде, 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»).

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 мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. Авторлар туралы ақпаратта авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 30.06.2024 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Жарқын Ко»
010000, г. Астана, пр. Абая, 57/1. Тел.: +7 (7172) 21-50-86. www.zharkyn.kz

Республика Казахстан,
1050064, г. Астана,
БЦ Изумрудный квартал,
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»
тел.: 8(7172) 60-90-26
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: vestnik-ngo.kz