

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(4), 2024

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 6, № 4 (2024)

Астана 2024

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

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

Editorial board
Kazakhstan journal for oil and gas industry

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

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

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

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 6, № 4 (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 Наганалиулы,
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@kmge.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 2

ГЕОЛОГИЯ

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.

Пермские эвапоритовые комплексы мира. Краткий обзор
возможных аналогов кунгурских отложений Прикаспийского
мегабассейна 8

**Джумагалиева А.К., Нысангалиева Ш.О., Ахметов Д.А.,
Сагиндыков К.И., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С.,
Мурзагалиева Ж.С.**

Особенности выделения и природа низкоомных
нефтенасыщенных коллекторов среднеюрских отложений
месторождения Акшабулак Центральный Южно-Торгайского
нефтегазоносного бассейна 25

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вэй С., Сарсенбекулы Б., Кан Н., Чжан Г.

Устойчивость амфифильного полимера к эмульгированию
при химическом заводнении 39

**Бухарбаева А.Н., Асанов К.Б., Башев А.А., Джаксылыков Т.С.,
Марданов А.С.**

Перспективы повышения эффективности гидроразрыва
пласта с использованием высокотехнологичных пропантов
на месторождениях Атырауского региона 49

Утемисова Л.Г., Мерембаев Т.Ж., Бекбау Б.Е.

Возможность применения современного метода
прогнозирования отказов скважин на месторождениях
АО НК «КазМунайГаз» 68

**Жантурин Ж.К., Арыстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К.,
Медетов Ш.М., Абишев М.Н.**

Обзор методов оценки эффективности геолого-технических
мероприятий в нефтегазодобыче 78

БУРЕНИЕ

Яремко А.В., Карабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М.

Полимеркатионные буровые растворы для строительства
скважин в сложных горно-геологических условиях 87

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В.

Новая технология интегральной нейтрон-нейтронной
цементометрии для контроля состояния цемента при любом
заполнении скважин 98

НЕФТЕХИМИЯ И ПЕРЕРАБОТКА

**Сейтенова Г.Ж., Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сергеев Я.,
Борашова М.**

Интеграция термо-, гидродинамических, кинетических факторов
в математическом моделировании процесса каталитического
риформинга 112

**Требования к статьям научно-практического журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»** 132

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2024;6(4)

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@kmge.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

Syngayevskiy P.Ye., Khafizov S.F.

Permian evaporites strata of the World: a brief review of possible analogs of the Kungurian sediments of the Pre-Caspian megabasin 8

Dzhumagaliyeva A.K., Nyssangaliyeva Sh.O., Akhmetov D.A., Sagindykov K.I., Mardanov A.S., Jaxylykov T.S., Murzagaliyeva Zh.S.

Features of isolation and nature of low-resistivity oil-saturated reservoirs of Middle Jurassic deposits of the Akshabulak Central field of South-Torgai oil and gas basin 25

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Wei X., Sarsenbekuly B., Kang N., Zhang G.

Emulsification stability of an amphiphilic polymer for chemical flooding 39

Bukharbayeva A.N., Assanov K.B., Bashev A.A., Jaksylykov T.S., Mardanov A.S.

Prospects for enhancing hydraulic fracturing efficiency through the use of advanced proppants in the Atyrau region fields 49

Utemissova L.G., Merembayev T.Zh., Bekbau B.Ye.

Exploring modern methods for predicting well failures in the fields of NC «KazMunayGas» JSC 68

Zhanturin Zh.K., Arystanaliyev Ye.U., Zaidemova Zh.K., Medetov Sh.M., Abishev M.N.

Overview of assessment methods for the effectiveness of geological and technical measures in oil and gas production 78

DRILLING

Yaremko A.V., Karabalin U.S., Yussubaliyev R., Gaydarov A.M.

Polymercationic Drilling Fluids for Well Construction in Challenging Mining and Geological Conditions 87

Polyachenko L.B., Polyachenko A.L., Yegurtsov S.A., Ivanov Yu.V.

New Integral Neutron-Neutron Logging for Cement Integrity Analysis of any backfilling 98

PETROCHEMISTRY AND OIL REFINING

Seitenova G.Zh., Dyussova R.M., Zhakmanova Ye.A., Sergeevs Ya., Borashova M.

Integration of Thermo-, Hydrodynamic, and Kinetic Factors in the Mathematical Modeling of the Catalytic Reforming Process 112

Requirements for submitting articles for the publication in the “Kazakhstan journal for oil & gas industry” Journal of Research and Practice 134

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

6 том, № 4 (2024)

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

Құрылтайшы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор

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

Редакциялық 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.

Өміралиев Б.Т., техн. ғылым.
докт.

Мұнара А., геология жөніндегі
PhD

Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт.

Нұртаева Г.К., пед. ғыл, докт.
хим. ғылым. канд.

Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)

Ағзамов Ф.А., техн. ғылым.
докт. (Ресей)

Абилхасимов Х.Б., геол.-мин.
ғыл. докт.

Габдуллин М.Т., физ.-мат.
ғылым., канд. плазма физикасы
жөніндегі PhD

Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)

Атқарушы хатшы

Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

Почталық мекенжайы:

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

website: vestnik-ngo.kz

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

Мазмұны

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы 4

ГЕОЛОГИЯ

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.

Әлемнің пермь эвапорит кешендері. Каспий маңы бассейнінің
кунгур шөгінділерінің ықтимал аналогтарына қысқаша шолу 8

**Жұмағалиева А.К., Нысанғалиева Ш.О., Ахметов Д.А.,
Сағындықов К.И., Марданов А.С., Жақсылықов Т.С.,
Мырзағалиева Ж.С.**

Оңтүстік Торғай мұнай-газ кешенінде орналасқан Орталық
Ақшабұлақ кенорнының юра шөгінділеріндегі меншікті кедергісі
төмен мұнаймен қаныққан коллекторларды оқшалау
және олардың табиғатын зерттеу 25

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Вэй С., Сәрсенбекұлы Б., Кан Н., Чжан Г.

Химиялық суландыру кезінде амфифилді полимердің
эмульгацияға төзімділігі 39

**Бұхарбаева А.Н., Асанов К.Б., Башев А.А., Жақсылықов Т.С.,
Марданов А.С.**

Атырау аймағындағы кен орындарында жоғары технологиялық
проппантарды пайдалану арқылы жерасты қабаттарын
сұйықтықпен жару тиімділігін арттыру перспективалары 49

Өтемісова Л. Г., Мерембаев Т.Ж., Бекбау Б.Е.

«ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ кен орындарында ұңғымалардың істен
шығуын болжаудың заманауи әдісін қолдану мүмкіндігі 68

**Жантурин Ж.К., Арыстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К.,
Медетов Ш.М., Әбишев М.Н.**

Мұнай газ өндірісіндегі геология-техникалық шаралардың
тиімділігін бағалаудың әдістеріне шолу 78

БҰРҒЫЛАУ

Яремко А.В., Қарабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М.

Күрделі тау-кен геологиялық жағдайларда ұңғымаларды салуға
арналған полимеркатионды бұрғылау ерітінділері 87

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В.

Ұңғымаларды кез келген толтыру кезінде цементтің күйін
бақылауға арналған интеграцияланған нейтронды-нейтрондық
цементометрияның жаңа технологиясы 98

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨңДЕУ

**Сейтенова Г.Ж., Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сергеев Я.,
Борашова М.**

Каталитикалық риформинг процесін математикалық
модельдеудегі термо-, гидродинамикалық, кинетикалық
факторлардың интеграциясы 112

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-
практикалық журналының мақалаларына қойылатын
талаптар 136

УДК 553.98
МРНТИ 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>

Получена: 25.07.2024.
Одобрена: 29.11.2024.
Опубликована: 31.12.2024.

Научный обзор

Пермские эвапоритовые комплексы мира. Краткий обзор возможных аналогов кунгурских отложений Прикаспийского мегабассейна

П.Е. Сынгаевский¹, С.Ф. Хафизов²

¹*Chevron, г. Хьюстон, Техас, США*

²*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

АННОТАЦИЯ

Эвапоритовые комплексы пермского возраста описаны, кроме Прикаспийского и Чу-Сарысуйского, во многих бассейнах: Амазонском (Амазонас и Солимос), Паранаиба, Пермском мегабассейне (Делавэр, Мидланд), достаточно хорошо изученные области развития формации Цехштейн в средней Европе и Орн – в северной, Хуфф (Khuff) на Аравийском полуострове и т.д. В статье рассматриваются особенности формирования (их сходства и различия) наиболее хорошо изученных среди этих толщ, а также обсуждаются вопросы глубины палеобассейнов на момент начала и завершения формирования эвапоритовых толщ.

Корректное определение глубин палеобассейнов очень важно, поскольку оно отражается на результатах прогноза нефтегазоносности, в первую очередь, за счёт влияния на термобарические условия, в которых находятся все основные элементы углеводородных систем, в частности, нефтегазоматеринские толщи. Изучение аналогов позволяет относиться критически к результатам расчетов по конкретным бассейнам. В статье отмечается, что большинство из рассмотренных комплексов имеют мелководно-морскую или континентальную природу, что отличает их от Прикаспийского мегабассейна, где соли подстилаются глубоководными отложениями. Тем не менее они дают важную информацию для уточнения его модели и последующего прогноза нефтегазоносности.

Ключевые слова: эвапоритовый комплекс, солеродный бассейн, пермский период, суперконтинент Пангея, циклостратиграфия, глубина палеобассейна.

Как цитировать:

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Пермские эвапоритовые комплексы мира. Краткий обзор возможных аналогов кунгурских отложений Прикаспийского мегабассейна // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 8–24. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>.

UDC 553.98
CSCSTI 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>

Received: 25.07.2024.

Accepted: 29.11.2024.

Published: 31.12.2024.

Review article

Permian evaporites strata of the World: a brief review of possible analogs of the Kungurian sediments of the Pre-Caspian mega-basin

Pavel E. Syngaevsky¹, Sergey F. Khafizov²

¹*Chevron, Houston, Texas, USA*

²*Gubkin University, Moscow, Russia*

ABSTRACT

Evaporites of the Permian age, except for the Pre-caspian and Chu-Sarysu basins, have been described in many basins: Amazonian (Amazonas and Solimos), Paranaiba, Permian mega-basin (Delaware, Midland), well-studied areas of development of the Zechstein Formation in middle Europe and the Orn Formation in northern Europe, Khuff on the Arabian Peninsula, etc. This article discusses the peculiarities of the formation of the most studied strata, highlighting their similarities and differences, as well as the depth of paleo-basins at the beginning and completion of the evaporite strata formation. Accurate estimation of paleo-basin depths is essential, as it affects the results of prediction of oil and gas occurrence. This is primarily due to its influence on the thermobaric conditions affecting the key components of hydrocarbon systems, particularly, hydrocarbon source strata. The study of analogs allows for a thorough analysis of the results obtained from calculations specific to each basin. The article emphasizes that most of the complexes being examined are of shallow-marine or continental nature, which distinguishes them from the pre-Caspian mega-basin, where salts are situated beneath deep-water sediments. However, these complexes offer valuable insights that can help refine the model and improve subsequent prediction of oil and gas occurrence.

Keywords: *evaporite complex; salt basin; Permian period; Pangaea supercontinent; cyclostratigraphy; paleobasin depth.*

To cite this article:

Syngaevsky PE, Khafizov SF. Permian evaporites strata of the World: a brief review of possible analogs of the Kungurian sediments of the Pre-Caspian mega-basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):8–24. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>.

ӨЖ 553.98
ГТАХР 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>

Қабылданды: 25.07.2024.

Мақұлданды: 29.11.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Ғылыми шолу

Әлемнің пермь эвапорит кешендері. Каспий маңы бассейнінің кунгур шөгінділерінің ықтимал аналогтарына қысқаша шолу

П.Е. Сынгаевский¹, С.Ф. Хафизов²

¹*Chevron, Хьюстон қаласы, Техас, АҚШ*

²*И.М. Губкин атындағы мұнай және газ РМУ (ФЗУ), Мәскеу қаласы, Ресей*

АННОТАЦИЯ

Пермь жасындағы эвапорит кешендері Каспий маңы мен Шу-Сарысу кешендерінен басқа көптеген бассейндерде сипатталған: Амазонка (Амазонас және Солимос), Паранаиба, Пермь мегабассейні (Делавэр, Мидленд), Орталық Еуропадағы және солтүстіктегі Орн, Араб түбегіндегі Хуфф (Хуфф) және т. б. Цехштейн формациясының дамуының жақсы зерттелген салалары. Мақалада осы қабаттардың арасында жақсы зерттелген қалыптасу ерекшеліктері (олардың ұқсастықтары мен айырмашылықтары) қарастырылады, сонымен қатар эвапорит қабаттардың пайда болуы басталған және аяқталған кездегі палеобассейндердің тереңдігі мәселелері талқыланады.

Палеобассейндердің тереңдігін дұрыс анықтау өте маңызды, өйткені ол мұнай-газды болжау нәтижелерінде, ең алдымен, көмірсутек жүйелерінің барлық негізгі элементтері, атап айтқанда мұнай-газ-аналық қабаттар орналасқан термобариялық жағдайларға әсер ету арқылы көрінеді. Аналогтарды зерттеу белгілі бір бассейндердегі есептеу нәтижелеріне сыни көзқараспен қарауға мүмкіндік береді. Мақалада қарастырылған кешендердің көпшілігі таяз теңіз немесе континенттік сипатқа ие екендігі атап өтіледі, бұл оларды Каспий маңындағы мегабассейннен ерекшелендіреді, мұнда тұздар терең теңіз шөгінділерімен қапталған. Дегенмен, олар оның моделін нақтылау және мұнай мен газдың кейінгі болжамы үшін маңызды ақпарат береді

Негізгі сөздер: эвапорит кешені, солерод бассейні, Пермь кезеңі, Пангея суперконтиненті, циклостратиграфия, палеобассейн тереңдігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Әлемнің Пермь эвапорит кешендері. Каспий маңы бассейнінің кунгур шөгінділерінің ықтимал аналогтарына қысқаша шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 8–24 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108770>.

Введение

Метод аналогий был и остаётся одним из самых надёжных способов получения знаний о Земле. Как правило, речь идет об идентификации объектов, имеющих сходную историю структурно-тектонического развития, что позволяет предположить и некоторую общность геологического строения, что актуально для перенесения представлений, полученных при анализе хорошо изученных объектов, на те объекты, информации о которых недостаточно. Прикаспийский мегабассейн, несомненно, относится к таковым. Несмотря на 125-летнюю историю более или менее систематического изучения, значительная территория его разреза, особенно в наиболее погруженной центральной части, остаётся практически неисследованной. Авторы уже обращались к теме использования аналогов [1], предлагая в качестве таковых бассейны Тарим (Китай), Каннинг (Австралия), бассейн Мексиканского залива и Пермский (США); последний был выбран в качестве наиболее близкого и изученного.

В то же время далеко не все особенности строения укладываются, главным образом, в историю тектонического развития, имея при этом существенное влияние, например, на формирование и функционирование углеводородных систем и вообще распределение полезных ископаемых. К таковым, в частности, относятся наличие периодов существования солеродных бассейнов и их специфика по отношению к возможным аналогам. Мощнейший соленосный комплекс Прикаспийского мегабассейна формировался в основном в конце раннепермского времени, но оказывал значительное влияние на условия осадконакопления практически до завершения триасового периода.

Пермо-триасовый интервал геологической истории был временем достаточно экстремальных условий, связанных с необычно тёплым климатом и засушливыми условиями на огромных территориях, которые вместе с избыточной вулканической активностью привели к нескольким кризисам животного и растительного мира. В это время на территории суперконтинента Пангея (рис. 1) были широко распространены системы солёных озёр с повышенной кислотностью, а на погружениях окраин формировались глубокие области авлакогенов (будущих седиментационных бассейнов). Это подтверждается различными глобальными реконструкциями [2–5].

Анализ обширной базы данных по 760 осадочным бассейнам мира показал, что эвапоритовые комплексы чаще всего встречаются в депрессиях пассивных окраин и предгорных прогибах. Всего было выявлено 369 стратиграфических интервалов с этими разностями с двумя отчётливыми максимумами в позднепермское и поздне триасовое время [7].

Области с мощными толщами эвапоритов пермского периода описаны в центральной Европе и на западе России. К основным объектам следует отнести раннепермские соляные отложения Баренцева моря (свита Орн), кунгурские разрезы Прикаспийской впадины, верхнепермские комплексы Цехштейна в Германии и бассейне Северного моря. Отмечаются хорошо задокументированные различные разрезы юго-запада США, группа Фенгченг Джунгарского бассейна (Китай) и свита Хуфф Ближнего Востока (рис. 2).

В триасе эвапориты связаны преимущественно с рифтовыми бассейнами Северной Америки, Африки и Европы, хотя возрастные границы во многих из них определены неточно [7]. Раннетриасовые и, возможно, верхнепермские разности описаны на восточном побережье Северной Америки (плато Блэйк и трог Каролины) и в бассейне Сычуань в Китае. Сюда же, вероятно, следует отнести и разрезы среднего триаса Южной Америки, верхнетриасовые в Мозамбике, на Ближнем Востоке и в Северной Африке.

Следует также отметить, что площади, занимаемые многими пермскими солеродными бассейнами, были не меньше, а зачастую и больше, чем площадь Прикаспийского бассейна (около 500 тыс. км²).

Эвапоритовые системы пермского времени

Свита Хуфф (P-T), Аравийский полуостров

Свита Хуфф, датируемая пермо-триасовым временем, выходит на поверхность в центральной части Саудовской Аравии, вдоль ориентированного с севера на юг пояса протяжённостью более 1200 км (рис. 3). Её средняя мощность составляет 170 м. В строении снизу вверх по разрезу выделяют 5 последовательных пачек: Аш-Шикка (ранее Унайзах), Хукаиль, Духайсан, Мидхнаб и Хартам. В основании свиты отмечается региональная поверхность несогласия с протерозойским фундаментом или нижнепалеозойскими отложениями. В кровле её согласно перекрывает региональная покрывка – свита Судуар, представленная преимущественно глинистыми разностями с прослоями ангидритов, глинистых карбонатов и песчаников, откладывавшихся в условиях приливо-отливных равнин, лагун и глинистого побережья. Свита датируется нижнетриасовым (оленекским, 251,2–247,2 млн лет) возрастом. Тектонически условия формирования этих комплексов связаны с пассивной континентальной окраиной, покрытой обширной шельфовой областью [9].

Пачка Аш-Шикка сложена тёмно-зелёными и буровато-красными разноцветными песчанистыми аргиллитами с прослоями гипса и желтовато-серыми песчанистыми доломитами в основании. Местами отмечаются оползни, окрашенные в более ярко-бурые цвета оксидами

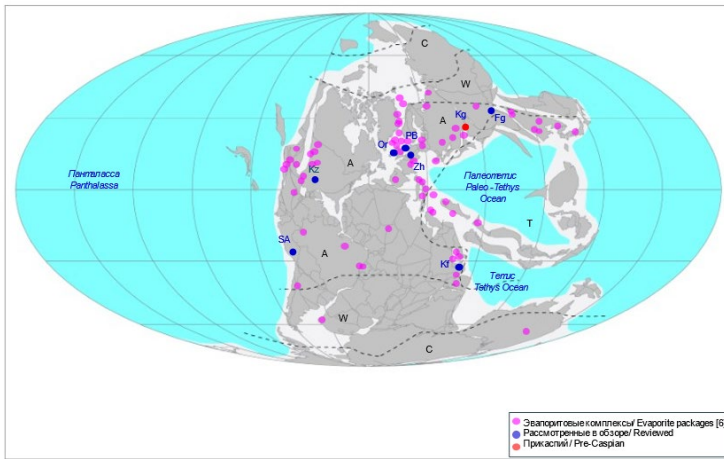


Рисунок 1. Положение основных эвапоритовых комплексов средне-позднепермского возраста (климатические зоны по Boucot [6]; палеоконтиненты в проекции Молвейде по Scotese [3])
Figure 1. Position of the major evaporite complexes of Middle-Late Permian age (climatic zones according to Boucot [6]; paleocontinents in the Molweide projection according to Scotese [3])

Климатические зоны: А – аридные; С – холодные; Т – тропические; W – теплые.

Разрезы: Fg – Фаэнчен; Kf – Хуфф; Kg – Кунгур (Прикаспий); Kz – Канзас (Северная Америка); Or – Орн (Баренцево Море); PB – порт Белфаст; SA – Южная Америка; Zh – Цехштейн (Европа)

Climatic zones: A – arid; C – cold; T – tropical; W – warm.

Sections: Fg – Faengchen; Kf – Khuff; Kg – Kungur (Caspian Sea); Kz – Kansas (North America); Or – Orm (Barents Sea); PB – Port of Belfast; SA – South America; Zh – Zechstein (Europe).

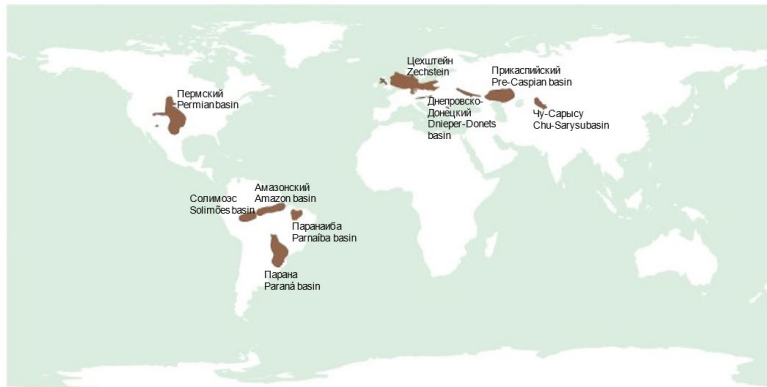


Рисунок 2. Положение основных эвапоритовых комплексов средне-позднепермского возраста [8]
Figure 2. Position of the major evaporite complexes of Middle-Late Permian age [8]

железа. В средней части присутствуют светлосерые мелкозернистые песчаники с косой слоистостью. В кровле отмечаются глинистые биокластические доломиты с водорослевыми прослоями и трещинами усыхания. Возраст пачки – среднепермский (капитанский, соответствует северодвинскому ярусу татарского отдела 264,3–259,5 млн лет). Суммарная мощность до 35 м, условия отложения – соляные марши и континентальные лагуны приливной полосы.

Пачка Хукайль мощностью 30–40 м представлена чередованием голубовато-серых гранулярных биообломочных доломитов, в кров-

ле – со следами биотурбации и зеленоватыми, желтоватыми доломитистыми и гипсовыми аргиллитами. Обстановки осадконакопления – различные участки себх, местами попадавших под воздействие приливов и отливов.

Пачка Духайсан мощностью 13,5 м залегает на частично переработанной поверхности отложений Хукайль. Она представлена светлыми глинистыми доломитами с прослоями биокластики и пелоидных включений в основании. Средняя часть пачки – глинистая, сложена доломитистыми и гипсоносными, светло-серыми до белого, аргиллитами. В кровельной части

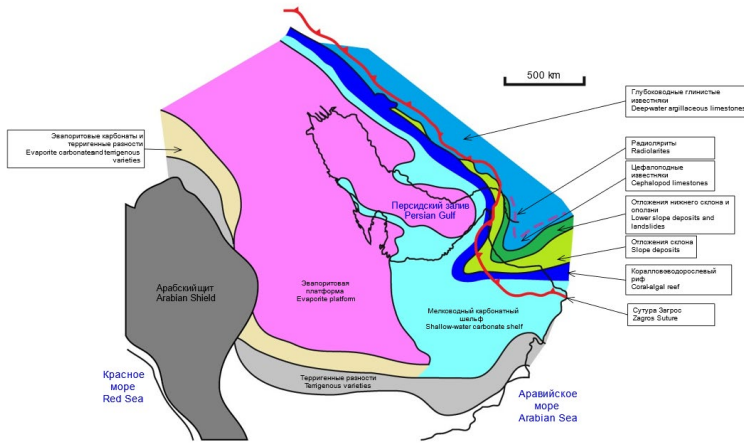


Рисунок 3. Основные лито-фациальные комплексы свиты Хуфф, Аравийской плиты и Ближнего востока [10]

Figure 3. Major litho-facial complexes of the Khuff Formation, Arabian Plate and Middle East [10]

встречены плитчатые, светлые, мелкозернистые, пелоидные известняки со следами биотурбации, водорослевыми прослоями и трещинами усыхания. Условия формирования – приливно-отливная полоса с ограниченным влиянием моря, в основании возможно влияние литоральной области.

Мидхнаб общей мощностью в 60 м, преимущественно глинистого состава, с прослоями известняков лагунного происхождения, глинистых и/или обогащенных гипсом желтоватых или голубоватых доломитов. В основании отмечается двухметровый конгломератовый прослой переработанных доломитовых известняков. Обстановки осадконакопления связаны с обширной и хорошо ограниченной от воздействия открытого моря шельфовой областью с многочисленными лагунами. Возраст определен как чансингский (вятский, 254,1–251,9 млн лет), верхняя пермь.

Разрез свиты Хуфф завершается группой пластов Хартан мощностью около 37 м. В ней выделяются две части. Нижняя (15 м) сложена пелоидными известняками, ракушечниками и доломитистыми аргиллитами, обогащенными терригенным материалом песчано-алевролитовой размерности. Отмечаются прослой охристых, железистых биокластических доломитов. Этот интервал относится к самой верхней перми. На ней согласно залегает вторая часть, датированная нижним триасом (индский ярус, 251,9–251,2 млн лет), мощностью более 30 м. Триасовые разности представлены чередованием доломитов, в различной степени заглинизированных и кальцитизированных, и известняков ракушечного, оолитового и микрокристаллического (строматолитового) типов. Условия формирования – преимущественно приливно-отливная полоса побережья и смежные литоральные области.

Свита Фэнчен (С-Р), Джунгарский бассейн, Северо-Западный Китай

Сравнительно недавно появились результаты работ, указывающие на существование эвапоритовых комплексов верхнего палеозоя в бассейне Джунгар, расположенном на северо-западе Китая. Согласно последним данным, возраст этих отложений определен как верхнекаменноугольный – раннепермский (касимовско-ассельский, 305–296 млн лет [11]). Их накопление происходило в серии грабенов растяжения и в условиях хорошо стратифицированных пересоленных озер. Данные геохимии указывают на вероятную их связь с вулканической активностью региона, которая внесла заметный вклад в формирование отложений карбоната натрия – трон (двойных солей, содержащих карбонат и гидрокарбонат натрия $\text{Na}_2(\text{CO}_3) \cdot \text{Na}(\text{HCO}_3) \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) – и последующее частичное замещение на вегшейдерит $\text{Na}_3[\text{CO}_3(\text{HCO}_3)]_2$ и нахколит (NaHCO_3). На границе каменноугольного и пермского периодов, во время позднепалеозойского оледенения Джунгарский бассейн находился на отметках 45–50 N от палеоэкватора. Данные палеогеографии (обширные области озёр) и глобальные реконструкции позволяют предположить существование здесь относительно тёплого и засушливого климата.

Геохимические материалы (биомаркеры) указывают, что общие условия формирования этой свиты связаны с областями анокисии в пересоленных стратифицированных обширных лагунах. Здесь выделяются три последовательные пачки (цикла) седиментации, в верхней из которых отмечается влияние притоков более пресных вод и связанной с ними органики. Центральная область лагуны находилась под воздействием гидротермальных источников, а окраинные области – вероятной вулканической

активности, выраженной в поступлении обильного глинистого материала и повышении уровня кислорода.

Свита Эвапориты Порта Белфаст, Северная Ирландия (P–T?)

Породы этой свиты мощностью около 180 м выделяются в бассейне Ларни, расположенном в Северной Ирландии. Этот палеобассейн представляет собой вытянутую с северо-востока на юго-запад структуру, образовавшуюся в карбоне на древнем терреине Мидлендская Долина и, по сравнению с другими палеозойскими разрезами, ещё недостаточно изученную. Подстилающие свиту эвапориты порта Белфаст породы представлены песчанистыми известняками свиты Магнезиальные известняки с обилием гастропод и двустворок [12]. Эвапориты порта Белфаст датируются гваделупским – лопингианским возрастом (264–259,5 млн лет, северодвинский ярус татарского отдела) преимущественно на основании мiosпоровых комплексов, перекрывающих их аргиллитов толщ Уайт-Брей. Точная граница перми и триаса в этих разрезах пока не проведена.

Среди литологических разностей в разных количествах присутствуют ангидриты, гипсы, аргиллиты, алевролиты, оолитовые и микритовые известняки и брекчии. В 2015 г. здесь, в графстве Антрим, была пробурена опорная скважина Айлендмейджи. В ней для изучения солёности пермского разреза отобрали 177,5 м керна, в составе которого были обнаружены аргиллиты, ангидрит, каменная соль (преимущественно галит) и базальты. В настоящее время детали фотографии, петрографические отчёты и оставшийся каменный материал (около 25% керна было использовано) находятся в кернахранилище Геологической службы Северной Ирландии в г. Белфаст¹.

Результаты детального седиментологического, геохимического и спектрального анализов этого разреза, выполненных в Университете Западной Вирджинии (США), показали наличие слоистого галита (до 67% разреза), а также ангидрита и аргиллита в подчинённых количествах (порядка 2%). Эти разности пересекали интрузии базальтового состава, которые составляли до 3% общей мощности. Остальные 26% разреза остались неохарактеризованы каменным материалом. Пласты галита характеризуются постепенной сменой окраски снизу вверх по разрезу от мутной светло-серой к розовой, отдельные слои от 0,5 до 1,5 см и содержат разнообразные осадочные текстуры. Эвапоритовый разрез завершает толща ангидрита [13]. Встречаются три типа кристаллов галита: а) шевронные, растущие на дне;

б) корнетовые «кульковые», растущие на дне; в) «цветущие» корки поверхности. Первые два типа начинают своё формирование на плоской поверхности и нарастают вверх; в них отмечается обилие газожидких и глинистых включений. Также в них редко встречаются тонкие глинистые прерывистые покровы – корки. По всему разрезу в галите отмечены многочисленные твёрдые включения кристаллов силвина. Отдельные вертикальные цилиндрические трубки – вероятно, полости выщелачивания – выполнены чистым галитом. Глинистые разности присутствуют в некоторых прослоях с резкими контактами в кровле и подошве. Массивные аргиллиты сложены зёрнами алевролитовой размерности, окатанными и отсортированными, с окраской от тёмно-серой до кирпично-красной. В других интервалах встречаются обильная волнистая и прерывистая слоистость, интракласты, косая слоистость восходящей ряби и трещины усыхания. В качестве диагенетических изменений присутствует цементация и заполненные галитом трещины.

Вулканические интрузии тёмного, почти чёрного цвета, на контакте с галитом – зелёного, представлены базальтом. Вмещающие породы вокруг них покрыты сетью трещин, в отдельных случаях базальты также трещиноваты, а трещины в них выполнены галитом. Обстановка осадконакопления интерпретируется как обширное солёное озеро (или система озёр), окружённое глинистыми равнинами, и относится к континентальному типу. Воды жидких включений относятся к непродолжительным мелководным водоёмам приповерхностных областей.

Свита Орн С3-P2-3, Норвежский сектор Баренцева моря

Свита получила свое название от норвежского слова «оёрн» – «орёл», вероятно, из-за того, что на северном побережье встречается, по крайней мере, три вида этой птицы. Мощность меняется от 150 до 200 м, а в погружённых частях возрастает до 1000 м. Представлена преимущественно мелководно-морскими разностями карбонатной платформы и переслаиванием карбонатов и эвапоритов в более дистальных бассейновых частях. В карбонатах присутствует значительное количество биоты тёплых вод с преобладанием небольших фораминифер, фузулинд и кальцитовых водорослей. В разрезах также отмечаются остатки лилий (криноидей), мшанок, брахиопод и кораллов. Терригенные породы выделены в незначительных количествах, а ритмичное строение толщи связано с чередованием карбонатных, а в более дистальной части – карбонатных и эвапоритовых разностей.

¹ Геологическая служба Северной Ирландии (Geological Survey Northern Ireland) — отделение Министерства экологии Северной Ирландии, в котором работают ученые из Британской Геологической Службы (British Geological Survey). Служба предоставляет профессиональные, технические и научные исследования, услуги по обработке данных и управлению архивами, чтобы информировать о развитии экономики Северной Ирландии и помочь защитить ее окружающую среду. <https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/gsnif/>

Литологически отложения свиты представлены известняками, доломитами и эвапоритами с подчинённым количеством мергелей и аргиллитов, приуроченных к верхней части разреза. Отмечаются доломитовые ваккиты и плотные разности (баундстоуны) с обилием водородослевых фрагментов, которые интерпретируются как рифовые постройки (холмы). С ними связаны интервалы зернистых разностей с ангидритовой цементацией и желваками, интерпретируемые как образования протяжённой карбонатной платформы.

В более глубокой и мощной части разреза свита сложена светло-серыми и коричневатыми доломитистыми аргиллитами и плотными пакстоунами. Они чередуются со светло-серыми и белыми ангидритами, доля которых заметно возрастает в сторону депоцентра. По данным керна ряда скважин, в основании отмечаются толщи ритмичного переслаивания тёмных, зеленовато-серых карбонатных аргиллитов и светло-серых известняков, обогащённых животными остатками и кремнистыми конкрециями. Они постепенно замещаются на тонкие чередования доломитов, в осадочной массе – с преобладанием галита.

По данным комплексной интерпретации сейсморазведки, свита Орн формировалась в результате частых колебаний уровня моря с большой амплитудой [14]. Области терригенной седиментации оказывались погружёнными, и на их месте в условиях мелководья начиналось формирование разнообразных комплексов карбонатных платформ. Вверх по разрезу они сменялись на комплексы полупустынных побережий, представленных себкхами, с которыми связаны мощные доломитовые глинистые толщи с ангидритовыми желваками. В более погружённых частях отмечаются рифовые образования, полученные в результате наложения друг на друга нескольких построек. Их разделяют интервалы переслаивания карбонатов (при высоком стоянии уровня моря) и ангидритов (при последующем понижении). В центральных частях палеобассейнов, в результате частичной или почти полной изоляции формировались отложения солей (галита).

Крупное затопление, произошедшее на границе ассельского и сакмарского веков (293,5 млн лет), привело к смене режима седиментации на платформах. Верхняя часть свиты характеризуется ритмичными переслаиваниями с преобладанием мергелей внешних частей шельфа и ваккитов, переходящих в плотные пакстоуны. Результаты переработки сейсмички и скважинных данных позволили выделить в пределах Норвежского сектора Баренцева моря (Финской платформы) 7 глубоко расположенных грабенов каменноугольного возраста, в 5 из которых обнаружены эвапориты, расположенные стратиграфически выше толщи [14].

Эвапоритовые комплексы пермского возраста Южной Америки

Бассейн Солимоес находится на севере Бразилии, где занимает площадь более 600 тыс. км², из которой около 400 тыс. км² связано с палеозойскими отложениями. Вместе с расположенным на востоке бассейном Амазонас он образует отчётливую внутриконтинентальную структуру, ориентированную с запада на восток. Протяжённость этой депрессии оценивается в 2500 км при ширине в 500 км и мощностях осадочного чехла до 5000 м. Большая часть этих бассейнов находится в труднопроходимой тропической области южноамериканской сельвы. Восточная оконечность обособляется в отдельный суббассейн Джуруа, в котором выявлены промышленные залежи углеводородов.

Здесь выделяются 4 крупных цикла палеозойских комплексов, разделённых поверхностями несогласия [15]. На начальной стадии каменноугольно-пермского цикла здесь происходило отложение субконтинентальных комплексов. В основании развиты покровы эоловых песчаников свиты Джуруа, которые вверх по разрезу переходят в ритмичную толщу (1300 м), чередования карбонатов и эвапоритов свиты Карауари. Последовательность завершается толщей флювиальных и красноцветных лагунных разностей, объединённых в свиту Фонте Боа. Во время этого цикла первый раз за свою историю обе структуры – Солимоес и Амазонас – были объединены в палеобассейн.

Бассейн Амазонас (Амазонский) расположен на севере Бразилии и занимает площадь в 500 тыс. км². Его осадочные породы залегают на докембрийских разностях Гайянского щита, а на юге – Центрально-Бразильского щита, выходящего на поверхность по краям. Породы фундамента представлены в основном извержёнными и метаморфическими разностями, однако на западе здесь также присутствуют протерозойские рифты, выполненные аллювиальными, флювиальными и лагунными породами группы Пурус. Максимальная мощность осадочного чехла в центральной части оценивается в 5000 м. Верхнепалеозойский цикл начинается здесь в раннем пенсильвании (323,2 млн лет, башкирский ярус) и объединён в группу Тапахос, сходную по строению с циклом бассейна Солимоес. В основании развиты покровы эоловых песчаников свиты Монте Алегре, перекрытых карбонатами и эвапоритами свит Итайтуба и Нова Олинда максимальной мощностью до 1600 м, где в подчинённых количествах присутствуют песчано-глинистые прослои. Разрез завершает красноцветная толща свиты Андира пермского возраста.

Бассейн Паранаиба находится на северо-востоке Бразилии, где занимает площадь в 600 тыс. км². Он представляет собой депрессию округлой формы, с максимальными мощ-

ностями отложений в центральной части до 3500 м. Этот бассейн по периметру окружён практически непрерывной последовательностью обнажений, которые позволяют детально изучить разрез палеозоя. Это достаточно сложная в тектоническом плане структура, в которой пересекаются трансразильская зона разлома и океаническая зона разломов Романш. В пределах Паранаибского палеобассейна они были выражены в виде широкой полосы поверхностных и глубинных деформаций и контролировали древние авлакогены и депоцентры палеозоя.

Осадочный разрез бассейна Паранаиба состоит из трёх палеозойских и двух мезозойских комплексов. Пермский этап его развития связан со структурной перестройкой и сменой обстановок седиментации. Форма депоцентра меняется с продолговатого грабена на более изометричную – округлую. При этом накопление отложений происходит во внутриконтинентальной депрессии с ограниченной циркуляцией и постепенным возрастанием палеотемператур. Группа Балкас пермско-триасового возраста представлена обломочно-эвапоритовыми разностями: мелко- и среднезернистыми песчаниками, бурыми аргиллитами с подчинённым количеством известняков и оолитов, белыми ангидритами с желтоватыми песчаниками свиты Педра де Фоги. Эвапоритовые разности также присутствуют в свите Мотика, которую перекрывают золотые песчаники свиты Самбайба.

В бассейне Парана, расположенном в центральной части Бразилии и распространяющемся на территорию соседних стран (Парагвай, Аргентина, Уругвай), выделяется 6 крупных литостратиграфических мегациклов. В основании первого суперцикла (Гондвана-1), залегающего в нижней части 7000 м разреза осадочного чехла, описана мощная толща гляциогенных тиллитов, конгломератов и турбидитов позднекаменноугольного – раннепермского возраста. За ней следуют комплекс дельтовых песчано-глинистых разностей с углями артинско-кунгурского возраста (свиты Рио-Бонито и Палермо, 290,1–273 млн лет) и битуминозные сланцы с известняками и эвапоритами (свита Ирати). Этот разрез также завершается мощной толщей красноцветов Рио до Расто флювиального и лагунного происхождения.

Эвапоритовые комплексы пермского возраста Северной Америки

В пермское время большую часть юго-запада Северной Америки покрывало обширное мелководное внутреннее море, которое простиралось на север от западного Техаса до северо-западного Канзаса. Относительно медленное, но непрерывное опускание всех частей этого широкого палеобассейна привело к отложению мощных толщ красноцветов и эвапоритов, представленных чередованием доломитов, гипсов и ангидритов, калийных солей

и галита. Эвапоритовые комплексы пород отличаются здесь значительными толщинами с широким распространением и выдержанностью по латерали. Общая мощность отложений пермского периода в некоторых частях доходит до 2000 м, а отдельные подразделения, состоящие преимущественно из гипса, ангидритов и солей, меняются от 60 до 500 м. Наиболее древние эвапоритовые разности находятся на севере Пермского мегабассейна и в общем случае становятся все более молодыми в направлении на юг. Основные области накопления солей (выделяются в эвапориты группы Веллингтон) в раннепермское (280 млн лет, P1) время располагались на территории современного Канзаса и северо-запада Оклахомы. Они затем смещаются на юг и к концу пермского и раннепалеозойского времени (273 млн лет, P2) находятся в западной Оклахоме и предгорьях Техаса. Здесь выделяются свиты со значительной долей эвапоритов: нижний Кларк Форк / Симмарон (Ясная Развилка), верхний Кларк Форк / Симмарон и Сан-Андреас / Блейн. Наконец, в позднепалеозойское и мезозойское (лопингианское) время (259,5–251,9 млн лет, P2–P3) они переходят в западный Техас и юго-восточные области штата Нью-Мехико, где формируют свиты Артезия, Кастилия, Саладо и Растлер. Эвапориты представляют значительную экономическую ценность и разрабатываются открытым и/или шахтным способом. Галит добывается на 18 месторождениях, гипсы – на 15, калийные разности – на 5 подземных шахтах возле г. Карлсбад.

Пермский мегабассейн включает в себя несколько структур (бассейнов, сводов и платформенных участков) меньшего ранга. Основная часть депрессий была сформирована во время палеозойских деформаций Уачита и заполнялась терригенными, карбонатными и эвапоритовыми разностями в течение пенсильванского (323,2–298,9 млн лет, С3) и пермского времени [16]. Мегабассейн располагался на юго-западной окраине суперконтинента Пангея и, согласно палеогеографическим построениям, раскрывался на юго-запад, откуда в него поступали морские воды. В каждом из входящих в него палеобассейнов – Пало Дуро, Мидлан, Делавэр и Вал-Верде – после отложения карбонатно-терригенных комплексов начиналось накопление эвапоритовых разностей (рис. 4). Из-за различия в обстановках осадконакопления в Пермском мегабассейне есть возможность изучать целый спектр литофаций эвапоритов, сформировавшихся на различных глубинах, а также их последовательную смену. Многие соляные комплексы разрабатываются и/или используются как природные резервуары для захоронения отходов, поэтому пермские разрезы задокументированы очень хорошо.

В большинстве шельфовых интервалов отмечается определённая ритмичность фор-

мирования смешанных комплексов. В основании расположены преимущественно морские карбонатные разности, которые постепенно переходят в более пересолённые условия, в которых отлагались ангидриты, гипс и, наконец, галит. Такие циклы часто завершаются литофациями континентального типа с редким воздействием морских вод – глинисто-галитовым смесями и терригенными красноцветами [19]. Отдельные циклы хорошо прослеживаются от типично морских условий к эвапоритовым, поэтому полагают, что области шельфа со смешанной седиментацией были в определённой степени доступны воздействию открытого моря, и следовательно, уровень воды в них контролировался локальной эвстатикой. Присутствия локальных баров и отмелей на преимущественно карбонатном шельфе оказывалось достаточно для удержания рассолов, из которых выпадали гипс и галит. По мере заполнения пространства аккомодации находившиеся на севере пониженные участки характеризовались циклами, в которых часто отсутствуют нижние карбонатные разности, гипсы отмечаются преимущественно в тонких прослоях, а перекрывающие галиты, напротив, увеличены в мощности и содержат меньше глинистых прослоев.

Палеотопографический анализ материалов бассейна Делавэр показал наличие значительного рельефа между депоцентром и шельфом – от 300 до 550 м [20]. Шельфо-

вые области со всех сторон были окружены рифогенными комплексами, объединёнными в группу Капитан (Эль-Капитан). Отложенные в центральной части палеобассейна эвапориты свиты Кастил очоанского возраста (примерный эквивалент вятского яруса, 254,1–251,9 млн лет) не сопоставляются с осадками шельфового склона или сходными интервалами соседних погружённых участков, что, вероятно, говорит либо о полной изоляции этой территории и падении уровня локального бассейна ниже Мирового океана, либо о формировании этих соленосных толщ на дне глубокого палеобассейна [21]. В пользу первого предположения – глубокий палеобассейн с мелководными эвапоритами – говорит вероятный современный аналог таких условий – Долина смерти (пример современного бассейна-раздвиг), предлагаемый в качестве примера многими исследователями. Однако по данным Геологической службы, максимальная глубина этого объекта составляет всего 85 м ниже уровня Мирового океана.

Детальный анализ морфологии эвапоритовых тел в бассейне Делавэр указывает на их формирование в условиях стратифицированного водоёма, а их литологический состав уникален и не встречается в других палеодепрессиях Пермского мегабассейна. Регионально развитые пласты-маркеры мощностью до 1 м сложены богатым органикой кальцитом. Они интерпретируются как отложения коротких

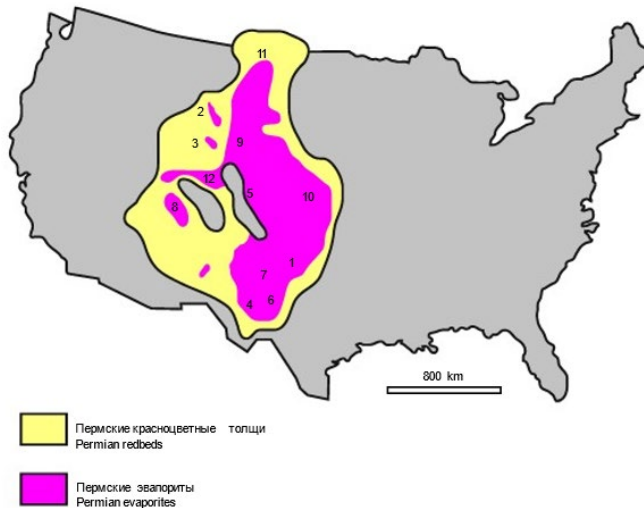


Рисунок 4. Распространение толщ красноцветов и эвапоритовых комплексов Пермского возраста, континентальная часть США [17, 18]
Figure 4. Distribution of redbeds and evaporite complexes of Permian age in the continental United States [17, 18]

Цифрами обозначены бассейны: 1 – Анадарко, 2 – Биг Хорн (Большой Рог), 3 – Грин Ривер (Зеленая Река), 4 – Делавэр, 5 – Денвер, 6 – Мидланд, 7 – Пало Дуро, 8 – Парадокс, 9 – Паудер (Пороховой), 10 – Салина, 11 – Уиллистон, 12 – Юинта. 1, 4, 6 и 7 объединены в Пермский мегабассейн.
 Numbers indicate the following basins: 1 – Anadarko, 2 – Big Horn, 3 – Green River, 4 – Delaware, 5 – Denver, 6 – Midland, 7 – Palo Duro, 8 – Paradox, 9 – Powder, 10 – Salina, 11 – Williston, 12 – Uinta. 1, 4, 6 and 7 are grouped into the Permian mega-basin.

периодов максимального притока морской воды, когда эвапориты не выпадали или растворились. В пользу быстрого формирования солей в условиях мелководья также говорят кристаллические текстуры и ленточные прослои различных включений, интерпретируемые как годовые и/или сезонные циклы.

Свита Веллингтон (Wellington) и пачка Хатчинсон (Hutchinson), Канзас, США

Пачка солей Хатчинсон мощностью 110 м использовалась для различных промышленных целей более 50 лет. Галит добывали шахтным способом, а в искусственно созданных полостях хранили запасы природного газа и вещества, требовавшие пониженной влажности. Этот разрез достаточно хорошо изучался, начиная с 1960-х гг. XX в., в т.ч. с точки зрения седиментологии и состава морских вод позднепермского времени. Особое внимание различных специалистов Комиссии атомной энергетики² было связано с вопросами возможного захоронения высокорadioактивных отходов. Для оценки этого проекта в Канзасе было пробурено несколько скважин со сплошным отбором кернового материала. Помимо солей, в свите присутствуют пачки известняков Холленберг и Карлтон, расположенные ниже, и перекрывающая пачка Милан. Возраст свиты относится к раннепермскому (нижняя часть леонардской эпохи, 290–280 млн лет, что соответствует артинскому и кунгурскому ярусу).

В соли Хатчинсон выделяется до пяти различных лито-фациальных типов пород: основную массу составляет слоистый галит, в подчинённых количествах отмечаются аргиллиты, смятый (перемещённый) галит, переслаивания гипсов и ангидритов и смятые (перемещённые) гипсы и ангидриты [13]. В разрезе отсутствуют карбонаты и практически не выявлены растительные и/или животные остатки. Слоистый галит сложен чередованием толщиной от 0,3 до 1 см тёмно- и светло-серых разностей, изредка с розовыми прослоями из-за красноцветных глинистых включений. В глинистых разностях отмечаются самые разнообразные текстуры: интракластовые включения, слоистость восходящей ряби, различная косая и прерывистая волнистая слоистость, пластичные деформации, брекчии, текстуры отжатия вод и следы эрозии. В структуре слоистого галита присутствуют два типа кристаллов: более крупные донного роста, «шевронового» строения и более мелкие, кубической формы и хаотично ориентированные. Основную долю составляют разности донного роста. Отличительной чертой вторичных преобразований являются трещины, заполненные красным (из-за присутствия железа) галитом, которые пересекают все литологические разности Хатчинсон.

В этом разрезе выделяются три основные, связанные между собой, обстановки осадко-накопления: мелководье (или поверхностные рассолы), влажные и сухие илистые участки. Интервалы мелководья характеризуются периодической сменой периодов затопления, испарения и формирования пересыщенных растворов и усыхания с формированием систем трещин. Текстурные и седиментологические характеристики разреза указывают на его близость с современными обстановками солёных озер, солёных лагун и приливных равнин засушливых (аридных) областей. Условия формирования пачки солей Хатчинсон относят к типично континентальным и связывают с обширной прибрежной равниной [22].

**Палео-бассейны северной Европы.
Свита Цехштейн (поздняя пермь)**

В позднепермское время климат Земли относился к парниковому. Область северной Европы площадью около 600 тыс. км² была покрыта водами внутриконтинентального моря Цехштейн. Этот бассейн был относительно мелководным, с максимальной глубиной в центральной части до начала обособления и соленакопления не более 300 м. В структурном плане он делился на два вытянутых с запада на восток депоцентра, названными Северным и Южным Пермскими бассейнами. Разделявшая их последовательность положительных элементов Рингкёбинг-Фюн относится к средней части Северного моря. Литологические и стратиграфические сопоставления эвапоритовых разрезов обоих бассейнов указывает на их тесную взаимосвязь и высокую вероятность того, что цепочка сводов не препятствовала обмену рассолами. Основные структурно-тектонические элементы и палеогеографические зоны Южно-Пермского бассейна показаны на рис. 5.

В позднепермское время север Европы входил в состав суперконтинента Пангея и находился приблизительно на отметке 25–30 северной широты (рис. 1). Периодически ограниченное поступление вод Северного океана и располагавшегося на юго-востоке Тетиса привело к формированию толщи переслаивания сульфатных эвапоритов и галита с подчинёнными количествами горьких солей. До начала процессов просачивания морских вод, с которыми связывают отложения свиты Цехштейн, здесь в континентальных условиях засушливого климата накапливались разности золотых пород, плаи и вади (русел временных потоков), объединяемых в свиты Ротлейгенд-Висслигенд. В структурном плане эти области располагались в обширных, находящихся ниже уровня мирового океана депрессиях, которые были созданы на последних этапах

² Комиссия по атомной энергии США (United States Atomic Energy Commission) — правительственная организация, созданная в 1946 г. для содействия и контроля за развитием ядерной отрасли, в т.ч. научно-исследовательскими работами и хранением ядерных отходов.

вариссийского орогенеза (каменноугольный-раннепермский интервал). В периоды повышенного поступления воды временами пересыхающие и солёные озёра Ротлейгенда разливались, покрывая обширные территории (будущего) Южно-Пермского палеобассейна. После усыхания водоёмы достигли насыщения CaSO_4 , однако образования обширных пластов солей не происходило. В это время север Европы характеризовался развитием областей растяжения (пул-апарт) и рифтов, которые постепенно (к середине пермского времени) превращались в бассейны пассивных окраин.

С этими эпизодами связаны главные этапы плавного опускания территории, которые в сочетании с аридным климатом создали условия благоприятные для формирования мощных толщ эвапоритов, в т.ч. солей Цехштейн (P3), Мушелькалк (T2) и Кейпер (T3). На это накладывались процессы метосоматоза и гидротермальной активности, характерные для всего северо-запада Европы, свидетельства которой находят в многочисленных и разнообразных внутриформационных прожилках типа микроинтрузий.

Формирование пород Цехштейна относят к промежутку в 5–7 последних миллионов лет пермского периода. Их изучение оказалось более полным в Южно-Пермском бассейне, где в Голландии и на севере Германии поисковым бурением были выявлены многочисленные залежи природного газа. Кроме того, здесь, в континентальных областях в течение длительного времени шахтным способом осуществлялась добыча галита и калийных солей. Согласно разнообразным данным, позднепермское заполнение палеобассейна Цехштейна представляет собой классическое образование с концентрической зональностью и постепенным переходом от платформенных эвапоритов окраин к более глубоководным и слоистым разностям депоцентра.

Местными специалистами разрез Цехштейна на основании минералогии делился на последовательности, характеризующиеся постепенным переходом от условий меньшей солёности к большей. Здесь выделяют 4 основных (Z1–Z4) и 2 «остаточных», или неразвитых, цикла (Z5–Z6). Наиболее полный цикл начинается с трансгрессивных аргиллитов, которые сменяются карбонатами и завершаются мощной толщей эвапоритов преимущественно галита и ангидрита (рис. 6). С точки зрения циклостратиграфии, лежащие в основании трансгрессивные разности являются отложениями максимального стояния уровня

морья и служат маркерами для регионального сопоставления. Нижние три подразделения (Z1–Z3) являются бассейновыми, с морским питанием. В основании они содержат эвапоритовые карбонаты, которые формировались выпадением из вод нормальной морской солёности. Перекрывающие их ангидриды и соли связаны с постепенной осушкой солончаков, подпитываемых просачивающимися морскими водами и водами глубоких солёных озёр.

Классический циклостратиграфический анализ этого разреза оказался затруднителен из-за плохого качества (или отсутствия) протяжённых отражающих горизонтов внутри Цехштейна. Детальная интерпретация основывается на сопоставлении материалов обнажений, керн и каротажа. Переотложенные песчаники свиты Вейслегенд и конгломераты, собственно, свиты Цехштейн относятся к этапу начальной трансгрессии и отмечают границу цикла. Трансгрессивные комплексы сложены глубоководными карбонатными разностями свиты Муттерфлос, а перекрывающие их породы Купершифер являются толщей уплотнения. Большая часть мелководных карбонатов относится к комплексам высокого стояния уровня моря и отделена от тонкой кровельной части известняка Цехштейн карстовой поверхностью эрозии. Карбонатные разности сложены онколитами и строматолитами [26].

Каждый из эвапоритовых циклов представлен сложными чередованиями литофациальных разностей, связанными либо с колебаниями уровня моря, либо с климатическими изменениями внутри палеоконтинента. Практически во всех палеогеографических работах до 2000–2005 гг. предполагалось постоянное соединение с открытым океаном. Однако после появления результатов исследований по Мессинскому кризису солёности³ эта точка зрения претерпела значительные изменения. Максимальные эвстатические колебания уровня Мирового океана оценивались в первые 100 м, а в рассматриваемых эвапоритовых палеобассейнах падение воды достигало 500–1000 м [27]. Эвапоритовые разности максимальной мощности накапливались в центральных частях изолированного от океана бассейна. Эти области, с точки зрения циклостратиграфии, традиционно рассматриваются как глубоководные, однако текстуры соляных пород соответствуют солончаковым обстановкам с редкими, более глубокими разностями. Взаимосвязи литофациальных комплексов пород в таких разрезах пока плохо изучены и, очевидно,

³ **Мессинский кризис солёности** (Messinian salinity crisis) произошел в самом конце миоцена, когда Средиземное море высохло частично или почти полностью в результате закрытия связи с Атлантическим океаном (Гибралтарского пролива). Продолжался около 640 тыс. лет. Завершился открытием пролива и восстановлением связи с Атлантическим океаном с очень быстрым заполнением впадины водой. Кризисом это событие называют по причине очень резких и существенных изменений уровня воды, возникновением глубочайших – по разным данным до 5 км – впадин на суше, геологически почти мгновенным формированием мощных соляных толщ. Уникальность этих толщ в том, что они перекрывают и перекрываются глубоководными отложениями.

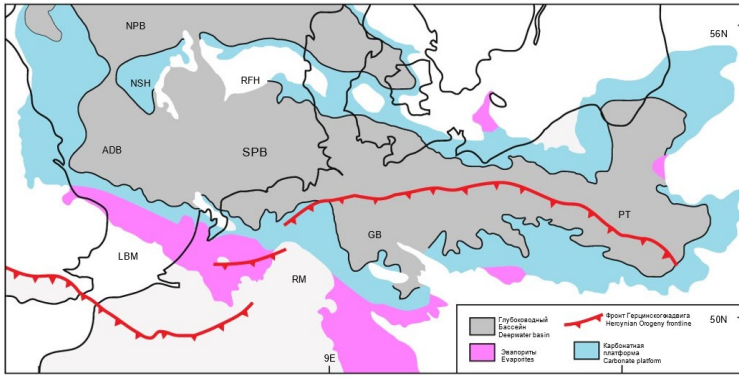


Рисунок 5. Основные структурно-тектонические элементы и палеогеографические зоны Южно-Пермского бассейна [23]

Figure 5. Main structural-tectonic elements and paleogeographic zones of the South Permian Basin [23]
 Буквами обозначены: ADB – Англо-Датский бассейн (Серебряный Рудник), GB – Немецкий бассейн, NPB – Северо-Пермский бассейн, NSH – Подъем Северного моря, PT – Польский Трог (бассейн), RFH – подъем Рингкобинг-Фин, RM – Рейнский массив, SPB – Южно-Пермский бассейн

Letters indicate: ADB – Anglo-Danish Basin (Silver Mine), GB – German Basin, NPB – North Permian Basin, NSH – North Sea Highrise, PT – Polish Trog (Basin), RFH Ringkøbing-Fin Highrise, RM – Rhine Massif, SPB – South Permian Basin.

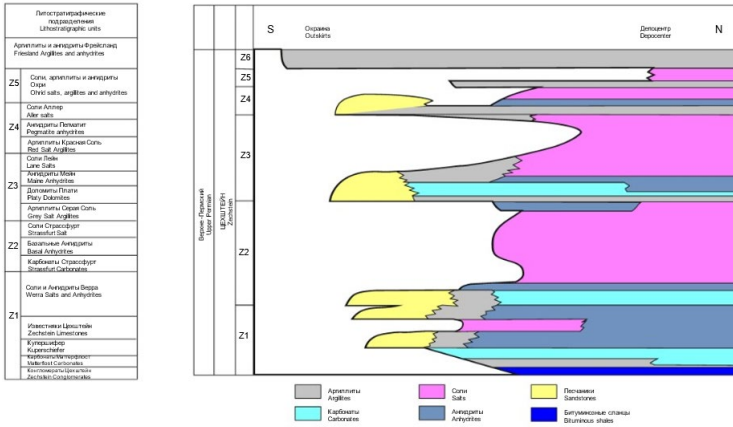


Рисунок 6. Стратиграфия Группы Цехштейна в Германии [23] и литологические подразделения [24]
Figure 6. Zechstein Group stratigraphy in Germany [23] and lithologic subdivisions [24]

не могут соответствовать классическим принципам морской стратиграфии [25].

Даже в разделяющих эвапоритовые комплексы карбонатных разностях, интерпретируемых как морские, значительные колебания уровня воды локального бассейна создают трудности при попытке «соединить их» с внешним источником. Сопоставление эвстатических моделей пермских эвапоритов Западного Техаса, обнажений Гренландии и разрезов Цехштейна указывает на их существенные различия [28]. Детальный циклостратиграфический анализ отложений изолированных бассейнов исключительно сложен, поскольку физико-химические условия влияли на скорости седиментации и форму эвапоритовых тел. Колебания уровня и концентрации рассолов могли создавать

или уничтожать пространство аккомодации и действовать совершенно независимо от глобальной эвстатике.

Проблема определения глубин соленакпления при формировании эвапоритовых толщ

Корректное определение глубин накопления солей имеет не только регионально-геологическое, но и совершенно практическое значение, поскольку отражается на результатах прогноза нефтегазоносности: они (глубины – прим. ред.) значительно, хотя и кратковременно, влияют на термобарические условия, в которых находятся все основные элементы углеводородных систем и, в первую очередь, нефтегазоматеринские толщи, что влияет

на результаты реконструкции процессов, в них происходящих.

Вопрос об условиях соленакопления возник очень давно. Долгое время основной считалась концепция К. Оксениуса, первооткрывателя минерала бишофит, обнаруженная в его монографии [29]. Согласно данной концепции, солёные толщи накапливались в условиях отшнурованных от моря лагун, тем не менее сохраняющих с ними связь через узкие проливы, через которые происходит поступление солёной воды, компенсирующей испарение. Соответственно, локальные удалённые бассейны рассматривались как потерявшие эту связь. Этой концепции противоречило мнение И. Вальтера, который обосновывал чисто континентальный генезис солей [30].

Однако появление сведений о том, что эвапориты в Приуральском бассейне, в частности, в районе Ишимбайских рифов, а затем и в Прикаспийской впадине залегают на глубоководных отложениях, привело к новому взгляду на эти процессы и появлению фундаментальной статьи А.Л. Яншина в 1961 г. [33], в которой были подробно проанализированы и подвергнуты критике упомянутые выше, а также иные гипотезы соленакопления, в т.ч. такие «экзотические», как биохимическая. В статье были сформулированы основные принципы, которые представлялись более всеобъемлющими:

Совершенно неправильно все солёные осадки называть лагунами, потому что в бассейнах типа лагун образовалась, по-видимому, лишь небольшая часть ископаемых солей. Подавляющая их часть формировалась в крупных и в ряде случаев глубоководных морских бассейнах, которые не существуют в современную эпоху.

Отложение мощных соляных толщ даже на платформах часто начиналось на глубинах во много сотен метров, а заканчивалось практически у поверхности.

Скорость накопления солей огромная (до 10 см в год) и во много (1000–10000) раз превышает скорость отложения большинства других осадочных пород.

Мощность соляных толщ никогда не соответствует величине конседиментационного прогибания, а всегда значительно превышает её. Все морские солеродные бассейны представляют собой типичный пример некомпенсированных депрессий, а отложение в них солей соответствует времени очень быстрой компенсации этих прогибов.

Главным фактором, влияющим на их образование, является сухость климата, а не высокая температура. При большой аридности климата солёные отложения могут образоваться даже при низких температурах, т.е. в очень высоких широтах.

В качестве объяснения распространённости концепций мелководного соленакопления

А. Л. Яншин указывал, что «мысль о том, что они могли быть достаточно глубоководными, высказывалась давно и неоднократно». Здесь он в первую очередь ссылается на работу Н.П. Герасимова 1940 г. [32]. «Однако, – продолжает автор, – эта мысль была опорочена неверными подсчётами, основанными на предположении, что осадка солей происходила в полностью изолированном бассейне за счёт испарения воды, первоначально имевшей нормальную морскую солёность. Исходя из этого предположения известный немецкий химик и геолог К.Г. Бишоф в 1864 г. в Германии определил глубину Цехштейнского соляного бассейна в 18600 м («Добыча каменной соли недалеко от Стассфурта»), а В.И. Николаев в 1937 г. – глубину кунгурского соляного бассейна Приуралья в 15000 м». Похожие расчеты делались и для Прикаспийского бассейна, правда, с гипотезой о многократном его выпаривании, которые показывали, что этот процесс должен был повториться более 20 раз, причём в очень короткий период времени.

Современные представления об условиях солеобразования в Прикаспийском мегабассейне вполне отвечают концепции, описанной А. Л. Яншиным. Как отмечают М.П. Антипов и Ю.А. Волож с соавторами, «в солеродных провинциях, аналогичных изученной нами Каспийской, началу соленакопления предшествует формирование глубоководной (-1,5–2,0 км) котловины, а к концу на месте котловины развивается предгорное аккумулятивное плато (+0,2–0,5 км)» [31]. Однако его тезис о том, что «мощности соляных толщ лишь в незначительной части отвечают конседиментационному пригибанию, а в основном отражают глубину бассейна, существовавшую к началу соленакопления», не подтверждается фактическими мощностями солей (в среднем около 4 км в центральной части) в Прикаспийской впадине, поскольку, как показано выше, глубина бассейна была в два с лишним раза меньше, чем мощность накопившихся солей. Однако и эта концепция потребовала расширения после того, как при изучении мессинских солей было установлено, что они не только подстилаются, но и перекрываются глубоководными осадками. Дело тут, вероятнее всего, в соотношении скоростей тех или иных геологических процессов: скорость соленакопления (по А.Л. Яншину, ссылка в [33]) – 10 см в год, при этом скорость выпаривания воды может достигать 10 м в год, а изостатические движения – «всплытие» земной коры как реакция на снятие водной нагрузки – не более 10 мм в год. Таким образом, при частичной или полной изоляции водного бассейна происходит быстрое снижение уровня воды, вызывающее отложение солей. Пополнение происходит за счёт частичной связи с Мировым океаном или поступления подземных вод, в случае Прикаспийской впадины высокоминерализованных. Масса

накопившихся солей такова, что подъёма земной коры либо не происходит совсем, либо он носит крайне ограниченный характер.

Выводы

Целью статьи являлся не подробный разбор условий соленакопления в каждом из рассмотренных бассейнах, а поиск тех условий, которые более всего соответствуют тому, что на данный момент известно о Прикаспийском мегабассейне. Условия формирования эвапоритовой части разреза играют важную роль в формировании и функционировании углеводородных систем, а, значит, обязаны учитываться при прогнозе нефтегазоносности.

Следует отметить, что большинство из рассмотренных комплексов имеют мелководно-морскую или континентальную природу. Некоторые из них (бассейн Амазонас или Цехштейн) перекрывают континентальные золотые отложения; все рассмотренные южноамериканские бассейны перекрываются красноцветными толщами флювиального и лагунного генезиса, равно как и кунгурские соли Прикаспийского бассейна. Свита Веллингтон и пачка Хатчинсон имеют мелководное происхождение. В то же время в европейских бассейнах (Орн, Цехштейн) эвапоритовые толщи, перекрывая континентальные или мелко-

водные осадки, в свою очередь, перекрываются отложениями, накопившимися в условиях крупного затопления. Наиболее близкими к прикаспийским выглядят особенности Пермского бассейна (Делавэр) – вероятное полное обособление, равно как и возможное формирование солей на дне глубокого палеобассейна. Этот бассейн также был одним из близких аналогов, выбранных на основе общегеологического анализа [1]. При этом здесь никак нельзя говорить о таком масштабном развитии галокемизации (в понимании Ю.А. Воложа [33], это процесс, происходящий, в отличие от соляной тектоники, по причине реологических свойств самой соли и веса перекрывающих осадков, а не провоцируемый движениями земной коры); более близким аналогом являются юрские соли свиты Луанн сопредельного бассейна Мексиканского залива. Таким образом, очевидным является вывод о том, что подбор прямого аналога Прикаспийского мегабассейна вряд ли реализуем в широком понимании; скорее, речь идет о поиске аналогов его развития на различных этапах. Это не значит, что принцип аналогий здесь неприменим – это значит только то, что его применение должно быть более ограниченным, а аналоги подбираться более тщательно.

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: Сынгаевский П.Е. – написание текста, аналитика, работа с источниками; Хафизов С.Ф. – работа с источниками, подготовка литературного обзора, подготовка

рисунков и табличных данных, 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: Pavel E. Syngayevsky – writing, analyzing, working with sources; Sergey F. Khafizov – working with sources, preparing literature review, figures, and tabular data, and editing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Нефть на больших глубинах: сравнение нефтегазоносных бассейнов и перспективы поиска сверхглубоких залежей (бассейны Сычуань, Тарим, Пермский, Каннинг и Прикаспийский) // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. Том 2, №4(5). С. 3–20. doi: [10.54859/kjogi.202024](https://doi.org/10.54859/kjogi.202024).
2. *Blakey R.* Global Paleogeographic Map Series. deeptimemaps.com, 2013.
3. *Scotese Ch.* PALEOMAP PaleAtlas for GPlates and the PaleoData Plotter program (PALEOMAP Project). www.scotese.com/ доступен на Youtube, 2016.
4. *Golonka J.* Paleozoic Paleoenvironment and Paleolithofacies Maps of Gondwana. Kraków : AGH University of Science and Technology Press, 2012.
5. *Golonka J., Porebski Sz.J., Waškowska A.* Silurian paleogeography in the framework of global plate tectonics // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 2023. Vol. 622. doi: [10.1016/j.palaeo.2023.111597](https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2023.111597).

6. *Scotese Ch.R., Xu Ch.* Phanerozoic Paleoclimate: An Atlas of Lithologic Indicators of Climate. Edition: Concepts in Sedimentology and Paleontology. Boucot A.J., Nichols G.J., Ricketts B., editors. Tulsa: SEPM, 2013. 478 p.
7. *Evenick J.C.* Glimpses into Earth's history using a revised global sedimentary basin map // *Earth-Science Reviews*. 2021. Vol. 215. doi: [10.1016/j.earscirev.2021.103564](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103564).
8. *Warren J.K.* Evaporites: A Compendium. Berlin : Springer, 2016. 1854 p.
9. *Vaslet D., Le Nindre Y-M., Vachard D., et al.* The Permian-Triassic Khuff Formation of central Saudi Arabia // *GeoArabia*. 2005. Vol. 10, N 4. P. 77–134. doi: [10.2113/geoarabia100477](https://doi.org/10.2113/geoarabia100477).
10. *Ghasemi M., Kakemem U., Husinec A.* Automated approach to reservoir zonation: A case study from the Upper Permian Dalan (Khuff) carbonate ramp, Persian Gulf // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 97 doi: [10.1016/j.jngse.2021.104332](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104332).
11. *Wang T., Cao J., Xia L., et al.* Revised age of the Fengcheng Formation, Junggar Basin, China: Global implications for the late Paleozoic ice age // *Global and Planetary Change*. 2022. Vol. 208. doi: [10.1016/j.gloplacha.2021.103725](https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2021.103725).
12. *Andeskie A.S., Benison K.C.* A missing link in the mid-late Permian record of north-eastern Pangea: A sedimentological evaluation of the Permian Belfast Harbour Evaporite Formation of County Antrim, Northern Ireland // *Depositional Record*. 2021. Vol. 7, Issue 3. P. 451–469. doi: [10.1002/dep2.144](https://doi.org/10.1002/dep2.144).
13. *Andeskie A.S.* Evolution of extreme continental saline environments: a sedimentological investigation of Permo-Triassic redbeds and evaporites in Northern Ireland and Kansas : dissertation. West Virginia : West Virginia University, 2020. Available from: <https://researchrepository.wvu.edu/etd/7782>.
14. *Hassaan M., Faleide J.E., Gabrielsen R.H., Tsikalas F.* Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea // *Marine and Petroleum Geology*. 2020. Vol. 112. doi: [10.1016/j.marpetgeo.2019.104038](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038).
15. *Gonzaga F.G., Goncalves F.T.T., Coutinho L.F.C.* Petroleum geology of the Amazonas Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. In: Mello M.R., Katz B.J., editors. Petroleum systems of South Atlantic margins. Tulsa : AAPG Memoir 73, 2000. P. 159–178.
16. EIA, US Energy Information Administration. Permian Basin, Part 1. Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin. Geology review. Washington : U.S. Department of Energy, 2020. 40 p.
17. *Warren J.K.* Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons. Berlin : Springer Berlin Heidelberg, 2006. 1036 p.
18. USGS. Mineral commodity summaries 2023. Report. Reston, Virginia : National Minerals Information Center, 2023 Jan. 210 p.
19. EIA, US Energy Information Administration. Permian Basin, Part 2. Wolfcamp and Spraberry Shale Plays of the Midland Basin. Geology review. Washington : U.S. Department of Energy, 2022. 34 p.
20. *Kirkland D.W.* An explanation for the varves of the Castile evaporites (Upper Permian), Texas and New Mexico, USA // *Sedimentology*. 2003. Vol. 50, Issue 5. P. 899–920. doi: [10.1046/j.1365-3091.2003.00588.x](https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2003.00588.x).
21. *Hovorka S.D., Holt R.M., Powers D.W.* Depth indicators in Permian Basin evaporites // *Geological Society London Special Publications*. 2007. Vol. 285, N 1. P. 335–364. doi: [10.1144/SP285.19](https://doi.org/10.1144/SP285.19).
22. *Benison K.C., Zambito J.J., Knapp J.P.* Contrasting siliciclastic-evaporite strata and outcrop: An example from the Permian Nippewalla Group of Kansas, U.S.A. // *Journal of Sedimentary Research*. 2015. Vol. 85, N 6. P. 626–645. doi: [10.2110/jsr.2015.43](https://doi.org/10.2110/jsr.2015.43).
23. *Geluk M.C.* Permian Geology of the Netherlands. In: Wong Th.E., Blatjes D.A.J., de Jager J., editors. Geology of the Netherlands. Amsterdam : Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, 2007. P. 63–83.
24. *Tucker K.E., Chalcraft R.G.* Cyclicity in the Permian Queen Formation – U.S.M. Queen Field, Pecos County, Texas. In: Lomando A.J., Harris P.M., editors. Mixed Carbonate-Siliciclastic Sequences. Tulsa : SEPM (Society for Sedimentary Geology), 1991. P. 385–428.
25. *Balzer D.* Sangerhausen-Sulfat. In: Paul J., Heggemann H., editors. Stratigraphie von Deutschland XII. Zechstein. Stuttgart : Schweizerbart Science Publishers, 2020. P. 265–266. (In Deutsche).
26. *Gibson M.E.* Palaeoecology and Palaeoenvironments of the Late Permian Zechstein Sea and its Hinterlands: PhD thesis. Sheffield : University of Sheffield, 2020.
27. *Stemmerik L., Blinkenberg K.H., Gianotten I.P., et al.* Stratigraphic framework for Zechstein Carbonates on the Utsira High, Norwegian North Sea // *Journal of Petroleum Geology*. 2023. Vol. 46, N 3. P. 257–274. doi: [10.1111/jpg.12838](https://doi.org/10.1111/jpg.12838).
28. *Barnett H.G., Ireland M.T., Van der Land C.* Characterising the internal structural complexity of the Southern North Sea Zechstein Supergroup Evaporites // *Basin Research*. 2023. Vol. 35, Issue 5. P. 1651–1673. doi: [10.1111/bre.12768](https://doi.org/10.1111/bre.12768).
29. *Ochsenius C.* Die Bildung der Steinsalzlager und ihrer Mutterlaugensalze: unter spezieller Berücksichtigung der Flötze von Douglasshall in der egegn'schen Mulde. Halle : C.E.M.Pfeffer, 1877. 172 p. (In Deutsche).
30. *Walther J.* Das Gesetz der Wüstenbildung in Gegenwart und Forzeit. Berlin : Dietrich Reimer (Ernst Vohsen), 1900. (In Deutsche).
31. *Яншин А.П.* О глубине солеродных бассейнов и вопросах формирования соляных толщ // *Геология и геофизика*. 1961. №1. С. 3–15.
32. *Герасимов Н.П.* Геологическое строение Восточной нефтеносной области. М.-Л. : Издательство АН СССР, 1940. 140 с.
33. *Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., и др.* Стратиграфия и сейсмостратиграфия пермской эвапоритовой формации солеродной провинции Каспийского региона: Проблемы и решения // *Стратиграфия. Геологическая корреляция*. 2023. Т. 31, № 2. С. 40–58. doi: [10.31857/S0869592X23020011](https://doi.org/10.31857/S0869592X23020011).

REFERENCES

1. Iskazyev KO, Syngaevskiy PE, Khafizov SF. Ultra-deep Oil: Comparison of Oil and Gas Bearing Basins and Prospects for Exploration for Ultra-Deep Deposits (Sichuan, Tarim, Permian, Canning and Precaspian basins). *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(4):3–20. doi: [10.54859/kjogi.202024](https://doi.org/10.54859/kjogi.202024).
2. Blakey R. *Global Paleogeographic Map Series*. deeptimemaps.com, 2013.
3. Scotese C. *PALEOMAP PaleoAtlas for GPlates and the PaleoData Plotter program (PALEOMAP Project)*. www.scotese.com/ available on Youtube, 2016.
4. Golonka J. Paleozoic Paleoenvironment and Paleolithofacies Maps of Gondwana. Kraków: AGH University of Science and Technology Press; 2012.
5. Golonka J, Porębski SJ, Waśkowska A. Silurian paleogeography in the framework of global plate tectonics. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2023;622:111567. doi: [10.1016/j.palaeo.2023.111597](https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2023.111597).

6. Scotese CR, Xu C. *Phanerozoic Paleoclimate: An Atlas of Lithologic Indicators of Climate*. Edition: Concepts in Sedimentology and Paleontology. Boucot AJ, Nichols GJ, Ricketts B, editors. Tulsa: SEPM; 2013. 478 p.
7. Evenick JC. Glimpses into Earth's history using a revised global sedimentary basin map. *Earth-Science Reviews*. 2021;215:103564. doi: [10.1016/j.earscirev.2021.103564](https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103564).
8. Warren JK. *Evaporites: A Compendium*. Berlin: Springer; 2016. 1854 p.
9. Vaslet D, Le Nindre Y-M, Vachard D, et al. The Permian-Triassic Khuff Formation of central Saudi Arabia. *GeoArabia*. 2005;10(4):77–134. doi: [10.2113/geoarabia100477](https://doi.org/10.2113/geoarabia100477).
10. Ghasemi M, Kakemem U, Husinec A. Automated approach to reservoir zonation: A case study from the Upper Permian Dalan (Khuff) carbonate ramp, Persian Gulf. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022;97:104332. doi: [10.1016/j.jngse.2021.104332](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104332).
11. Wang T, Cao J, Xia L, et al. Revised age of the Fengcheng Formation, Junggar Basin, China: Global implications for the late Paleozoic ice age. *Global and Planetary Change*. 2022;208:103725. doi: [10.1016/j.gloplacha.2021.103725](https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2021.103725).
12. Andeskie AS, Benison KC. A missing link in the mid-late Permian record of north-eastern Pangea: A sedimentological evaluation of the Permian Belfast Harbour Evaporite Formation of County Antrim, Northern Ireland. *Depositional Record*. 2021;7(3):451–469. doi: [10.1002/dep2.144](https://doi.org/10.1002/dep2.144).
13. Andeskie A.S. *Evolution of extreme continental saline environments: a sedimentological investigation of Permo-Triassic redbeds and evaporites in Northern Ireland and Kansas* [dissertation]. West Virginia : West Virginia University; 2020. Available from: <https://researchrepository.wvu.edu/etd/7782>.
14. Hassaan M, Faleide JE, Gabrielsen RH, Tsikalas F. Carboniferous graben structures, evaporite accumulations and tectonic inversion in the southeastern Norwegian Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*. 2020;112:104038. doi: [10.1016/j.marpetgeo.2019.104038](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104038).
15. Gonzaga FG, Gonçalves FTT, Coutinho LFC. *Petroleum geology of the Amazonas Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration*. In: Mello MR, Katz BJ, editors. *Petroleum systems of South Atlantic margins*. Tulsa: AAPG Memoir 73; 2000. P. 159–178.
16. EIA, US Energy Information Administration. Permian Basin, Part 1. *Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin*. *Geology review*. Washington : U.S. Department of Energy; 2020. 40 p.
17. Warren JK. *Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons*. Berlin: Springer Berlin Heidelberg; 2006. 1036 p.
18. USGS. Mineral commodity summaries 2023. Report. Reston, Virginia: National Minerals Information Center; 2023 Jan. 210 p.
19. EIA, US Energy Information Administration. Permian Basin, Part 2. *Wolfcamp and Spraberry Shale Plays of the Midland Basin*. *Geology review*. Washington: U.S. Department of Energy; 2022. 34 p.
20. Kirkland DW. An explanation for the varves of the Castile evaporites (Upper Permian), Texas and New Mexico, USA. *Sedimentology*. 2003;50(5):899–920. doi: [10.1046/j.1365-3091.2003.00588.x](https://doi.org/10.1046/j.1365-3091.2003.00588.x).
21. Hovorka SD, Holt RM, Powers DW. Depth indicators in Permian Basin evaporites. *Geological Society London Special Publications*. 2007;285(1):335–364. doi: [10.1144/SP285.19](https://doi.org/10.1144/SP285.19).
22. Benison KC, Zambito JJ, Knapp JP. Contrasting siliciclastic-evaporite strata and outcrop: An example from the Permian Nippewalla Group of Kansas, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*. 2015;85(6):626–645. doi: [10.2110/jsr.2015.43](https://doi.org/10.2110/jsr.2015.43).
23. Geluk MC. Permian Geology of the Netherlands. In: Wong Th.E., Blatjes D.A.J., de Jager J., editors. *Geology of the Netherlands*. Amsterdam : Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences; 2007. P. 63–83.
24. Tucker KE, Chalcraft RG. *Cyclicity in the Permian Queen Formation – U.S.M. Queen Field, Pecos County, Texas*. In: Lomando A.J., Harris P.M., editors. *Mixed Carbonate-Siliciclastic Sequences*. Tulsa: SEPM (Society for Sedimentary Geology); 1991. P. 385–428.
25. Balzer D. *Sangerhausen-Sulfat*. In: Paul J., Heggemann H., editors. *Stratigraphie von Deutschland XII. Zechstein*. Stuttgart : Schweizerbart Science Publishers; 2020. P. 265–266. (In Deutsche).
26. Gibson ME. *Palaeoecology and Palaeoenvironments of the Late Permian Zechstein Sea and its Hinterlands*: PhD thesis. Sheffield: University of Sheffield; 2020.
27. Stemmerik L, Blinkenberg KH, Gianothen IP, et al. Stratigraphic framework for Zechstein Carbonates on the Utsira High, Norwegian North Sea. *Journal of Petroleum Geology*. 2023;46(3):257–274. doi: [10.1111/jpg.12838](https://doi.org/10.1111/jpg.12838).
28. Barnett HG, Ireland MT, Van der Land C. Characterising the internal structural complexity of the Southern North Sea Zechstein Supergroup Evaporites. *Basin Research*. 2023;35(5):1651–1673. doi: [10.1111/bre.12768](https://doi.org/10.1111/bre.12768).
29. Ochsenius C. *Die Bildung der Steinsalzlager und ihrer Mutterlaugensalze: unter specieller Berücksichtigung der Flötze von Douglasshall in der egein'schen Mulde*. Halle: C.E.M.Pfeffer; 1877. 172 p. (In Deutsche).
30. Walther J. *Das-Gesetz der Wüstenbildung in Gegenwart und Forzeit*. Berlin: Dietrich Reimer (Ernst Vohsen); 1900. (In Deutsche).
31. Yanshin AL. O glubine solerodnykh basseynov i voprosakh formirovannaya solyanykh tolshch. *Geologiya i geofizika*. 1961;1:3–15. (In Russ).
32. Gerasimov NP. *Geologicheskoe stroenie Vostochnoi neftenosnoi oblasti*. M.-L.: Izdatel'stvo AN SSSR; 1940. 140 p. (In Russ).
33. Antipov MP, Bykadorov VA, Volozh YA, et al. Stratigraphy and Seismostratigraphy of the Permian Evaporite Formation in the Salt-Producing Province of the Caspian Region: Problems and Solutions. *Stratigraphy. Geological correlation*. 2023;31(2):40–58. doi: [10.31857/S0869592X23020011](https://doi.org/10.31857/S0869592X23020011).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сынгаевский Павел Евгеньевич

канд. геол.-мин. наук

ORCID [0009-0000-5035-1202](https://orcid.org/0009-0000-5035-1202)

e-mail: pavel.syngaevsky@chevron.com.

***Хафизов Сергей Фаизович**

докт. геол.-мин. наук, профессор

ORCID [0000-0003-1426-7649](https://orcid.org/0000-0003-1426-7649)

e-mail: khafizov@gubkin.ru.

AUTHORS' INFO

Pavel E. Syngaevsky

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)

ORCID [0009-0000-5035-1202](https://orcid.org/0009-0000-5035-1202)

e-mail: pavel.syngaevsky@chevron.com.

***Sergey F. Khafizov**

Doct. Sc. (Geology and Mineralogy), professor

ORCID [0000-0003-1426-7649](https://orcid.org/0000-0003-1426-7649)

e-mail: khafizov@gubkin.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 550.3
МРНТИ 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>

Получена: 02.05.2024.

Одобрена: 12.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Научный обзор

Особенности выделения и природа низкоомных нефтенасыщенных коллекторов среднеюрских отложений месторождения Акшабулак Центральный Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна

А.К. Джумагалиева¹, Ш.О. Нысангалиева¹, Д.А. Ахметов², К.И. Сагиндыков²,
А.С. Марданов¹, Т.С. Джаксылыков¹, Ж.С. Мурзагалиева¹

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²КазГерМунай, г. Кызылорда, Казахстан

АННОТАЦИЯ

На нынешнем этапе развития нефтегазовой отрасли нашей страны особую актуальность приобретают доразведка действующих месторождений, недоизученных перспективных участков, выявление пропущенных горизонтов, методы оценки и разработки нестандартных коллекторов. К нестандартным можно отнести коллекторы с низким удельным электрическим сопротивлением, при оценке углеводородных перспектив которых возникают некоторые трудности. Низкоомными могут быть продуктивные коллекторы как с высокой остаточной водонасыщенностью, так и коллекторы, для которых общепринятые методики интерпретации оказываются неэффективными. Правильный анализ причин, которые приводят к занижению удельного электрического сопротивления продуктивных пластов, позволяет выбрать наиболее результативные методы интерпретации.

Статья посвящена исследованию особенностей коллекторов с низким электрическим сопротивлением, их природы и роли в процессе накопления флюидов. Рассматриваются основные методы идентификации низкоомных зон в породах-коллекторах, их физико-химические характеристики, обуславливающие низкое сопротивление, включая минералогический состав, насыщение, пористость, проницаемость и структуру порового пространства, и анализируется влияние на фильтрационно-емкостные характеристики. Описаны подходы к интеграции данных различных методов (геофизические и геолого-технологические исследования, лабораторные измерения). Особое внимание уделено влиянию низкого сопротивления на интерпретацию данных геофизических методов. Результаты исследования имеют значительный практический потенциал для оптимизации разработки месторождения.

Ключевые слова: низкоомный коллектор, удельное электрическое сопротивление, геофизические исследования скважин, нефтенасыщенность, песчаник, минералы.

Как цитировать:

Джумагалиева А.К., Нысангалиева Ш.О., Ахметов Д.А., Сагиндыков К.И., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Мурзагалиева Ж.С. Особенности выделения и природа низкоомных нефтенасыщенных коллекторов среднеюрских отложений месторождения Акшабулак Центральный Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 25–38. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>.

UDC 550.3

CSCSTI 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>

Received: 02.05.2024.

Accepted: 12.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Review article

Features of isolation and nature of low-resistivity oil-saturated reservoirs of the Middle Jurassic deposits of the Akshabulak Central field of the South Torgai oil and gas basin

Ainagul K. Dzhumagaliyeva¹, Shynar O. Nyssangaliyeva¹, Duman A. Akhmetov², Kairat I. Sagindykov², Altynbek S. Mardanov¹, Talgat S. Jaxylykov¹, Zhansaya S. Murzagaliyeva¹

¹Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²KazGerMunai, Kyzylorda, Kazakhstan

ABSTRACT

At the current stage of development of the oil and gas industry of our country, additional exploration of existing fields, understudied promising areas, identification of missed horizons, methods of evaluation and development

of non-standard reservoirs are of particular relevance. Reservoirs with low specific electrical resistivity can be referred to non-standard reservoirs, and there are some difficulties in assessing hydrocarbon prospects of these reservoirs. Low resistivity reservoirs can be productive reservoirs with high residual water saturation as well as reservoirs for which generally accepted interpretation techniques are ineffective. Proper analysis of the reasons that lead to underestimation of the resistivity of productive reservoirs allows choosing the most effective interpretation methods.

The article is devoted to the study of the features of reservoirs with low electrical resistivity, their nature and role in the process of fluid accumulation. The basic methods of identification of low resistivity zones in reservoir rocks, their physical and chemical characteristics that cause low resistivity, including mineralogical composition, saturation, porosity, permeability and pore space structure, are considered, and their influence on the filtration-capacitance characteristics is analyzed. Approaches to integrating data from various methods (geophysical and geological-technological studies, laboratory measurements) are described. Special attention is paid to the influence of low resistivity on the interpretation of data from geophysical methods. The results of the study have significant practical potential for optimization of field development.

Key words: low resistivity reservoir; resistivity; geophysical well testing; oil saturation; sandstone; minerals.

To cite this article:

Dzhumagaliyeva AK, Nyssangaliyeva SO, Akhmetov DA, Sagindykov KI, Mardanov AS, Jaxylykov TS, Murzagaliyeva ZS. Features of isolation and nature of low-resistivity oil-saturated reservoirs of Middle Jurassic deposits of the Akshabulak Central field of South-Torgai oil and gas basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):25–38. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>.

ӨОЖ 550.3

ГТАХР 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>

Қабылданды: 02.05.2024.

Мақұлданды: 12.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Ғылыми шолу

Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейнінің Орталық Ақшабұлақ кен орнының орта Юра шөгінділерінің төмен омдық мұнаймен қаныққан коллекторларының бөліну ерекшеліктері мен табиғаты

А.К. Жұмағалиева¹, Ш.О. Нысанғалиева¹, Д.А. Ахметов², К.И. Сағындықов²,
А.С. Марданов¹, Т.С. Жақсылықов¹, Ж.С. Мырзағалиева¹

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²ҚазГерМұнай, Қызылорда қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Біздің еліміздің мұнай-газ саласын дамытудың қазіргі кезеңінде жұмыс істеп тұрған кен орындарын, толық зерттелмеген перспективалы учаскелерді барлау, жіберіп алған көкжиектерді анықтау, стандартты емес коллекторларды бағалау және игеру әдістері ерекше өзекті болып отыр. Стандартты емеске электр кедергісі төмен коллекторларды жатқызуға болады, олардың көмірсутек перспективаларын бағалау кезінде кейбір қиындықтар туындайды. Қалдық қанықтылығы жоғары өнімді коллекторлар да, жалпы қабылданған интерпретация әдістері тиімсіз болып табылатын коллекторлар да төмен омды болуы мүмкін. Өнімді қабаттардың электрлік кедергісінің төмендеуіне әкелетін себептерді дұрыс талдау интерпретацияның ең тиімді әдістерін таңдауға мүмкіндік береді.

Мақала төмен электр кедергісі бар коллекторлардың ерекшеліктерін, олардың табиғатын және сұйықтықтың жинақталу процесіндегі рөлін зерттеуге арналған. Коллекторлық жыныстардағы төмен омдық аймақтарды анықтаудың негізгі әдістері, олардың минералогиялық құрамы, қанықтылығы, кеуектілігі, өткізгіштігі және кеуек кеңістігінің құрылымын қоса алғанда, төмен қарсылықты анықтайтын физика-химиялық сипаттамалары қарастырылады және сүзусыйымдылық сипаттамаларына әсері талданады. Өртүрлі әдістердің (геофизикалық және геологиялық-технологиялық зерттеулер, зертханалық өлшемдер) деректерін интеграциялау тәсілдері сипатталған. Төмен қарсылықтың геофизикалық әдістердің деректерін түсіндіруге әсеріне ерекше назар аударылады. Зерттеу нәтижелерінің кен орнын игеруді оңтайландыру үшін айтарлықтай практикалық болашағы бар.

Негізгі сөздер: төмен омдық коллектор, меншікті электр кедергісі, ұңғымаларды геофизикалық зерттеу, мұнай қанықтылығы, құмтас, минералдар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жұмағалиева А.К., Нысанғалиева Ш.О., Ахметов Д.А., Сағындықов К.И., Марданов А.С., Жақсылықов Т.С., Мырзағалиева Ж.С. Оңтүстік Торғай мұнай-газ кешенінде орналасқан Орталық Ақшабұлақ кенорнының юра шөгінділеріндегі меншікті кедергісі төмен мұнаймен қаныққан коллекторларды оқшалау және олардың табиғатын зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4, 25–38 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108748>.

Введение

В терригенном разрезе по данным геофизических исследований скважин газо- и нефтенасыщенные коллекторы зачастую отмечаются повышенным, по сравнению с вмещающими породами, электрическим сопротивлением, а водонасыщенные, в свою очередь, низким. Однако исключением являются низкоомные коллекторы нефти и газа, удельное электрическое сопротивление которых на уровне вмещающих пород или ниже. Характер насыщения таких коллекторов нередко интерпретируется как водонасыщенный, ввиду чего их часто пропускают, и они остаются неучтёнными [1].

В виде примера рассмотрим месторождение Акшабулак Центральный Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна, которое находится на территории Кызылординской и Карагандинской областей Казахстана. На месторождении пробурено 213 скважин. Тектоническая схема региона и сейсмическая карта с расположением скважин приведены на рис. 1 (а, б).

Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов горизонтов Ю-0, Ю-I

Продуктивные горизонты отнесены к верхнеюрским (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) и нижнемеловым (М-II) отложениям. Породами-покрышками являются глинистые породы.

Рассматриваемые низкоомные продуктивные залежи относятся к горизонтам Ю-0 и Ю-I, которые принадлежат к речной фации. Горизонт Ю-I приурочен к верхней пачке верхнекумкольской подсвиты (J3km3), горизонт Ю-0 отнесён к акшабулакской свите (J3ak) и делится на пачки Ю-0-1 и Ю-0-2. Коллекторы горизонтов в пределах русловых зон представлены песчаниками мелко-

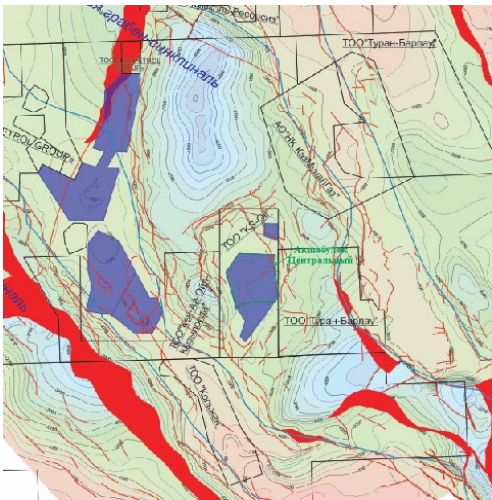
зернистыми, хорошо отсортированными, полевошпат-кварцевыми, крепкими и слабоцементированными, переходящими в пески и песчанистые алевролиты. Во внерусловых зонах коллекторы представлены подчинёнными прослойками кварцево-полевошпатовых, мелко- и среднезернистых, алевролитистых песчаников [2].

Общая проходка с отбором керна по рассматриваемым горизонтам составила 1068,3 м, общий линейный вынос – 900 м, или 84,2% от проходки. Общее количество отобранных образцов 1011 ед., из них кондиционные 569 анализов. Освещённость керном эффективной толщины составила в среднем по горизонтам 0,62 м/м, освещённость кондиционными анализами коллектора в среднем 1,58 ан/м (табл. 1). В целом качество и представительность извлечённого керна хорошее.

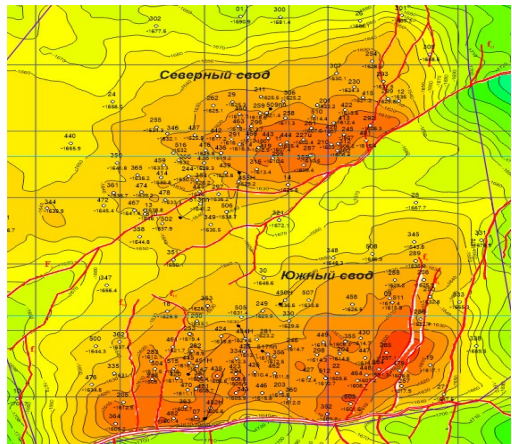
Представление о соотношении литологических разностей в отобранном керне по продуктивным горизонтам представлено в табл. 2 и на рис. 2, где показан вынос глины, песчаника, алевролита и обломочных пород.

Распределение гранулометрических фракций на диаграмме (рис. 3) указывает на преобладание в горизонтах Ю-0 и Ю-I тонко-, мелкозернистых коллекторов.

Для обоснования природы низких электрических сопротивлений продуктивных коллекторов горизонтов Ю-0 и Ю-I изучены стандартные и специальные исследования образцов керна, рентгено-дифракционный анализ (далее – XRD, *англ.* X-ray diffractometry), литолого-петрографическое описание шлифов [3].



а)



б)

Рисунок 1. Тектонические особенности региона
Figure 1. Tectonic features of the region

а) тектоническая схема региона / tectonic scheme of the region ; б) сейсмическая карта по кровле горизонта Ю-I / seismic map for the top of the U-I horizon

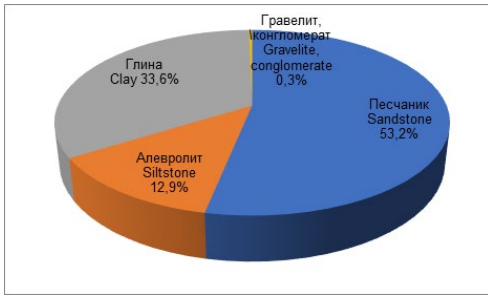


Рисунок 2. Распределение литологических разновидностей
Figure 2. Distribution of lithological variations

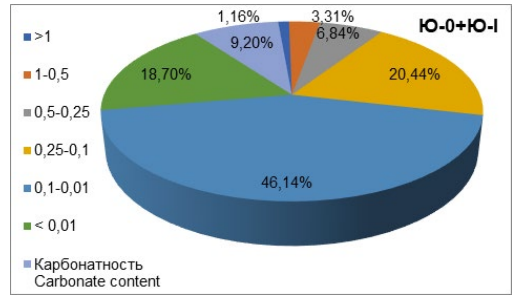


Рисунок 3. Распределение гранулометрического состава
Figure 3. Particle size distribution

Стандартный анализ керновых образцов включает определение пористости, проницаемости, плотности, гранулометрического состава, карбонатности, кальцемерии, минералогического анализа и гамма-активности. Специальные лабораторные исследования включают определение кривых капиллярного давления, относительной фазовой проницаемости, параметра пористости и насыщения, коэффициента вытеснения нефти водой.

Анализ пористости и проницаемости образцов керна, отобранных из нефтяной части коллектора продуктивных горизонтов Ю-0 и Ю-1, показал, что пористость коллекторов изменяется от 17,9% до 34,7%, средние значения по горизонтам варьируются от 23,2% до 27,2%. Проницаемость меняется в широком диапазоне – от 1 до 10000 мД, средние значения – от 126,2 до 1223 мД (табл. 3).

XRD-анализ позволил провести количественное определение минералогических фаз и содержание глинистых минералов. В табл. 4 представлены результаты исследования XRD, относящихся к продуктивным горизонтам Ю-0 и Ю-1. [4].

По литолого-петрографическому описанию шлифов коллекторы представлены песчаниками и алевролитами. Песчаники светло-, темно-серые, зеленоватые, с бурым оттенком, со средне-мелкими зёрнами, преимущественно мелко-зернистые, полимиктового состава, преобладает кварц, в подчинённом количестве – полевые шпаты с редким тонким срезом слюды; форма зёрен угловатая, полуугловатая, некоторые зёрна остроугольные, удлинённые, с множеством послойно расположенного мелкого углефицированного растительного детрита. Зёрна кварца встречаются в виде неправильных, изредка в виде изометричных зёрен с прямым погасанием, с включением редких пузырьков газа. Полевые шпаты представлены альбитом неправильной вытянутой таблитчатой формы с чёткой спайностью. По наслоению встречаются мелкие фрагменты мшанок. Микроклин с характерной решёткой. Между зёрен виден

хлорит. Присутствует единственный мусковит. Обнаружены полуокатанные обломки глинисто-слюдистого содержания тёмного цвета. Обломки кремнистых пород угловатые, полуокатанные, с мелко-, микрочернистой структурой, неслоистые, с трещинками, секущими всю поверхность, выполненными кварцем. К кремнистому веществу иногда примешивается глинистое, углистое, реже железистое вещество. Обломки глинистых пород округлой формы состоят из каолинита и микрочешуйчатой гидрослюд. Пирит развивается по обломкам пород разного состава, образуя тонкую сыпь в цементе, также оконтуривает и скрепляет зерна песчаника в виде цемента. Он присутствует в виде скопелений в порах на обломках кварцитов и эффузивов. Альбит образует неправильно призматические кристаллы со ступенчатыми ограничениями. Бесцветен, прозрачен, совершенная спайность, двупреломление низкое, с узкими двойниковыми полосками. Цемент глинистый, глинисто-хлоритовый, порового, пленочного типа.

Алевролит мелко-, среднезернистый, от зелёных, светло-серых до тёмно-серых с фиолетовым оттенком, полимиктовый, полуугловатый, удлинённой формы, распределение обломков ориентированно расположено по наслоению, подчёркнутые тонкими ленточками слюды и тонкими прожилками углефицированных растительных остатков, участками слабослюдистые с включениями гидроокислов железа. Состав: кварц, полевые шпаты, слюды, хлорит, обломки кремнистых пород. Полевые шпаты (альбит, единичные микроклины) частично замещены по трещинам спайности слюдой и пылеватым пиритом. Углефицированный растительный детрит в виде крапа и усечённых срезов распределён послойно по поверхности шлифа. По некоторым из них наблюдается замещение слюдой. Встречаются обломки гидрослюдисто-глинистого содержания с пятнами ожелезнения. Обнаружены обломки кремнистых пород выполненные микрокварцем. Цемент глинисто-гидрослюдистый, плёночного типа. Участками

Таблица 1. Освещённость продуктивных горизонтов и эффективных толщин керном и анализами
Table 1. Illumination of productive horizons and effective thicknesses by core and analyses

Горизонт Horizon	Общая проходка с отбором керна Penetration with core selection			Кол-во образцов, ед. Number of samples, units	Кондиционные образцы, ед. Conditional samples, units	Эффективная толщина, м Effective thickness, m	Отбор керна по эффективным мощностям Core selection by effective capacity			Освещённость керном коллектора, м/м Core illumination of the reservoir, m/m	Кондиционные образцы, ед. Conditioned samples, units	Освещённость кондиционными анализами коллектора, ан/м Illumination with conditioned reservoir analyses
	проходка, м penetration, m	вынос керна core recovery					проходка, м penetration, m	вынос керна от проходки core removal from penetration				
		м m	%					м m	%			
Ю-0-1А	103,18	80,81	78,3	39	25	17	8,4	7,4	88,1	0,44	20	1,18
Ю-0-1Б	258	219,94	85,2	199	143	52,3	38,22	34,7	90,8	0,66	115	2,20
Ю-0-1Б (русл.)	114,61	114,03	99,49	227	197	95,7	89,6	89,6	100	0,94	194	2,03
Ю-0-2	352,74	310,24	88,0	497	251	121,9	89,5	80,2	89,6	0,66	212	1,74
Ю-0-2 (русл.)	53,65	47,55	88,63	110	81	71,4	47,1	42,27	89,75	0,59	81	1,13
Ю-1А	198,58	170,39	85,8	180	106	63,1	50	43,42	86,8	0,69	79	1,25
Ю-1Б	155,78	118,64	76,2	96	44	39,6	22,95	16,33	71,2	0,41	37	0,93
Ю-1 (русл.)	108,55	100,23	92,34	206	168	111	78,2	73,27	93,7	0,66	162	1,46
ВСЕГО TOTAL	1345,09	1161,8	86,4	1554	1015	572	423,97	387,19	91,3	0,68	900	1,57

Таблица 2. Содержание литологических разновидностей
Table 2. Content of lithological varieties

Горизонт Horizon	Вынос керна, м Core recovery, m	Песчаник Sandstone		Алевролит Siltstone		Гравелит, конгломерат Gravellite, conglomerate		Глина, аргиллит Clay, argillite	
		м m	%	м m	%	м m	%	м m	%
Ю-0-1А	91,25	29,21	32,0	20,47	22,4	3,71	4,1	37,86	41,5
Ю-0-1Б	329,26	180,11	54,7	33,14	10,1	-	-	116,01	35,2
Ю-0-2	358,37	188,01	52,5	51,93	14,5	-	-	118,43	33,0
Ю-1А	227,51	124,79	54,9	37,23	16,4	-	-	65,49	28,8
Ю-1Б	138,26	86,82	62,8	4,41	3,2	-	-	47,03	34,0
ИТОГО TOTAL	1144,65	608,94	53,2	147,18	12,9	3,71	0,3	384,82	33,6

алевролиты переходят в песчаники, либо отмечаются маломощные прослойки мелкозернистых песчаников [5].

Породы-покрышки представлены пестроцветными глинами и аргиллитами. Глины от чистых до запесоченных, текстура массивная, редко горизонтально слоистая, неконтрастная, участками переходящие в алевролиты, в глинах – кристаллы кальцита, гидроокислы железа, детриты гидроокислов марганца. Аргиллиты слабоалевритистые, структура алевропелитовая, в основном пелитовая, массивные, с зеркалами скольжения.

Анализ петрографии шлифов и результатов XRD-анализа показал наличие в коллекторах-песчаниках проводящих минералов с содержанием железа (пирит, гематит, сидерит, гидроокислы железа) и минерала аналцима,

обладающего высокой адсорбционной способностью [6].

Начальный этап интерпретации материалов геофизических исследований (далее – ГИС) начинается с разделения пород на глинистые и неглинистые, коллекторы и неколлекторы исходя из качественных и количественных критериев, характерных для терригенного разреза. Для этого использовался весь комплекс геолого-геофизических исследований.

Качественными критериями выделения коллекторов по ГИС являются: изменение зоны проникновения по многозондovому индукционному каротажу (далее – ВИКИЗ), наличие глинистой корки или сохранение номинального диаметра скважины на кавернометрии (далее – KB), уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих пород

Таблица 3. Значения коэффициентов пористости и проницаемости коллекторов по керну по горизонтам (нефтяная часть коллектора)
Table 3. Values of porosity and permeability coefficients of reservoirs based on cores by horizons (oil part of the reservoir)

Горизонт Horizon	Кп, %				Кпр, мД			
	кол-во скважин, ед. number of wells, units	кол-во определений, ед. number of definitions, units	среднее значение average value	интервал изменения range of variation	кол-во скважин, ед. number of wells, units	кол-во определений, ед. number of definitions, units	среднее значение average value	интервал изменения range of variation
Ю-0-1А	1	9	24,22	19–26,2	1	1	126,23	–
Ю-0-1Б	8	77	25,23	18–32,14	8	77	645,41	1,08–5600
Ю-0-1Б (русл.)	5	145	27,16	19,52–34,7	5	143	481,18	2,39–2190
Ю-0-2	15	153	24,57	17,9–32,7	15	146	592,98	1–10000
Ю-0-2 (русл.)	1	19	27,68	24,9–30,7	1	10	568,24	51,4–2069,8
Ю-1А	6	47	25,93	18,9–31,45	6	44	730,8	1,87–9200
Ю-1Б	1	9	23,21	18,6–28,4	1	8	186,44	2,17–614,7
Ю-1 (русл.)	3	107	26,81	18,26–32,33	3	99	1222,96	16–4686

Кп – коэффициент пористости / porosity coefficient, %; Кпр – коэффициент проницаемости, мД / permeability coefficient, mD

Таблица 4. Минералогический состав по результатам рентгенографического анализа
Table 4. Mineralogical composition according to X-ray analysis results

Минерал Mineral	Кол-во определений, ед. Number of definitions, units	Диапазон изменения, % Range of variation, %	Среднее значение, % Average value
Кварц / Quartz	311	2,1–73	42
Калиевый полевой шпат / Potassium feldspar	236	2–20,8	8
Плагиоклаз / Plagioclase	263	11–51	26,6
Кальцит / Calcite	85	1–45	4,7
Альбит / Albite	48	6,5–86	41,2
Анортит / Anorthite	1	–	18
Пироксены / Pyroxenes	1	–	15,5
Микроклин / Microcline	3	39–74	53,7
Кремний / Silicon	2	1,1–25	13
Гипс / Gypsum	2	11–15,1	13,1
Сидерит / Siderite	27	1–10	2,4
Пирит / Pyrite	84	1–6	1,3
Анальцим / Analcime	51	1–89	5,1
Гематит / Hematite	2	3–4	3,5
Доломит / Dolomite	26	1–2	2
Анкерит / Ankerite	2	5–6	5,5
Каолинит / Kaolinite	123	1–72	4,2
Хлорит / Chlorite	282	1–84	11,5
Иилит / Illite	257	1–78	15,6
Слюда / Mica	2	13–16	15

по гамма каротажу (далее – ГК), отрицательная аномалия по потенциалу самопроизвольной поляризации (далее – ПС), наличие приращення микрозондов на кривых микрокаротажного зондирования (далее – МКЗ), увеличение интервального времени по акустическому каротажу (далее – АК), уменьшение водородосодержания по нейтронному каротажу (далее – НК) и снижение плотности по гамма-гамма плотностному каротажу (далее – ГГКп). Количественные критерии разделения пластов,

установленные по керну для горизонтов Ю-0 и Ю-1, составляют: коэффициент проницаемости (Кпр_гр) 1 мД, коэффициент пористости (Кп_гр) 17,5%, коэффициент объёмной глинистости (Кгл_гр) 38–40,8%. При оценке эффективных толщин из общей толщины выделенных коллекторов исключались глинистые, плотные и углистые прослои.

Следующий этап – оценка продуктивности и непродуктивности коллектора – проводится при последующем определении фильтрационно-

емкостных свойств. Объёмная глинистость (Кгл) рассчитывалась по ГК и ПС, пористость (Кп) определялась по данным методов ГГКп, НК, АК. Коэффициент нефтенасыщенности (Кн) коллекторов определяется по методу удельного электрического сопротивления с использованием петрофизических связей, обоснованных на керне месторождения, по уравнению Арчи-Дахнова (1–2):

$$P_{\Pi} = \frac{a}{K_{\Pi}^m} \quad (1)$$

$$P_H = \frac{b}{K_B^n} \quad (2)$$

где P_n и P_H – параметры пористости и насыщенности; K_n и K_B – коэффициенты пористости и водонасыщенности, д. ед.; a и b – структурные коэффициенты; m и n – экспоненты цементации и насыщения.

Удельное электрическое сопротивление (далее – УЭС) пород покрышек верхнеюрских отложений изменяется от 1,5 до 2,8 Ом·м, нефтенасыщенного коллектора – от 1,5 до 6,7 Ом·м, водонасыщенного – от 0,5 до 2,5 Ом·м. Переходная зона с неоднозначным характером насыщения по сопротивлению установлена в пределах 1,5–2,5 Ом·м. График зависимости сопротивления от пористости (рис. 4) демонстрирует независимость УЭС от пористости для нефтенасыщенных коллекторов и слабую зависимость – для водонасыщенных.

Сопоставление эффективной мощности и коэффициента глинистости нефтенасыщенных коллекторов с сопротивлением коллекторов по данным ГИС (рис. 5) показывает, что изменение мощности коллекторов от 0,4 до 5,5 м и глинистости от 5% до 41% также не отражается на удельном электрическом сопротивлении.

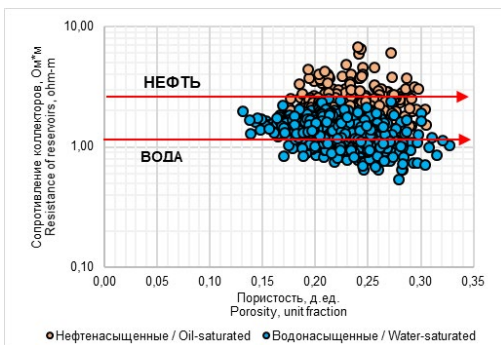


Рисунок 4. Изменение сопротивления в зависимости от характера насыщения коллекторов

Figure 4. Change of resistance depending on the nature of saturation of reservoirs

Определение характера насыщения низкоомных коллекторов Ю-0 и Ю-1 вызывает трудности, т.к. стандартная методика выделения коллекторов по изменению их сопротивления при насыщении различными флюидами оказывается неприменимой. Поэтому для определения характера насыщения таких коллекторов дополнительно привлекаются данные геолого-технологических исследований (далее – ГТИ) с отбором шлама.

На рис. 6 приведена геолого-геофизическая характеристика разреза скважины 479, где по комплексу методов АК, ННК, ГГКп, МКЗ можно выделить коллекторы, однако однозначное определение характера насыщения по ВИКИЗ затруднено в силу низкой дифференциации кривой сопротивления напротив нефтенасыщенных коллекторов. В таких случаях использование результатов газового каротажа позволяет определить продуктивность низкоомных интервалов по составу и количеству углеводородных газовых компонент.

Скважина 479 пробурена на южном своде после пересчёта запасов нефти и газа 2015 г. Как видно из рис. 7, она была заложена и пробурена в зоне отсутствия коллектора, по результатам ГИС опробована, и получен приток нефти. На рис. 7 (а) представлена структурная карта по горизонту Ю-1 в 2015 г., на рис. 7 (б) – в 2021 г.

Рассмотрим южный свод горизонта Ю-0-1б. На рис. 8 представлены структурные карты по данному горизонту за 2015 и 2021 гг. соответственно. За счёт бурения новых скважин, выделения по ГИС низкоомных коллекторов, их опробования в ряде скважин (421, 423, 425, 426, 464) и установления продуктивности в нерусловых отложениях часть зоны отсутствия коллекторов и категория запасов С2 переведена в категорию С1, что в целом привело к увеличению площади нефтеносности с приростом геологических запасов.

На северном своде горизонта Ю-0-2 с целью повышения эффективности геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) в 2019–2021 гг. по скважинам 245, 413, 422, 359 методом гидроразрыва пласта (далее – ГРП) с закачкой пропанта были освоены низкоомные пласты-коллекторы мощностью от 0,5 до 1,9 м и сопротивлением от 1,5 до 4,4 Ом·м.

В табл. 5 приведены средние показатели до и после выполнения ГТМ и процентная величина достижения планового прироста дебита нефти по скважинам 245, 413, 422, 359.

На рис. 10 представлена геолого-геофизическая характеристика скважины 413. Эффективная мощность нефтенасыщенных пластов горизонта Ю-0-2 составляет от 0,6 до 1,5 м, в общем – 6,2 м. Сопротивление пластов от 1,5 до 2,8 Ом·м, при этом верхние три коллектора с сопротивлением 2,2–2,8 Ом·м, а нижние пласты низкоомные с сопротивлением 1,5–1,7 Ом·м. При первичной интерпретации

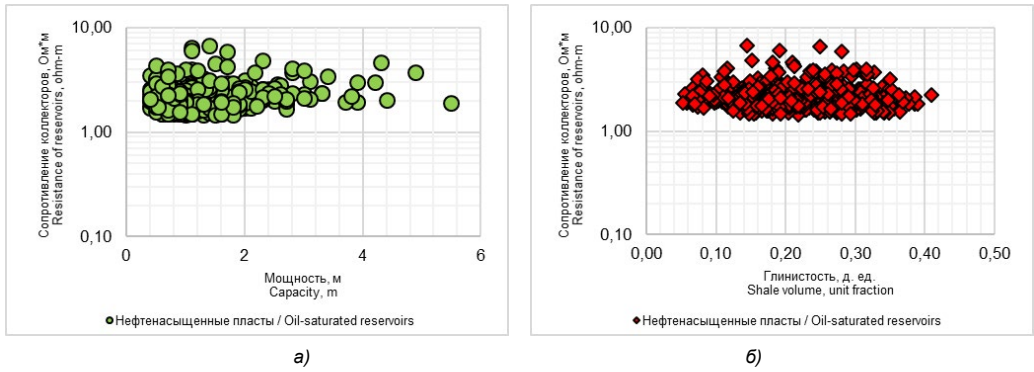


Рисунок 5. Сопоставление
Figure 5. Matching

а) мощности и сопротивления коллекторов / power and resistance of reservoirs; б) коэффициента глинистости и сопротивления коллекторов / shale volume coefficient and resistance

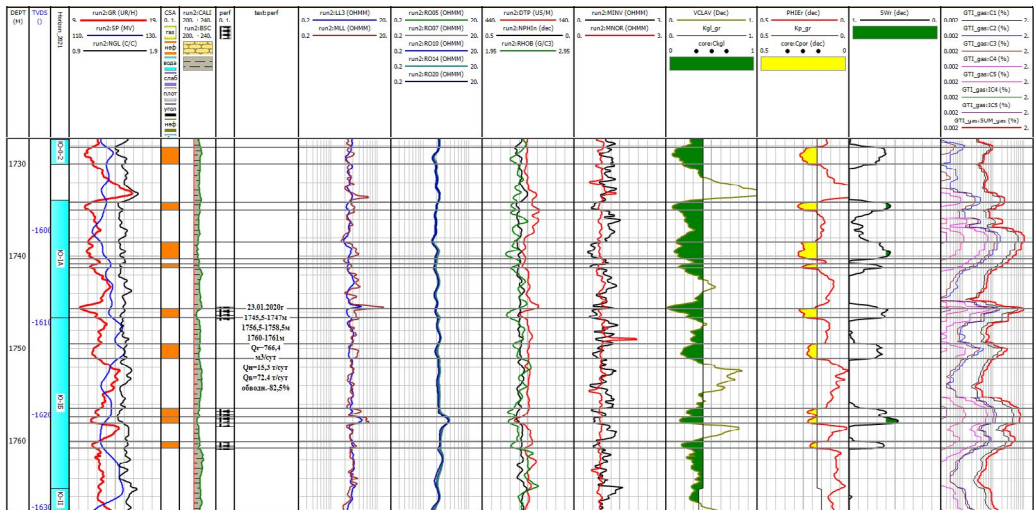


Рисунок 6. Геолого-геофизическая характеристика низкоомных коллекторов.
Горизонт Ю-I. Скважина 479
Figure 6. Geological and geophysical characterisation of low-resistivity reservoirs.
U-I horizon. Well No. 479

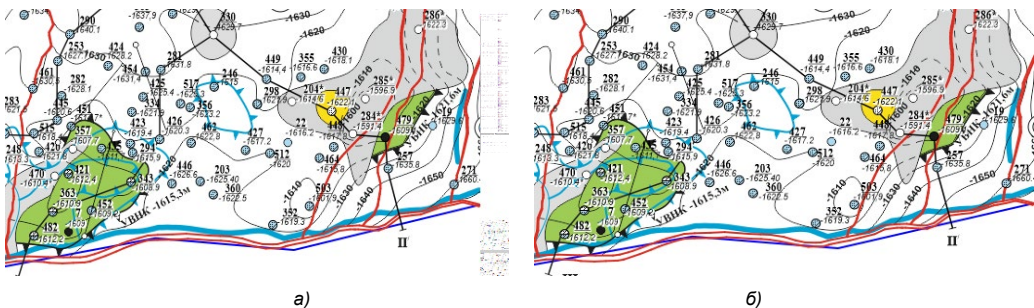


Рисунок 7. Структурная карта по горизонту Ю-I
Figure 7. Structural map of the U-I horizon

а) подсчёт запасов, 2015 г. / reserves estimation, 2015 ; б) подсчёт запасов, 2021 г. / reserves estimation, 2021

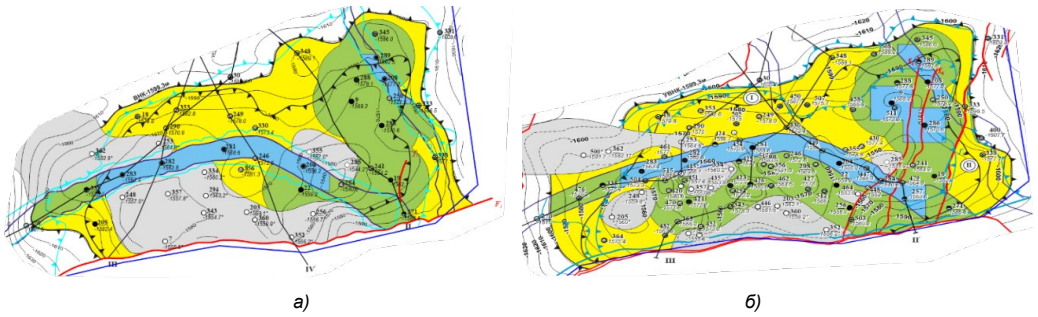


Рисунок 8. Структурная карта по горизонту Ю-0-1б
Figure 8. Structural map of the U-0-1b horizon

a) подсчёт запасов, 2015 г. / reserves estimation, 2015; б) подсчёт запасов, 2021 г. / reserves estimation, 2021



Рисунок 9. Структурная карта по горизонту Ю-0-2
Figure 9. Structural map of the U-0-2 horizon

a) подсчёт запасов, 2015 г. / reserves estimation, 2015; б) подсчёт запасов, 2021 г. / reserves estimation, 2021

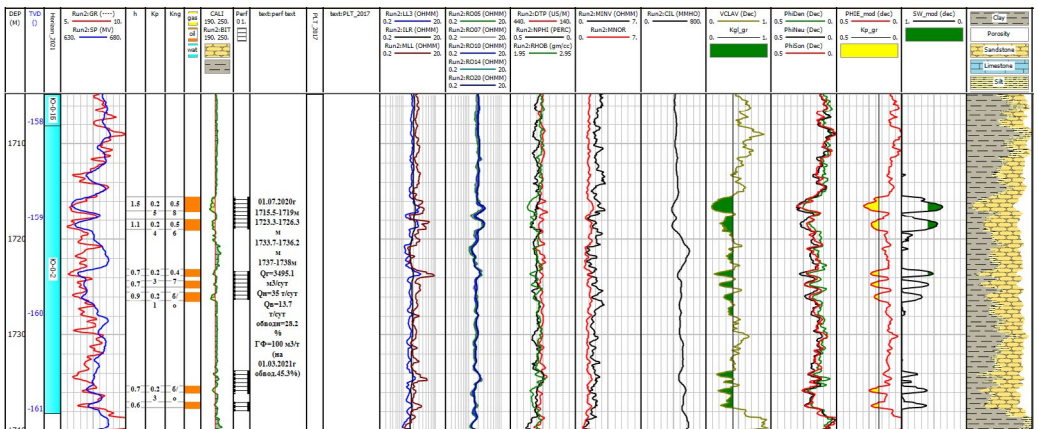


Рисунок 10. Геолого-геофизическая характеристика низкоомных коллекторов.
Горизонт Ю-0-2. Скважина 413
Figure 10. Geological and geophysical characterisation of low resistivity reservoirs.
U-0-2 horizon. Well No. 413

ГИС из-за низких значений удельного электрического сопротивления характер насыщения нижних пластов был определен как водонасыщенный. Однако при освоении горизонта Ю-0-2 были перфорированы все выделенные пласты-коллектора и, как видно

из табл. 5, средний дебит нефти составил 45 т/сут при обводненности 5%. При оценке нефтенасыщенности коллекторов с низким УЭС Кп по ГИС, соответственно, заниженный. При утверждённом Кп_гр 40% коэффициент нефтенасыщенности

Таблица 5. Средние показатели прироста до и после выполнения ГТМ
Table 5. Average increase rates before and after Well Intervention

№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Дата пуска после ГТМ Date of start-up after Well Intervention	Отработанные дни, сут Working days, days	Средние показатели до ГТМ Average indicators before Well Intervention			Средние показатели после ГТМ на год проведения Average indicators after Well Intervention for the year of implementation			Прирост, т/сут Increase, t/day				Накопленная дополнительная добыча, т Cumulative additional production, t
				Ож, м³/сут (m³/day)	обводнённость, % water cut, %	Qн, т/сут (t/day)	Ож, м³/сут (m³/day)	обводнённость, % water cut, %	Qн, т/сут (t/day)	план plan	факт fact	разница difference	% дост. availability %	
245	Ю-0-2	14.05.2019	224	-	-	-	27,5	12,7	20,1	4,6	18,1	13,5	390,6	4050,3
413	Ю-0-2	08.07.2020	177	-	-	-	56,7	5	45	6,4	45	38,6	703,4	7969
422	Ю-0-2	12.07.2020	152	-	-	-	16,9	20	11,4	6,4	11,4	5	178,5	1736
359	Ю-0-2	02.07.2021	174	114,1	94	5,5	58,3	2	47,9	5,1	42,7	37,6	835,4	7422,3

Qж – объем жидкости / liquid volume ; Qн – объем нефти / oil volume

большинства низкоомных нефтенасыщенных коллекторов горизонтов Ю-0 и Ю-1 с сопротивлением от 1,5 до 2,5 Ом·м оказываются ниже граничного Кн.

На рис. 11 приведен пример геолого-геофизической характеристики скважины 11, где видна хорошая сопоставимость лабораторных анализов керна по определению глинистости, пористости и проницаемости с этими же параметрами, определёнными по методам ГИС. В силу низкоомности разреза по ря-

ду пластов Кн < Кн_гр, и поэтому при расчётах средневзвешенных значений Кнсрв данные коллектора не учитывались.

В связи с этим была предпринята попытка расчёта Кн по соотношению, установленному по керну между остаточной водонасыщенностью и пористостью по данным центрафигурования, вытеснения водой нефти, уравнение для горизонтов Ю-0 и Ю-1 имеет вид (3) (рис. 12):

$$K_{во} = 0,18 * K_{п} - 0,579 \quad (3)$$

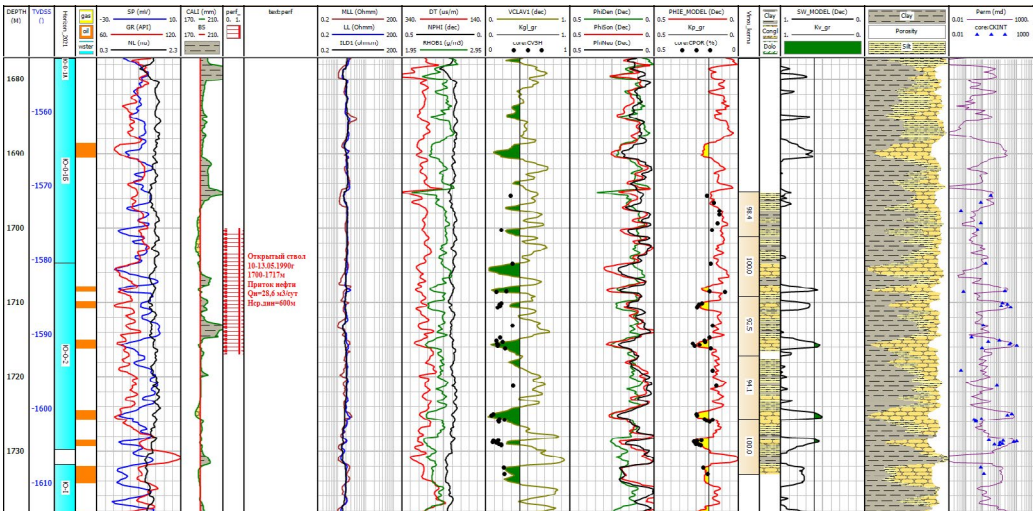


Рисунок 11. Геолого-геофизическая характеристика низкоомных коллекторов верхнеюрских отложений. Горизонты Ю-0 и Ю-1. Скважина 11
Figure 11. Geological and geophysical characterisation of low-resistivity reservoirs of Upper Jurassic sediments. Horizons U-0 and U-1. Well No. 11

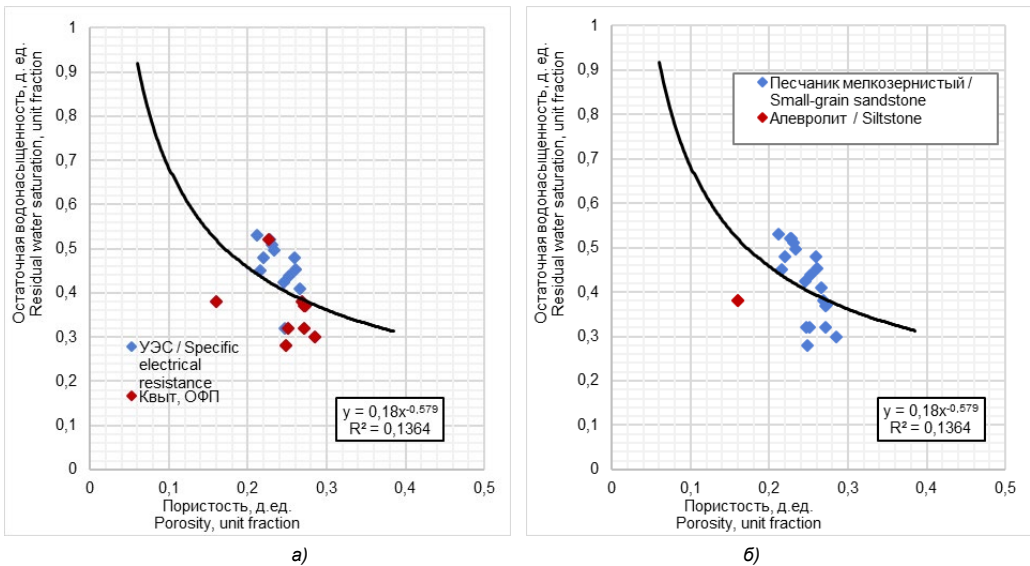


Рисунок 12. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости по данным специальных анализов ядра

Figure 12. Dependence of residual water saturation on porosity based on special core analyses data

а) горизонт Ю-0 / Horizon U-0; б) горизонт Ю-1 / Horizon U-1

Квйт – коэффициент вытеснения / oil recovery factor; ОФП – относительная фазовая проницаемость / relative permeability

На данном рисунке наглядно показано, что используемые для графика образцы ядра литологически представлены преимущественно мелкозернистым песчаником и единично – алевритом. Однако из-за недостаточного количества образцов коэффициент корреляции получился очень низким $R^2 = 0,1364$ и, соответственно, на практике данный метод определения водонасыщенности K_v неприменим [7].

В последующем при достаточном количестве специальных анализов по определению остаточной водонасыщенности по горизонтам Ю-0 и Ю-1 рекомендуется установить связь (4) и при хорошем корреляционном коэффициенте применить её к данным ГИС, определив граничное значение K_n .

$$K_{vo} = f(K_n) \quad (4)$$

Результаты и обсуждение

В целом, проведя обзор основных причин снижения УЭС нефтенасыщенных коллекторов – тонкое чередование песчаных и глинистых пород, присутствие в породе электропроводящих минералов группы пирита, повышенная глинистость коллекторов и мелкозернистость, влияние связанной водонасыщенности, обстановка седиментогенеза, преобразование минералов, состав и текстурные особенности распределения глинистых минералов и пр. [8], можно выстроить следующую причинно-следственную цепочку: фациальная основа

седиментогенеза – полиминеральный литотип породы – сорбция – образование пленочно-связанной воды – появление поверхностной проводимости – заполнение УВ – образование низкоомного коллектора. Видно, что первопричиной является процесс седиментации, формирующий соответствующий песчаный литотип породы, а именно мелкогранулярной либо внутривыворо-структурированной или слоистой глинистости, а также пиритизированный по поверхности сообщающихся пор. В основном это зависит от фациальной обстановки. Процессы сорбции глинистыми минералами молекул воды и образования её связанного состояния по поверхности пор формируют замкнутую электрическую цепь, в которую могут быть встроены высокоэлектропроводящие минералы группы пирита, формирующие отдельную электрическую сеть. А поскольку УЭС минералов группы пирита очень низкое (10^{-4} – 10^{-2} Ом·м), то их влияние значительно как при параллельном, так и при последовательном соединении [9].

Таким образом, можно предполагать, что причинами низкого удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных коллекторов верхнеюрских отложений месторождения Акшабулак Центральный являются переслаивание песчаных и глинистых пород, мелкозернистость, присутствие в них электропроводящих минералов (пирита, сидерита, гематита, гидроокислов железа), которые представлены как отдельными минеральными видами, так и разными генерациями [10].

Помимо этого на сопротивление пласта также может оказывать влияние наличие глинистых минералов с повышенной поверхностной электропроводностью.

В дальнейшем при выполнении пересчёта запасов нефти и газа по месторождению перспективность низкоомных нефтенасыщенных коллекторов необходимо устанавливать по комплексному анализу материалов ГИС, результатов газового каротажа и проводимых

испытаний горизонтов Ю-0 и Ю-1 с учётом снижения критического значения сопротивления нефтенасыщенных пластов до 1,5 Ом·м и уточнения граничного коэффициента нефтенасыщенности по специальным исследованиям ядра. Учитывая вышеуказанное, рекомендуется пересмотреть зоны отсутствия коллекторов и пропущенные продуктивные интервалы в Ю-0 и Ю-1 для выявления в них содержания углеводородов.

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: Джумагалиева А.К. – сбор, анализ геолого-геофизических материалов, интерпретация данных ГИС и ядра по месторождению, составление текстовой части, таблиц и графиков, редактирование рукописи; Нысангалиева Ш.О. – сбор и анализ ядерных данных и составление по ним таблиц, диаграмм и гистограмм; Ахметов Д.А. – анализ геолого-геофизического материала; Сагиндыков К.И. – анализ данных ГИС, составление графиков, составление части текстового материала;

Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Мурзагалиева Ж.С. – общее руководство.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Ainagul K. Dzhumagaliyeva – collection and analysis of geological and geophysical materials, interpretation of GIS data and core data for the field, preparation of the text section, tables, and graphs, manuscript editing; Shynar O. Nyssangaliyeva – collection and analysis of core data, preparation of tables, diagrams, and histograms; Duman A. Akhmetov – analysis of geological and geophysical data; Kairat I. Sagindykov – analysis of well-logging operations data, preparation of graphs, writing of text sections; Altynbek S. Mardanov, Talgat S. Jaxylykov, Zhansaya S. Murzagaliyeva – general supervision.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ошлакова А.С.* Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов // *Известия ТПУ.* 2011. Т. 315, № 1. С. 68–72.
2. *Малиновский Ю.М.* Нефтегазовая литология. Москва : РУДН, 2009. 217 с.
3. *Семенов В.В., Питкевич В.Т., Мельник И.А., Соколова К.И.* Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных ядерного материала и НКТ // *Геофизика.* 2006. № 2. С. 42–47.
4. *Чикишев А.Ю., Чикишев Ю.А., Ковалева Н.П., и др.* Причина наличия низкоомных коллекторов юрских отложений Каймысовского свода // *Нефтяное хозяйство.* 2006. №8. С. 42–45.
5. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика (физика горных пород). Учебник для ВУЗов. Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2004. 368 с.
6. *Мельник И.А.* Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // *Геофизические исследования.* 2014. Т.15, №4. С. 44–53.
7. *Ежова А.В.* Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // *Известия ТПУ.* 2006. Т. 309, №6. С. 23–26.
8. *Ежова А.В., Лубина В.Ф., Боркун Ф.Я., Сальникова Н.И.* Влияние сульфидных образований на петрофизические свойства коллекторов горизонта Ю-1. Томск : ТПИ, 1991. 162 с.
9. *Гусев С.И.* Анализ причин, приводящих к снижению удельного электрического сопротивления продуктивных коллекторов // *Нефтепромысловое дело.* 2016. №5. С. 36–40.
10. *Зарипов О.Г., Сонич В.П.* Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // *Нефтяное хозяйство.* 2001. № 9. С. 18–21.

REFERENCES

1. Oshlakova AS. Analiz geofizicheskikh i ekspluatatsionnykh dannyh nizkoomnykh kollektorov. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2011;315(1):68–72. (In Russ).
2. Malinovskiy YM. Neftegazovaya litologiya. Moscow : RUDN; 2009. 217 p.
3. Semenov VV, Pitkevich VT, Mel'nik IA, Sokolova KI. Issledovaniye nizkoomnykh kollektorov s ispol'zovaniyem dannykh kernovogo materiala i NKT. *Geophysics*. 2006;2:42–47. (In Russ).
4. Chikishev AY, Chikishev YA, Kovaleva NP, et al. Prichina nalichiya nizkoomnykh kollektorov yurskikh otlozheniy Kaimysovskogo svoda. *Oil Industry*. 2006;8:42–45. (In Russ).
5. Dobrynin VM, Vendel'shtein BY, Kozhevnikov DA. Petrofizika (fizika gornyykh porod). *Uchebnik dlya VUZov*. Moscow : Izd-vo «Neff' i gaz» RGU nefti i gaza im.I.M. Gubkina; 2004. 368 p. (In Russ).
6. Mel'nik IA. Prichiny ponizheniya elektricheskogo soprotivleniya v nizkoomnykh kollektorah. *Geophysical research*. 2014;15(4):44–53. (In Russ).
7. Yezhova AV. Metodika otsenki neftenasyschennosti nizkoomnykh kollektorov v yurskikh otlozheniyakh Yugo-Vostoka Zapadno-Sibirskoy plity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2006;309(6):23–26. (In Russ).
8. Yezhova AV, Libina VF, Borkun FY, Sal'nikova NI. *Vliyaniye sul'fidnykh obrazovaniy na petrofizicheskiye svoystva kollektorov gorizonta Yu-1*. Tomsk: TPU; 1991. 162 p. (In Russ).
9. Gusev SI. Analiz prichin, privodyashchikh k snizheniyu udel'nogo elektricheskogo soprotivleniya produktivnykh kollektorov. *Oilfield engineering*. 2016;5.:36–40. (In Russ).
10. Zariyov OG, Sonich VP. Vliyaniye litologii porod-kollektorov na udel'noe elektricheskoye soprotivleniye plastov. *Oil Industry*. 2001;9:18–21. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Джумагалиева Айнагуль Карловна

ORCID 0009-0004-4703-1469

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

Нысангалиева Шынар Орынгалыкызы

ORCID 0009-0004-0455-7161

e-mail: sh.nysangaliyeva@kmge.kz.

Ахметов Думан Аманбекович

PhD

ORCID 0000-0002-3398-4670

e-mail: dakhmetov@kgm.kz.

Сагиндыков Кайрат Исламидинович

ORCID 0009-0001-5645-2626

e-mail: ksagyndykov@kgm.kz.

Марданов Алтынбек Сүлейменулы

ORCID 0000-0002-8342-3046

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

Джаксылыков Талгат Сайнович

ORCID 0000-0002-1530-3974

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

Мурзагалиева Жансая Сайлауовна

ORCID 0000-0002-2657-8324

e-mail: zh.murzagaliyeva@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

*Ainagul K. Dzhumagaliyeva

ORCID 0009-0004-4703-1469

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

Shynar O. Nyssangaliyeva

ORCID 0009-0004-0455-7161

e-mail: sh.nysangaliyeva@kmge.kz.

Duman A. Akhmetov

PhD

ORCID 0000-0002-3398-4670

e-mail: dakhmetov@kgm.kz.

Kairat I. Sagindykov

ORCID 0009-0001-5645-2626

e-mail: ksagyndykov@kgm.kz.

Altynbek S. Mardanov

ORCID 0000-0002-8342-3046

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

Talgat S. Jaxylykov

ORCID 0000-0002-1530-3974

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

Zhansaya S. Murzagaliyeva

ORCID 0000-0002-2657-8324

e-mail: zh.murzagaliyeva@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 661.185.76
CSCSTI 31.15.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>

Received: 31.10.2024.

Accepted: 25.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

Emulsification Stability of An Amphiphilic Polymer for Chemical Flooding

Xiangyu Wei, Bauyrzhan Sarsenbekuly, Ning Kang, Guoqing Zhang

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Emulsification plays a pivotal role in the process of enhanced oil recovery, especially in chemical flooding. Emulsification has emerged as one of the key mechanisms facilitating oil recovery in polymer flooding.

Aim: This study aimed to solve the problem of emulsification and stability of amphiphilic polymers in the process of oil displacement.

Materials and methods: The emulsion was prepared by stirring emulsification method in the lab, and the dynamic stability of the emulsion was determined by stabilizer, and the size and distribution of droplets were determined by laser particle sizing instrument.

Results: The experimental results show that, with the increasing mass concentration of amphiphilic polymer, the apparent viscosity of the solution is significantly increased. The emulsification ability and the stability of the emulsion are also enhanced. In addition, the microstructure of the emulsion shows that the amphiphilic polymer with higher concentration helps to reduce the particle size of the emulsified oil droplets and impels the more uniform distribution. Furthermore, the amphiphilic polymer system was conducive to improving the oil-water emulsification ability and prolonging the stability of the emulsion, especially in high-salinity and high-temperature environments.

Conclusion: The results of the study are of guiding significance for the emulsification of amphiphilic polymers for oil recovery.

Keywords: *amphiphilic polymer; emulsification; stability; rheology.*

To cite this article:

Wei X, Sarsenbekuly B, Kang N, Zhang G. Emulsification Stability of An Amphiphilic Polymer for Chemical Flooding. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):39–48.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>.

УДК 661.185.76
МРНТИ 31.15.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>

Получена: 31.10.2024.
Одобрена: 25.12.2024.
Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Устойчивость амфифильного полимера к эмульгированию при химическом заводнении

С. Вэй, Б. Сарсенбекулы, Н. Кан, Г. Чжан

Казахстанско-Британский Технический Университет, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Эмульгирование играет ключевую роль в процессе повышения нефтеотдачи, особенно при химическом заводнении. Эмульгирование стало одним из ключевых механизмов, способствующих извлечению нефти при полимерном заводнении.

Цель. Данное исследование было направлено на решение проблемы эмульгирования и стабильности амфифильных полимеров в процессе вытеснения нефти.

Материалы и методы. Эмульсию готовили методом эмульгирования при перемешивании в лаборатории, динамическую стабильность эмульсии определяли с помощью стабилизатора, а размер и распределение капель определяли с помощью лазерного прибора для определения размера частиц.

Результаты. Результаты экспериментов показывают, что с увеличением массовой концентрации амфифильного полимера кажущаяся вязкость раствора значительно увеличивается. Также повышается способность к эмульгированию и стабильность эмульсии. Кроме того, микроструктура эмульсии показывает, что амфифильный полимер с более высокой концентрацией помогает уменьшить размер частиц эмульгированных капель нефти и способствует их более равномерному распределению. Кроме того, амфифильная полимерная система способствовала улучшению способности эмульгирования нефти с водой и продлению стабильности эмульсии, особенно в условиях высоких солености и температуры.

Заключение. Результаты исследования имеют решающее значение для эмульгирования амфифильных полимеров при добыче нефти.

Ключевые слова: амфифильный полимер, эмульгирование, стабильность, реология.

Как цитировать:

Вэй С., Сарсенбекулы Б., Кан Н., Чжан Г. Устойчивость амфифильного полимера к эмульгированию при химическом заводнении // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 39–48.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>.

ӨОЖ 661.185.76

ҒТАХР 31.15.37

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>

Қабылданды: 31.10.2024.

Мақұлданды: 25.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Химиялық суландыру кезінде амфифилді полимердің эмулгацияға төзімділігі

С. Вэй, Б. Сарсенбекұлы, Н. Кан, Г. Чжан

Қазақстан-Британ Техникалық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Эмулгациялау мұнай өндіруді арттыру процесінде, әсіресе химиялық суландыру кезінде шешуші рөл атқарады. Эмулгациялау полимерлі су тасқыны кезінде мұнай алуға ықпал ететін негізгі механизмдердің біріне айналды.

Мақсаты. Бұл зерттеу мұнайды ығыстыру процесінде амфифилді полимерлердің эмулгациялауы мен тұрақтылығы мәселесін шешуге бағытталған.

Материалдар мен әдістер. Эмульсия зертханада араластырылған кезде эмулгациялау әдісімен дайындалды, эмульсияның динамикалық тұрақтылығы тұрақтандырғышпен анықталды, ал тамшылардың мөлшері мен таралуы бөлшектердің мөлшерін анықтау үшін лазерлік құралмен анықталды.

Нәтижелері. Тәжірибе нәтижелері амфифилді полимердің массалық концентрациясының жоғарылауымен ерітіндінің айқын тұтқырлығы айтарлықтай артады деп болжайды. Эмулгациялау қабілеті мен эмульсияның тұрақтылығы да артады. Сонымен қатар, эмульсияның микроқұрылымы жоғары концентрациясы бар амфифилді полимер эмулгацияланған мұнай тамшыларының бөлшектерінің мөлшерін азайтуға көмектесетінін және олардың біркелкі таралуына ықпал ететінін көрсетеді. Сонымен қатар, амфифилді полимер жүйесі мұнайдың сумен эмульгациялау қабілетін жақсартуға және эмульсияның тұрақтылығын ұзартуға ықпал етті, әсіресе жоғары тұздылық пен температура жағдайында.

Қорытынды. Зерттеу нәтижелері мұнай өндіруде амфифилді полимерлерді эмулгациялау үшін өте маңызды.

Негізгі сөздер: амфифилді полимер, эмулгациялау, тұрақтылық, реология.

Дәйексөз келтіру үшін:

Вэй С., Сарсенбекұлы Б., Кан Н., Чжан Г. Химиялық суландыру кезінде амфифилді полимердің эмулгацияға төзімділігі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4, 39–48 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108796>.

Introduction

As one of the most important global energy sources, oil supports the economic development and industrial production of modern society [1]. However, with the gradual decrease of global oil reserves, the recovery rate of conventional oil recovery techniques is gradually decreasing, and the extraction of residual oil becomes more difficult. To improve the recovery rate, chemical flooding technology, as a key method in tertiary oil recovery (EOR), significantly improves the recovery rate by reducing the interfacial tension between oil and water and changing the fluidity ratio [2].

In chemical oil flooding, polymer oil flooding technology increases the viscosity of the water phase by introducing polymers to increase the oil-water flow ratio and improve the reservoir wave coefficient, thus improving the recovery of crude oil [3]. However, traditional polymers such as partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) have poor properties in high-temperature and high-salinity environments, thus resulting in their limited application in complex reservoirs. In recent years, researchers have turned their attention to amphiphilic polymers with both hydrophilic and hydrophobic properties [4]. Amphiphilic polymers not only have better temperature and salt resistance but also can form a three-dimensional network structure through the self-assembly of their hydrophobic groups, which significantly improve the rheological properties and stability of the solution [5]. Seright et al. pointed out that the introduction of amphiphilic polymers effectively solves the viscosity reduction problem of traditional polymers in highly mineralized reservoirs, and significantly improves their shear and salt resistance [6]. The amphiphilic polymers have better application prospects in EOR technology in high-salinity reservoirs due to their excellent properties.

In EOR technology, the complex system of amphiphilic polymers and surfactants can significantly improve the emulsification ability [7]. The stability of emulsion directly affects the oil flooding efficiency, especially in high-temperature and high-salinity reservoirs [8]. Levitt et al. pointed out that, by introducing amphiphilic polymers into the solution, the interfacial tension between oil and water can be effectively reduced and a stable emulsion can be formed, which improves the dispersibility and mobility of oil and water [9]. In addition, Negin et al. showed that amphiphilic polymers effectively prevented oil droplet agglomeration through the formation of hydrophobic associative structures by self-assembly, thus dramatically improving the stability of emulsions [8]. Kang Wanli (1997) pointed out that salinity and temperature-resistant amphiphilic polymers had an important influence on emulsion stability in high mineralization environments [2].

In high-salinity environments, the introduction of electrolytes compresses the double layer, leading to accelerated oil droplet aggregation

and decreased emulsion stability [10]. However, Negin et al.'s experimental results showed that the special structure of amphiphilic polymers enables them to maintain good viscosity and rheological properties in high salt environments, thus effectively maintaining the stability of emulsions [8].

Despite significant progress in research on the emulsification and stability of amphiphilic polymers, their practical application still faces many challenges. The emulsification ability and stability of specific salt-resistant amphiphiles need to be explored, and the effect of surfactants on the emulsification of amphiphiles is not clear. In this paper, the stability of type BIII amphiphilic polymer concentration on emulsion is investigated, and the effect of surfactant on its stability is also explored.

Experimental part

Experimental materials

Amphiphilic polymer: BIII amphiphilic polymer (an acrylamide-based amphiphilic polymer containing hydrophobic groups)

Water for solution preparation: 950 mg/L NaCl solution;

Crude oil: Daqing crude oil.

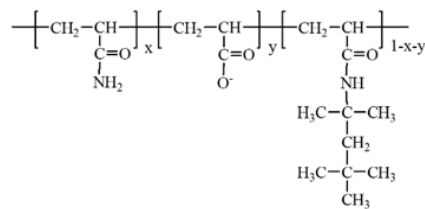


Figure 1. Molecular structural formula

Experimental apparatus

- (1) Electronic balance, Sartorius Scientific Instruments (Beijing) Co;
- (2) IKA RW200 Digital stirrer, Shanghai Renhe Scientific Instruments Co;
- (3) FYL-YS-138L1 thermostat, Beijing Fuyi Co;
- (4) Multi-head magnetic heating stirrer, Changzhou Guohua Instrument Co;
- (5) Dispersing emulsifier FM200, Fluke Fluid Machinery Manufacturing Co;
- (6) Digital display constant temperature water bath, Shanghai Meixiang Instrument Co;
- (7) Brookfield DV-II+ Rotational Viscometer, product of Brookfield, USA;
- (8) XSJ-2 type optical microscope, manufactured by Chongqing Optical Instrument Factory, China;
- (9) TURBISCAN Lab Expert stability analyzer, ALV-GmbH, Germany.

Experimental methods

- (1) Configuration of the target solution
Clearwater (mineralization degree 950 mg/L NaCl solution) was prepared with a concentration

of 5000 mg/L mother liquor, and sewage water (mineralization degree 4000 mg/L NaCl solution) was used to prepare the destination solution. 5000 mg/L of BIII polymer and 950 mg/L of NaCl were introduced into 1 L distilled water and stirred using an IKA RW200 Digital stirrer. The initial rotation speed was 300 rpm and then was changed to 150 rpm after the amphiphilic polymer was evenly dispersed. 4–6 h later, the aqueous of dissolved amphiphilic polymer was put into a FYL-YS-138L1 thermostat at 45 °C for 24 h. 4000 mg/L NaCl was added into 1 L of distilled water to prepare the effluent.

200 ml aqueous with the mass concentration of 200 mg/L, 400 mg/L, 600 mg/L, 800 mg/L, 1000 mg/L and 1200 mg/L were prepared separately with the destination solution according to the ratio.

Add the required amount of mother liquor and sewage into a conical flask, and after stirring for 4–6 h with a multi-head magnetic heating stirrer, the flask was put into the FYL-YS-138L1 thermostat at a constant temperature of 45 °C to ripen for 24 h. The mixture of Fuyu crude oil and amphiphilic polymer was then prepared with the water in a conical flask.

The residual crude oil was mixed with the amphiphilic polymer solution according to the water-oil ratio of 1:3,1:2,1:1,2:1,3:1. Then the simulated emulsion was prepared by using a FM200 high-speed shear dispersing emulsifier with the rotational speed of 5000 rpm, the emulsification time of 15 min, and the emulsification temperature of 45 °C.

(2) Take microphotographs of the emulsion

Use a XSJ-2 optical microscope to take microscopic emulsion image and take different sizes on the photographs to measure the same example.

(3) Measurement of stability parameters

TURBISCAN Lab Expert type stability analyzer mainly analyzes the optical dispersion characteristics of the fluid by the pulse near-infrared light source. The transmittance and reflectance of light are different for different fluids or the same fluid with different stability at different times. The Stability Analyzer detects transmitted light and backscattered light through two detectors, and its curve can reflect the particle size growth or migration of emulsified oil droplets.

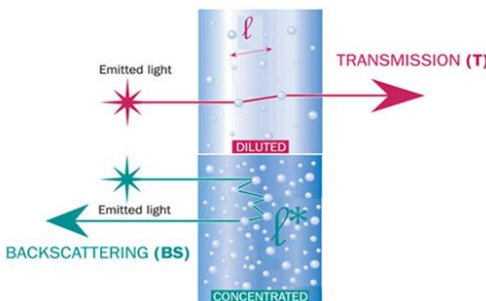


Figure 2. Stability analyzer working principal diagram

The intensity of the back scattered light BS is approximately inversely proportional to the square root of the photon transmission mean free range λ^* (1):

$$BS \approx \frac{I}{\sqrt{\lambda^*}} \tag{1}$$

The relationship between Transmitted light T and λ^* (Lambert-Beer law) (2–3):

$$T(\lambda^*, r_i) = T_0 e^{-\frac{2r_i}{\lambda^*}} \tag{2}$$

$$\lambda^*(\varphi, d) = \frac{2d}{3\varphi(1-g)Q_s} \tag{3}$$

where r_i is the radius of the test chamber, T is the intensity of transmitted light in the continuous phase, D is the average particle size and φ is the particle volume concentration.

The stability parameter TSI is the stability analyzer for the data processing software used to evaluate the stability of the system (4):

$$TSI = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_{BS})^2}{n-1}} \tag{4}$$

where r_i is the average value of each backscattered light intensity and n is the number of scans. The smaller the TSI value is, the better stability the test system is.

Results and Discussion

Micrographs of emulsions with different concentrations of amphiphilic polymers and emulsion stabilization parameters

The curve of backscattered light intensity versus time is shown in Fig. 3. During the destabilization of emulsion, the decrease in the backscattered light intensity indicates the growth of the particle size of the emulsified oil droplets in the emulsion system at the initial stage which enlarged the particle size of emulsified oil droplets, resulting in the uplift

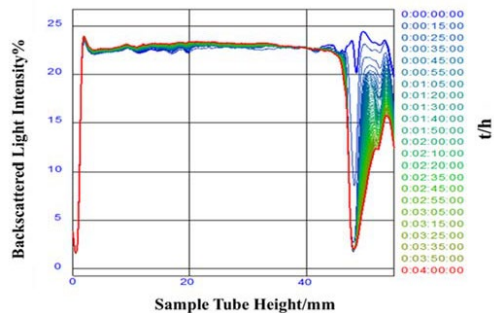


Figure 3. Multiple light scattering curves of emulsion with 1600 mg/L water-oil ratio 1:1

of oil droplets and the reduction of volume fraction of the dispersed phase at the bottom of the emulsion, thus leading to a decrease of backscattered light intensity. The changes in other ratios and polymer concentrations can be calculated with TSI values using similar curves.

Fig. 4 exhibited the influence of different oil-water ratio on stability of emulsion under at amphiphilic polymer concentration of 200mg/L. The effect of the parameter TSI in 4h measurement results shows that the smaller value of TSI indicated the more stable emulsion. The mixture with a ratio of Fuyu crude oil to amphiphilic polymer at 1:3 has the smallest TSI value, indicating that the formed emulsion is most stable, while the largest TSI value at the ratio of oil: polymer=1:3 indicates the worst stability.

Fig. 5 shows the emulsion stability at different oil-water ratios with a fixed amphiphilic polymer concentration of 800 mg/L. The TSI value is the smallest at a ratio of 1:3 of the amphiphilic polymer mixture to the residual crude oil, which means that the formed emulsion is more stable, while the water-oil ratio of 1:1 is improved compared to that of 200 mg/L.

Fig. 6 shows the stability of emulsions at different oil/water ratios for a certain amphiphilic polymer concentration of 1200 mg/L. The higher TSI for the 3:1 ratio indicates that the emulsion is unstable, but the TSI value stabilizes over time.

The 1:3 ratio still shows the best stability, with little increase in TSI, and the 1:1 ratio is intermediate in terms of stability, with a relatively smooth TSI curve. At the polymer concentration of 1200 mg/L, the emulsion with a high water/oil ratio (3:1) shows lower stability than that with a lower water/oil ratio.

Fig. 7 at a fixed amphiphilic polymer concentration of 2000 mg/L gives the stability of emulsions at different oil-to-water ratios. At this high concentration, the 3:1 water-to-oil ratio still leads to the highest TSI indicating poor stability of emulsion while the 1:3 water-to-oil ratio maintains the best stability of emulsion with a lower TSI value.

Effect of particle size

The micrographs of emulsions with different concentrations are shown in Fig. 8. With the increasing concentration of amphiphilic polymer BIII, the particle size of droplets in the emulsion becomes smaller gradually and more uniformly dispersed, indicating the higher stability of the emulsion.

The larger the concentration of amphiphilic polymer, the smaller the average particle size of the emulsified oil droplets in the emulsion. The more uniform the particle size distribution, the more stable the emulsion is, which is consistent with the experimental results [11]. This can be attributed to that the amphiphilic polymer with higher concentration leads to the smaller particle size

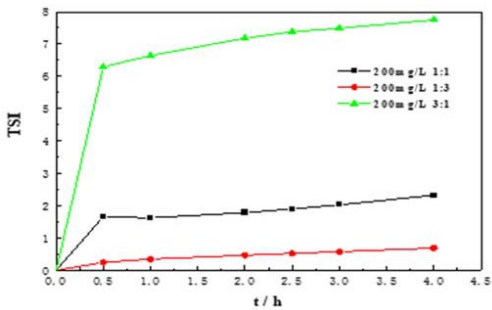


Figure 4. Polymer BIII concentration 200 mg/L emulsion

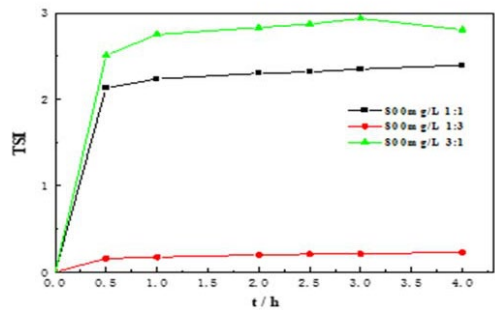


Figure 5. Polymer BIII concentration 800 mg/L emulsion

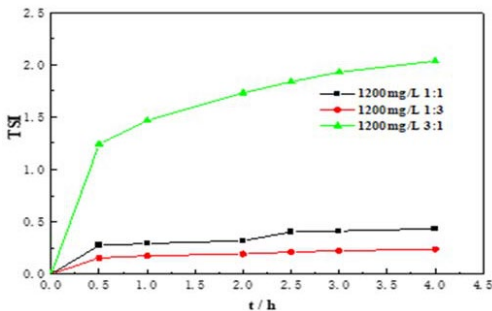


Figure 6. Polymer BIII concentration 1200 mg/L emulsion

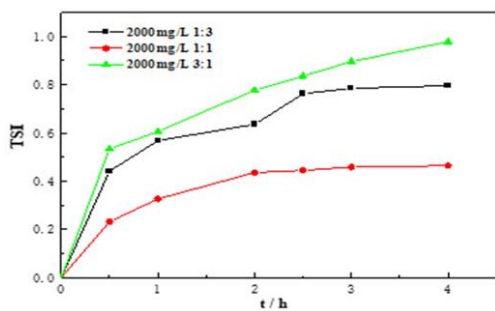


Figure 7. Polymer BIII concentration 2000 mg/L emulsion

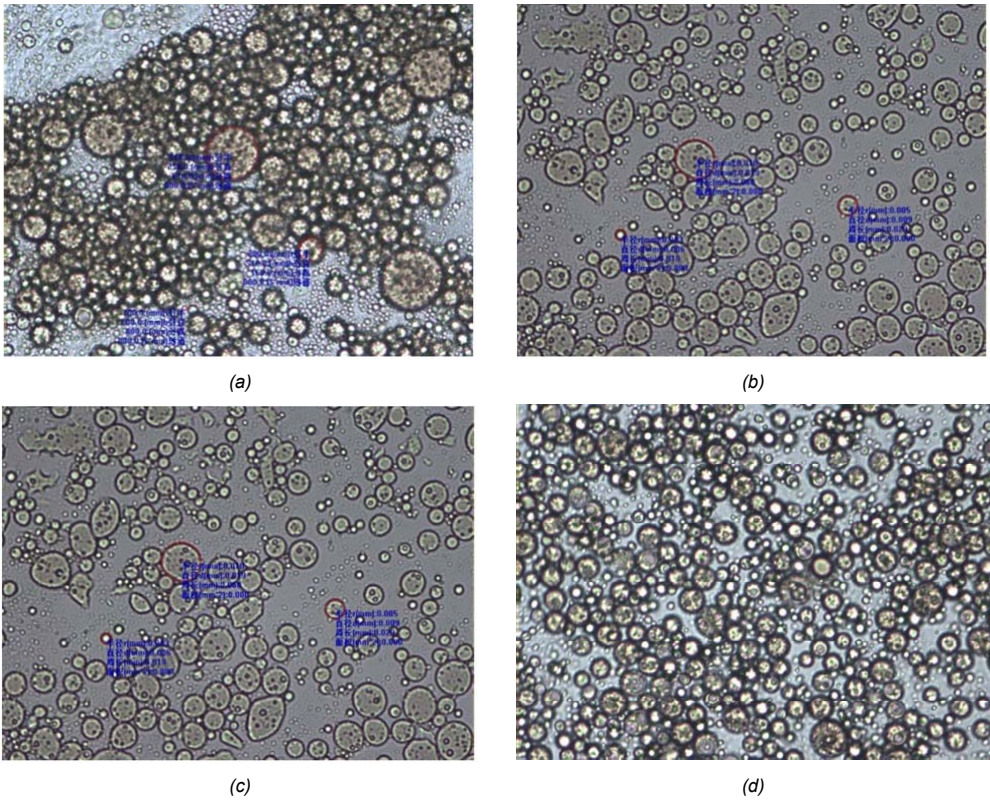


Figure 8. Polymer BIII concentration 2000 mg/L emulsion

(a) Polymer BIII concentration 200 mg/L; (b) Polymer BIII concentration 800 mg/L; (c) Polymer BIII concentration 1200mg/L; (d) Polymer BIII concentration 2000mg/L

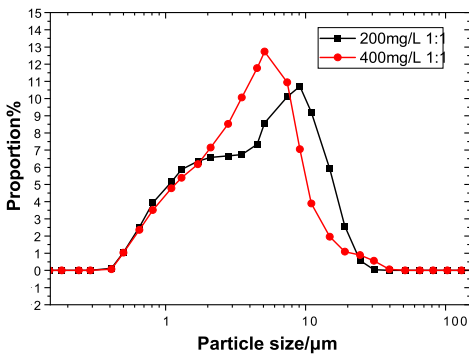


Figure 9. Particle size distribution

of emulsified oil droplets. The stronger the repulsion between droplets, the less likely to flocculation and aggregation, and thus the greater stability of the emulsion.

As the polymer concentration increases, the emulsion stability increases. The effect of amphiphilic polymers on the properties of the emulsion is reflected. The uplift rate of emulsified oil droplets in emulsion is shown in equation (5):

$$v = \frac{1}{18} \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)gd^2}{\eta} \right] \tag{5}$$

where v is the uplift rate of emulsified oil droplets, ρ_o is the density of the dispersed phase, ρ_w is the density of the dispersing medium, g is the gravitational acceleration, d is the diameter of the emulsified oil droplets, and η is the viscosity of the dispersing medium.

The uplift rate of emulsified oil droplets in the emulsion is related to the diameter of emulsion droplets and the viscosity of the dispersing medium, i.e., the higher the viscosity of the dispersing medium, the smaller the particle size of the emulsion droplets, and then the stability of the emulsion is elevated [12]. So it can be concluded that the effect of amphiphilic polymers on the apparent viscosity of the emulsion viscosity increases with the concentration of amphiphilic polymers increasing, therefore, high concentrations of amphiphilic polymers can enhance the viscosity of the emulsion and thus improve the stability of the emulsion. This can be attributed to the following properties of polymer: critical aggregation concentration. The amphiphilic polymers due to their molecular backbone

with a small number of hydrophobic groups, will have intramolecular aggregation and intermolecular aggregation occurring when the concentration of amphiphilic polymers in the solution exceeds the critical aggregation concentration, thus forming a three-dimensional network structure in the solution. This phenomenon can cause the increasing hydrodynamic volume of the solution and an increase in the solution viscosity, which is different to these polymers, increasing the viscosity by increasing the molecular mass [13]. Some experiments have shown that at lower concentrations, the viscosity of aqueous solutions of hydrophobically bound polymers increases slowly with concentration, and when the critical concentration is exceeded, the viscosity of the solution tends to increase steeply and at a much higher rate than that of HPAM [14]. The effect of salinity on the amphiphilic polymer aqueous solution also have two effects. On the one hand, the electrolyte in the aqueous solution compresses the polymer diffusion bilayer structure, resulting in a decrease in the electrostatic repulsion between polymer molecules, which leads to the amphiphilic polymer long molecular chain curling contraction, thus resulting in a reduction of the apparent viscosity [10]. On the other hand, the addition of electrolyte will cause the polarity of the solution to increase, and the hydrophobic groups of polymer molecular chain will increase by increasing the interactions with each other, which will result in a decrease in the viscosity [15]. Through experimental observation, it is evident that the hydrophobically-conjugated water-soluble polymer aqueous solution shows insensitivity to salt, so it has good salt resistance. General water-soluble polymers due to their large relative molecular mass and long molecular chain, under the action of shear, will be its long molecular chain sheared under shear action, thus causing by a sharp decline in viscosity [3]. However, for amphiphilic polymers, due to the contained hydrophobic groups in the molecular chain, there are intramolecular and intermolecular associations in the solution, in the lower shear rate, the intramolecular associations to intermolecular associations occur in the transition, the apparent viscosity of the solution increases while, in the higher shear rate, the spatial network formed by intermolecular associations is destroyed, resulting in the decrease of the viscosity of amphiphilic polymers in the solution. Nevertheless,

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,

after the elimination of the shear effect, the solution viscosity can be restored to the original maximum level. However, after the elimination of the shear effect, the viscosity of the solution can be restored to the original highest level which is ascribed to that the hydrophobic groups on the polymer molecules re-form the structure of the bond [16].

With the further development of oilfields, the exploitation of high temperature and high mineralization reservoirs has gradually become the focus, but HPAM will be degraded at high temperatures and the viscosity will be greatly reduced under the high mineralization conditions, and it will inevitably be subjected to shear when it is used in the field, and the shear will result in the irreversible degradation of HPAM, which also affects the viscosity of its solution [5]. Amphiphilic polymers can be a good solution to the above problems, which not only helps to improve crude oil recovery in oilfields but also makes up for the shortcomings of ordinary polymer repellents that cannot be carried out in high-temperature and high-mineralization reservoirs in the past.

Conclusion

Emulsion stability enhance with the increase of amphiphilic polymer concentration. The increasing amphiphilic polymer concentration of the emulsion leads to the smaller average size of the emulsified oil droplets and more uniform particle size distribution, thus a stable emulsion. This can be attributed to the stronger repulsive effect between droplets which prevents the flocculation and polymerization of droplets, thus forming a more stable emulsion

The concentration of amphiphilic polymer has a greater impact on the emulsification of crude oil. If the concentration is lower than the CAC value, the formation of emulsion stability is poor, which is due to the main intramolecular aggregation of the amphiphilic polymer molecular chains in solution at this time while the aggregation of large molecular chains resulting in emulsion stability is greatly enhanced when the amphiphilic polymer concentration is higher than the CAC value. The results is consistent with the results of the experimental analysis.

Mechanism of emulsifying crude oil by amphiphilic polymers can be ascribed to the presence of hydrophobic groups.

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: Xiangyu Wei – conceptualization, methodology, formal analysis, writing – original draft preparation; Bauyrzhan Sarsenbekuly – writing – review & editing, supervision; Ning Kang – formal analysis, writing – review & editing; Guoqing Zhang – conceptualization, supervision.

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: Вэй С. – концептуализация, методология, формальный анализ, написание - подготовка первоначального проекта; Сарсенбекулы Б. – написание - рецензирование и редактирование, надзор; Кан Н. – написание - рецензирование и редактирование, надзор; Чжан Г. – концептуализация, надзор.

REFERENCES

1. BP Statistical Review of World Energy. Annual Report. London: BP p.l.c.; 2022. Available from: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
2. Kang W, Dong X. *Principles of tertiary oil recovery chemistry*. Beijing: Chemical Industry Press; 1997.
3. Kamal MS, Sultan AS, Al-Mubaiyeh UA, Hussein IA. Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer review*. 2015;55(3):491–530. doi: [10.1080/15583724.2014.982821](https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821).
4. Sheng JJ. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Houston: Gulf Professional Publishing; 2011. 617 p.
5. Deng QH, Li HP, Zhang L, Cao XL. Rheological properties and salt resistance of a hydrophobically associating polyacrylamide. *Australian Journal of Chemistry*. 2014;67(10):1396-1402. doi: [10.1071/CH14204](https://doi.org/10.1071/CH14204).
6. Bai CC, Ke YC, Hu X, Xing L. Preparation and properties of amphiphilic hydrophobically associative polymer/montmorillonite nanocomposites. *R. Soc. OpenSci*. 2020;7: 200199. doi: [10.1098/rsos.200199](https://doi.org/10.1098/rsos.200199).
7. Fei DT, Guo JX, Xiong RY, Zhang XJ, Kang CH, Kiyingi W. Preparation and performance evaluation of amphiphilic polymers for enhanced oil recovery. *Polymers*, 2023;15(23), 4606. doi: [10.3390/polym15234606](https://doi.org/10.3390/polym15234606).
8. Negin C, Ali S, Xie Q. Most common surfactants employed in chemical-enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2017;3(2):197– 211. doi: [10.1016/j.petlm.2016.11.007](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007).
9. Levitt DB, Pope GA. Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. SPE Symposium on Improved Oil Recovery; 2008 Apr; Tulsa, Oklahoma, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/08IOR/08IOR/SPE-113845-MS/144272>.
10. Miadonye A, Amadu M. Theoretical interpretation of pH and salinity effect on oil-in-water emulsion stability based on interfacial chemistry and implications for produced water demulsification. *Processes*. 2023;11(8):2470. doi: [10.3390/pr11082470](https://doi.org/10.3390/pr11082470).
11. McClements DJ. *Food Emulsions: Principles, Practice, and Techniques*. 2nd ed. Florida: CRC Press; 2005. 632 p.
12. Becher P. *Encyclopedia of Emulsion Technology (Vol. 2): Basic Theory*. US: Marcel Dekker Inc.; 1987. 536 p.
13. Zhu Z, Kang WL, Yang HB. Effect of hydrophobic association and polymer concentration on viscoelasticity of amphiphilic polymer. Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2017. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering; 2018 July; Singapore. Available from: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-10-7560-5_61#citeas.
14. Zhang GY, Seright RS. Conformance and mobility control: foams versus polymers. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held; 2007 Feb 28 – March 2; Houston, Texas, U.S.A. Available from: <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/media/pdf/publications/SPE%20105907.pdf>.
15. Kevin CT. Rheology of hydrophobically associating polymers for oilfield applications. *Rheology of Hydrophobically Associating Polymers for Oilfield Applications*. 2003;11:789–795.
16. Wan T, Li RX, Wu DQ, et al. Rheological behaviors and structure of hydrophobically associating AM–SMA copolymers synthesized by microemulsion polymerization. *Polymer Bulletin*. 2014;71:2819–2831. doi: [10.1007/s00289-014-1224-0](https://doi.org/10.1007/s00289-014-1224-0).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. BP Statistical Review of World Energy. Annual Report. London: BP p.l.c.; 2022. Available from: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
2. Kang W, Dong X. Principles of tertiary oil recovery chemistry. Beijing: Chemical Industry Press; 1997.
3. Kamal M.S., Sultan A.S., Al-Mubaiyeh U.A., Hussein I.A. Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems // Polymer review. 2015. Vol. 55, N 3. P. 491–530. doi: [10.1080/15583724.2014.982821](https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821).
4. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Houston: Gulf Professional Publishing; 2011. 617 p. doi: [10.1016/C2009-0-20241-8](https://doi.org/10.1016/C2009-0-20241-8).
5. Deng Q.H., Li H.P., Zhang L., Cao X.L. Rheological properties and salt resistance of a hydrophobically associating polyacrylamide // Australian Journal of Chemistry. 2014. Vol. 67, N 10. P. 1396-1402. doi: [10.1071/CH14204](https://doi.org/10.1071/CH14204).
6. Bai C.C., Ke Y.C., Hu X., Xing L. Preparation and properties of amphiphilic hydrophobically associative polymer/montmorillonite nanocomposites // R. Soc. OpenSci. 2020. Vol. 7. doi: [10.1098/rsos.200199](https://doi.org/10.1098/rsos.200199).
7. Fei D.T., Guo J.X., Xiong R.Y., Zhang X.J., Kang C.H., Kiyingi W. Preparation and performance evaluation of amphiphilic polymers for enhanced oil recovery // Polymers. 2023. Vol. 15, N 23. doi: [10.3390/polym15234606](https://doi.org/10.3390/polym15234606).

8. *Negin C., Ali S., Xie Q.* Most common surfactants employed in chemical-enhanced oil recovery // *Petroleum*. 2017. Vol. 3, N 2. P. 197–211. doi: [10.1016/j.petlm.2016.11.007](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007).
9. *Levitt D.B., Pope G.A.* Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery // *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*; Apr 2008; Tulsa, Oklahoma, USA. Доступ по ссылке: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/08IOR/08IOR/SPE-113845-MS/144272>.
10. *Miadonye A., Amadu M.* Theoretical interpretation of pH and salinity effect on oil-in-water emulsion stability based on interfacial chemistry and implications for produced water demulsification // *Processes*. 2023. Vol. 11, N 8. doi: [10.3390/pr11082470](https://doi.org/10.3390/pr11082470).
11. *McClements D.J.* Food Emulsions: Principles, Practice, and Techniques. 2nd ed. Florida : CRC Press, 2005. 632 p.
12. *Becher P.* Encyclopedia of Emulsion Technology (Vol. 2): Basic Theory. US : Marcel Dekker Inc., 1987. 536 p.
13. *Zhu Z., Kang W.L., Yang H.B.* Effect of hydrophobic association and polymer concentration on viscoelasticity of amphiphilic polymer // *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2017*. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering; July 2018; Singapore. Доступ по ссылке: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-10-7560-5_61#citeas.
14. *Zhang GY, Seright RS.* Conformance and mobility control: foams versus polymers. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held; 2007 Feb 28 – March 2; Houston, Texas, U.S.A. Available from: <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/media/pdf/publications/SPE%20105907.pdf>.
15. *Kevin C.T.* Rheology of hydrophobically associating polymers for oilfield applications // *Rheology of Hydrophobically Associating Polymers for Oilfield Applications*. 2003. Vol. 11. P. 789–795.
16. *Wan T., Li R.X., Wu DQ, et al.* Rheological behaviors and structure of hydrophobically associating AM–SMA copolymers synthesized by microemulsion polymerization // *Polymer Bulletin*. 2014. Vol. 71. P. 2819–2831. doi: [10.1007/s00289-014-1224-0](https://doi.org/10.1007/s00289-014-1224-0).

AUTHORS' INFO***Xiangyu Wei**ORCID [0009-0004-3970-3261](https://orcid.org/0009-0004-3970-3261)e-mail: weixiangyu465@gmail.com.**Bauyrzhan Sarsenbekuly**

PhD

ORCID [0000-0002-8145-0542](https://orcid.org/0000-0002-8145-0542)e-mail: b.sarsenbekuly@kbtu.kz.**Ning Kang**ORCID [0009-0003-8234-1035](https://orcid.org/0009-0003-8234-1035)e-mail: n_kang@kbtu.kz.**Guoqing Zhang**ORCID [0009-0006-9756-9624](https://orcid.org/0009-0006-9756-9624)e-mail: 1931644036@qq.com.**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ*****Вэй Сяньюй**ORCID [0009-0004-3970-3261](https://orcid.org/0009-0004-3970-3261)e-mail: weixiangyu465@gmail.com.**Сарсенбекұлы Бауыржан**

PhD

ORCID [0000-0002-8145-0542](https://orcid.org/0000-0002-8145-0542)e-mail: b.sarsenbekuly@kbtu.kz.**Кан Нин**ORCID [0009-0003-8234-1035](https://orcid.org/0009-0003-8234-1035)e-mail: n_kang@kbtu.kz.**Чжан Гоцин**ORCID [0009-0006-9756-9624](https://orcid.org/0009-0006-9756-9624)e-mail: 1931644036@qq.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>

Получена: 20.08.2024.

Одобрена: 11.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Перспективы повышения эффективности гидроразрыва пласта с использованием высокотехнологичных проппантов на месторождениях Атырауского региона

А.Н. Бухарбаева, К.Б. Асанов, А.А. Башев, Т.С. Джаксылыков, А.С. Марданов
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. История проведения гидроразрыва пласта (далее – ГРП) на месторождениях Атырауского региона насчитывает более 20 лет, однако виды и функциональные характеристики проппанта, основного материала, используемого при ГРП, остаются неизменными. С учётом быстрого темпа технологического развития и растущей потребности в оптимизации процессов добычи, актуальность изучения новых видов проппантов становится очевидной. Возможность моделирования и адаптации высокотехнологичных проппантов под конкретные условия месторождений может стать ключом к увеличению эффективности ГРП и, как следствие, росту объёмов добычи углеводородов в Атырауском регионе.

Цель. В статье представлены последние достижения, мировые тенденции, опыт и лабораторные исследования, связанные с использованием инновационных проппантов, а также оценён потенциал применения облегчённых проппантов на месторождениях А и Б. Целью работы является изучение возможностей внедрения многофункциональных проппантов для оптимизации ГРП.

Материалы и методы. Для решения поставленной задачи была разработана модель геомеханических и фильтрационных характеристик пласта для месторождений А и Б с использованием специализированного программного обеспечения GasPro, а также выполнена симуляция дизайна ГРП с различными параметрами закачки. На основе результатов моделирования ГРП с применением облегчённых проппантов произведён расчёт показателей добычи нефти.

Результаты. Результаты моделирования демонстрируют экономическую целесообразность использования облегчённых проппантов, о чём свидетельствует увеличение дополнительной добычи на месторождении А на 23,8%. Для месторождения Б прогнозируемый годовой объём добычи значительно превышает текущие показатели, что обеспечивает рост доходности в 4,5 раза.

Заключение. Многофункциональные проппанты обладают значительным потенциалом для повышения эффективности ГРП. Применение инновационных проппантов способствует улучшению контроля геометрии трещины, минимизируя риск прорыва в водонасыщенные зоны и увеличивая объём стимулируемой зоны, что позволяет оптимизировать добычу углеводородов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, облегчённый проппант, фракции, покрытие, моделирование, трещина.

Как цитировать:

Бухарбаева А.Н., Асанов К.Б., Башев А.А., Джаксылыков Т.С., Марданов А.С. Перспективы повышения эффективности гидроразрыва пласта с использованием высокотехнологичных проппантов на месторождениях Атырауского региона // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 49–67. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>

Received: 20.08.2024.

Accepted: 11.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

Prospects for enhancing hydraulic fracturing efficiency through the use of advanced proppants in the Atyrau region fields

Aidana N. Bukharbayeva, Karim B. Assanov, Adilbek A. Bashev, Talgat S. Jaksylykov, Altynbek S. Mardanov

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The history of hydraulic fracturing in the Atyrau region's fields spans over 20 years; however, the types and functional characteristics of proppants – the main material used in HF – have remained unchanged. Given the rapid pace of technological advancement and the growing need to optimize production processes, the relevance of studying new types of proppants becomes obvious. The ability to model and customize high-tech proppants for the specific conditions of oil fields is crucial for enhancing hydraulic fracturing efficiency and, as a result, boosting hydrocarbon production volumes in the Atyrau region.

Aim: This article discusses recent advancements, global trends, practical experience, and laboratory studies related to the use of innovative proppants. It also evaluates the potential for utilizing lightweight proppants at fields A and B. The aim of this study is to explore the possibilities of deploying multifunctional proppants to optimize hydraulic fracturing operations.

Materials and Methods: To address the set objectives, we developed a model of the geomechanical and filtration properties of the formation for fields A and B using FracPro software. Also, we conducted a simulation of the hydraulic fracturing design with various injection parameters. Based on the results of hydraulic fracturing modeling results using lightweight proppants, we calculated indicators oil production.

Results: The simulation results demonstrate the economic feasibility of using lightweight proppants, evidenced by a 23.8% increase in additional production at Field A. For Field B, the estimated annual production volume significantly exceeds current levels, resulting in a 4.5-fold increase in profitability.

Conclusion: Multifunctional proppants hold considerable potential to enhance hydraulic fracturing efficiency. The application of innovative proppants allows for better control over fracture geometry, minimizes the risk of breakthrough into water-saturated zones, and increases the volume of stimulated zone, thereby optimizing hydrocarbon production.

Keywords: *hydraulic fracturing; lightweight proppant; fractions; coating; modeling; fracture.*

To cite this article:

Bukharbayeva AN, Assanov KB, Bashev AA, Jaksylykov TS, Mardanov AS. Prospects for enhancing hydraulic fracturing efficiency through the use of advanced proppants in the Atyrau region fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):49–67. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>.

ӨОЖ 622.276
FTAХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>

Қабылданды: 20.08.2024.

Мақұлданды: 11.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Атырау аймағындағы кен орындарында жоғары технологиялық проппанттарды пайдалану арқылы жерасты қабаттарын сұйықтықпен жару тиімділігін арттыру перспективалары

А.Н. Бұхарбаева, К.Б. Асанов, А.А. Башев, Т.С. Жақсылықов, А.С. Марданов
ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Атырау аймағындағы кен орындарында қабатты сұйықтықпен жаруды (ҚСЖ) өткізу тарихы 20 жылдан астам уақытты қамтиды, бірақ ҚСЖ кезінде қолданылатын негізгі материал – проппанттың түрлері мен сипаттамалары осы уақытқа дейін көп өзгерген жоқ. Технологиялардың қарқынды дамуы және өндіріс процесін оңтайландыруға деген қажеттілік артуына байланысты, жаңа түрдегі проппанттарды зерттеу қажеттілігі айқын көрініп отыр. Жоғары технологиялық проппанттарды кен орындарының нақты жағдайына бейімдеп, оларды қолдану мүмкіндігі ҚСЖ тиімділігін арттырып, Атырау аймағында көмірсутектерді өндіру көлемін ұлғайтуға ықпал ете алады.

Мақсаты. Мақалада инновациялық проппанттарды қолданумен байланысты соңғы жетістіктер, әлемдік тенденциялар, тәжірибелер мен зертханалық зерттеулер, сондай-ақ А және В кен орындарында жеңілдетілген проппанттарды қолдану әлеуеті бағаланады. Жұмыстың мақсаты – ҚСЖ-ды оңтайландыру үшін көпфункционалды проппанттарды енгізу мүмкіндіктерін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Міндеттерді шешу үшін FracPro арнайы бағдарламалық жасақтамасын қолдана отырып, А және В кен орындарының геомеханикалық және сұзу сипаттамаларының моделі әзірленді, сондай-ақ түрлі айдау параметрлерімен ҚСЖ дизайнының симуляциясы жасалды. Жеңілдетілген проппанттар қолданылған ҚСЖ моделдеу нәтижелері негізінде мұнай өндіру көрсеткіштері есептелді.

Нәтижелері. Модельдеу нәтижелері жеңілдетілген проппанттарды пайдаланудың экономикалық тиімділігін көрсетіп, А кен орнында қосымша өндіріс көлемін 23,8%-ға арттыруды дәлелдеді. В кен орны үшін болжамды жылдық өндіру көлемі ағымдағы көрсеткіштерден едәуір асып түседі, бұл кірістіліктің 4,5 есе өсуін қамтамасыз етеді.

Қорытынды. Көпфункционалды проппанттар ҚСЖ тиімділігін арттыру үшін үлкен әлеуетке ие. Инновациялық проппанттарды пайдалану арқылы жарықшақ геометриясын бақылауды жақсартып, су қаныққан аймақтарға өну қаупін азайтуға және ынталандырылған аймақ көлемін арттыруға болады, бұл көмірсутектер өндіруді оңтайландыруға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: қабатты сұйықтықпен жару, жеңілдетілген проппант, фракциялар, жабын, модельдеу, жарықшақтар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Бұхарбаева А.Н., Асанов К.Б., Башев А.А., Жақсылықов Т.С., Марданов А.С. Атырау аймағындағы кен орындарында жоғары технологиялық проппанттарды пайдалану арқылы жерасты қабаттарын сұйықтықпен жару тиімділігін арттыру перспективалары. // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы 2024. 6 том, №4. 49–67 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108775>.

Введение

ГРП является одним из основных инструментов повышения производительности скважин на месторождениях Атырауского региона. С каждым годом увеличиваются не только число операций ГРП, объёмы жидкостей и расклинивающего агента (проппанта), но и территориальный охват. Это связано с тем, что с момента внедрения технология достигла такого уровня по объёмам дополнительной добычи нефти, что, вероятно, уступает лишь бурению [1].

Постепенное увеличение количества объектов и месторождений, на которых внедряется технология ГРП, предопределяет работу с коллекторами различного геологического строения и свойств, а также работу с осложнениями. Следовательно, отличается и характер распространения трещин: в низкопроницаемых коллекторах формируется узкая и длинная трещина, а в высокопроницаемых коллекторах важнее добиться большой ширины [2]. Достижение целевой геометрии для эффективной работы трещины на практическом опыте обеспечивается путём изменения параметров закачки [3]. Однако последние исследования в данном направлении показывают, что и материалы, используемые в ходе ГРП, способны влиять на производительность скважины [4].

В рамках работ, выполняемых на месторождениях Атырауского региона, проппант рассматривается только как материал для закрепления трещин. Текущие условия проведения ГРП на месторождениях рассматриваемого региона (высокая обводнённость, близость водо- и газонефтяного контакта, низкий коэффициент извлечения нефти и пр.) обязывают его применять и в качестве материала для контроля производительности скважины. В рамках настоящей работы исследуются инновационные технологии и рассматриваются возможности применения многофункциональных проппантов на месторождениях Атырауского региона.

Материалы и методы

Для построения модели геомеханических и фильтрационных свойств пласта, проектирования операций ГРП используется программное обеспечение (далее – ПО) FracPro. Данное ПО включает обширную встроенную библиотеку жидкостей и проппантов, что позволяет использовать материалы из этой библиотеки для моделирования процессов гидроразрыва. FracPro предоставляет возможности для анализа распределения проппантов, улучшения проводимости и оценки характеристик трещин. В исследовании также применяются методы сбора и анализа производственных данных, полученных в результате проведённых операций ГРП на месторождениях Атырауского региона, что позволяет оценить эффективность

использованных технологий и выявить пути для оптимизации результатов ГРП.

Проппанты нового поколения

Увеличивающийся спрос на энергию и истощение традиционных залежей углеводородов (далее – УВ) вызвали интерес к расширению функциональности проппантов. Авторы [5] представляют обзор последних достижений в области технологии расклинивания. В статье рассматриваются различные типы многофункциональных проппантов, в т.ч. предназначенных для повышения проводимости, коррозионной стойкости и регулирования расхода. В статье [6] представлены результаты более чем 30 полевых испытаний с использованием многофункционального проппанта с покрытием, в т.ч. проведённых в нетрадиционных коллекторах, таких как сланцевые и плотные газовые пласты. К примеру, в карбонатном коллекторе в округе Гарфилд, штат Оклахома, использование многофункционального проппанта с покрытием привело к повышению добычи нефти на 43% по сравнению с традиционными проппантами. Далее представлены наиболее значимые разработки в области проппантов.

Проппант с модифицированным покрытием

За последние десятилетия предпринимались постоянные усилия по улучшению формы и механической прочности проппанта для обеспечения высокой проницаемости в трещине. Однако изучение поверхностных свойств проппантов, например, изменение их смачиваемости оставалось незначительно исследованным. Большинство обычных проппантов вступают в реакцию с водой и имеют угол смачивания менее 90° [7]. Это обеспечивает диспергирование жидкостей гидроразрыва на водной основе в трещине, в результате чего они застревают в поровых каналах проппантной пачки. Разработка проппантов с гидрофобным покрытием стала важной областью исследований в нефтегазовой промышленности. Основной целью этой разработки является создание расклинивающего материала, который устойчив к сохранению проводимости нефти в присутствии воды. Для достижения этой цели исследователи сосредоточились на изменении химического состава и морфологии поверхности обычных проппантов путём покрытия их тонким слоем гидрофобного материала. Гидрофобное покрытие может отталкивать воду и предотвращать её проникновение в трещину с проппантом, что позволяет уменьшить объёмы закупорки водой. Авторы [8] провели лабораторные исследования для изучения влияния смачивания поверхности керамических проппантов на характеристики потока нефти при различных условиях. Результаты этого исследования

свидетельствуют о том, что смачиваемость поверхности проппантов может оказывать значительное влияние на характеристики потока жидкости при ГРП. Гидрофильные керамические проппанты могут быть более эффективными в стимулировании потока жидкости и увеличении добычи УВ из пластов.

В работе [9] представлены лабораторные и полевые испытания проппанта с нейтральной смачиваемостью. Согласно проведённым исследованиям, нейтральная смачиваемость покрытия не способствует преимущественному захвату какой-либо жидкой фазы внутри трещины. Следовательно, потери давления из-за одновременного потока газа, нефти и воды уменьшены, что способствует улучшению относительной проницаемости нефти. Результаты полевых испытаний свидетельствуют об эффективности применения проппанта с покрытием: спустя год эксплуатации скважина, обработанная проппантом с покрытием, добыла на 13% больше газа и на 45% больше нефти по сравнению со скважиной с проппантом без покрытия (при идентичном дизайне ГРП).

Статья [10] описывает новый подход к модификации проппантов путём нанесения олеофобных компонентов на поверхность материала. В ходе лабораторных исследований доказано улучшение извлечения и текучести стимулирующих жидкостей за счёт устойчивости поверхности проппанта к воде и нефти: при поверхностной модификации проппанта было извлечено 90,4% нефти против 78,2%. Авторы обнаружили, что у проппантов с изменённой смачиваемостью угол контакта с водой должен быть близок к 90° , а не к 100° , чтобы обеспечить хорошие дисперсионные свойства в жидкости для ГРП без агрегации.

В работе [11] представлены результаты внедрения проппантов с нейтральной смачиваемостью на месторождения Мексиканского залива. Результаты показывают, что все стимулирующие жидкости, закачанные при ГРП, были извлечены в конце обработки, а также время освоения и получения первой добычи нефти сократилось на 43%.

В работе [7] изменили свойства традиционного проппанта: фенольные гидроксильные группы обычных песчаных проппантов, покрытых смолой, размером 40/70 меш¹ взаимодействовали с макромолекулярным модификатором для обеспечения нейтральной смачиваемости. Полевые испытания показали снижение производства воды на 40% в течение первых девяти месяцев.

Лабораторные исследования показали, что проппанты с водоотталкивающим покрытием обеспечивают улучшенную (на 16,71%) проводимость по сравнению с традиционными керамическими проппантами [12]. Проведённые

лабораторные исследования и полевые испытания показали, что применение гидрофобных и нейтральных покрытий проппанта представляет собой развивающееся направление для улучшения производительности скважин и сокращения расходов при ГРП.

Маркированный проппант

В настоящее время с помощью проппанта можно выполнить диагностику разрушения породы в процессе ГРП путём добавления «интеллекта» в расклинивающий агент [13]. Под «интеллектом» рассматривается покрытие проппанта, которое позволяет отслеживать перемещение материала внутри скважины и пласта. Определение интервалов, в которые поступает проппант, и точная оценка высоты трещины вблизи ствола скважины являются ценными данными при оптимизации стратегий стимулирования. Для оценки эффективности ГРП применяются радиоактивные индикаторы. В этом методе жидкость для ГРП и проппанты помечаются радиоактивными изотопами. Для определения высоты трещины регистрируется гамма-излучение с помощью гамма-спектро스코пии в интервале проведения ГРП [14]. Нерадиоактивные проппанты были разработаны в качестве альтернативы радиоактивным индикаторам с целью преодоления ограничений применения последних: (1) радиоизотопы имеют относительно короткий период полураспада, что требует проведения исследований вскоре после ГРП; (2) проблемы, связанные с обращением, транспортировкой, перекачкой и обратным потоком радиоактивных материалов, представляют менее экологичный и логистически неудобный метод; (3) существует риск радиоактивного загрязнения пластовых вод, оборудования и скважинной площадки [15].

Статья [16] описывает результаты первых практических испытаний, проведённых с использованием маркированного проппанта, не содержащего радиоактивных элементов, для оптимизации ГРП в Алжире. Авторы сообщили, что применение технологии импульсного нейтронного каротажа позволяет определить геомеханические свойства ограничивающих слоёв сланца: напряжение смыкания и модуль Юнга тонких слоёв сланца над перфорированным интервалом были значительно увеличены по сравнению со значениями, использованными на этапе проектирования.

Производство нерадиоактивного проппанта имеет преимущества перед традиционным методом получения радиоактивных материалов. Маркирующий материал наносится на каждое зерно, обеспечивая обнаружение местоположения каждого проппанта. Нерадиоактивный маркер содержится в очень малых концентрациях в каждой грануле, что позволяет

¹ Меш – внесистемная единица измерения, равная количеству отверстий на один линейный дюйм.

избегать «ложноположительных» результатов, которые могут наблюдаться при использовании традиционной технологии, когда присутствие всего лишь нескольких высокорadioактивных частиц вблизи ствола скважины может неверно свидетельствовать о наличии значительной трещины [17].

Статья [18] представляет результаты исследований по оценке высоты трещин, образованных при проведении ГРП в Аргентине. В работе описываются методы определения высоты трещин: нерадиоактивный маркированный проппант, акустические исследования и технология микросейсмического мониторинга. Методы, применяемые в околоскважинной зоне, эффективно обнаруживают присутствие проппанта и изменения звуковых свойств породы из-за гидравлического воздействия, что позволяет оценить вертикальное распространение трещины. Микросейсмические данные показывают события для всех стадий, кроме стадии 1 (рис. 1). Распределение событий не соответствовало результатам, полученным с помощью других методов, и не отражало оценённый минимальный профиль напряжений. Авторы отмечают, что в рассматриваемых условиях микросейсмический мониторинг не является эффективным методом для оценки высоты трещины.

В статье [19] представлен метод оценки высоты гидравлических трещин на основе проппанта, смешанного с оксидом гадолиния (Gd_2O_3). Авторами также выявлены недостатки использования маркированного проппанта: методы, требующие проведения исследований до и после ГРП, чувствительны к газонасыщенности коллектора. Результаты экспериментов показали, что с изменением газонасыщенности тепловые нейтроны изменяются более интенсивно, чем гамма-излучение. Следовательно, когда газонасыщенность изменяется после проведения ГРП, методы нейтронного каротажа ограничены для оценки высоты трещины. Точная оценка высоты трещины вблизи ствола скважины имеет первостепенное значение как для анализа эффективности обработки, так и для прогнозирования эксплуатационных характеристик скважины.

Проппант с самозагеливающимся покрытием

Осаждение проппанта является распространённой проблемой, возникающей при проведении ГРП [20]. Все более актуальными становятся исследования, направленные на создание технологий поддержания проппанта во взвешенном состоянии. В качестве решения предложен метод получения проппантов с тонким покрытием, способный набухать при контакте с водой и образовывать рабочую жидкость, обеспечивающую необходимую песко-

несущую способность. Проппанты должны оставаться взвешенными в жидкости ГРП, чтобы гарантировать их эффективную транспортировку к трещине и желаемое размещение. Вязкость является важным параметром для транспортировки проппанта в гуаро-боратных системах, однако высокие концентрации полимера могут привести к загрязнению пласта, что значительно понижает проводимость трещины [21].

Концепция технологии самосuspendирующегося проппанта была впервые представлена в 2013 г. [22]. Исследователи предложили использовать проппанты с удельным весом, близким к удельному весу жидкости для ГРП, что позволяет проппанту оставаться взвешенным в жидкости без необходимости в гелеобразующих агентах. Авторы представили модифицированные проппанты, которые проявляют улучшенные транспортные свойства за счёт самосuspendирования в воде. Технология получения самосuspendирующегося проппанта включает нанесение тонкого слоя высокомолекулярного гидрогелевого полимера на поверхность проппанта. Авторы утверждают, что новый тип проппанта (далее – SSP) может привести к значительному увеличению эффективности ГРП.

В статье [23] отмечено, что самосuspendирующий проппант оказывает положительное влияние на длину, высоту трещины и плотность упаковки проппанта, таким образом увеличивая стимулируемый объём пласта. Также в статье представлены результаты эмпирического тестирования с использованием аппарата с горизонтальной ячейкой; исследования подтверждают теорию равномерного распределения проппанта по всей трещине (рис. 2, 3). Полевые испытания показали увеличение кумулятивной добычи нефти на 45% за 18 мес. в сравнении со скважиной, на которой был проведён традиционный ГРП. Авторы [24] представили механизм suspendирования проппанта, основанный на повышении вязкости рабочей жидкости при растворении покрытия проппанта. В ходе исследования подтверждено, что проппант полностью suspendировался за 120 сек, а осаждение не происходило ранее 200 мин (табл. 1). Согласно результатам полевых испытаний, использование самосuspendирующегося проппанта позволило сократить объём жидкости и время, необходимое для проведения ГРП.

Технология самосuspendирующегося проппанта стала многообещающим подходом к повышению эффективности операций ГРП. Данная технология обеспечивает равномерное распределение материалов по всему объёму трещины, снижает потребность в дополнительных добавках, которые могут быть дорогостоящими и потенциально вредными для окружающей

среды. Наконец, SSP уменьшает количество проппанта, необходимого для каждой операции ГРП, что может привести к значительной экономии средств.

Облегчённый проппант

Традиционные проппанты, изготовленные из таких материалов, как песок, керамика или бокситы, эффективны при создании и поддержании трещин, обеспечивая поступление УВ из пласта в ствол скважины. Однако высокая скорость оседания традиционных проппантов приводит к миграции частиц ко дну трещины, что является причиной снижения производительности скважин [25]. В связи с проблемой высокой скорости осаждения проппанта и ограничениями применения традиционных проппантов в глубоких скважинах возникла потребность в разработке более лёгких проппантов. Использование обычных проппантов меньшего размера не так эффективно в снижении скорости осаждения материала, как уменьшение удельного веса частиц [26]. Разработка проппанта исторически была направлена на повышение прочности, чтобы обеспечить возможность его применения в условиях повышенных нагрузок. Авторами [27] представлен облегчённый проппант с удельным весом 1,05, обладающий механическими свойствами, позволяющими успешно функционировать при давлении закрытия до 544 атм и пластовой температуре, превышающей 135°C. Применение облегчённых проппантов способствует более равномерному распределению и глубокому переносу проппанта, что приводит к увеличению площади закреплённой трещины. В работе [28] представлена статистика более 500 выполненных ГРП с использованием облегчённого проппанта, также при моделировании ГРП в сланцевом пласте получено увеличение добычи на 30% при использовании облегчённого проппанта.

Авторы [29] провели сравнение геометрии трещин при использовании ультралёгких (с удельным весом 1,25) и традиционных проппантов. Геометрия трещин для обеих скважин была определена на основе картирования с применением микросейсмической визуализации и сопоставления давлений с использованием 3D симулятора ГРП. В ходе исследования было выявлено, что применение ультралёгких проппантов способствует увеличению длины трещин в 1,5 раза и повышению их проводимости более чем в 6 раз (табл. 2).

В статье [30] представлена оптимальная комбинация облегчённого проппанта в сочетании с низковязкой жидкостью в условиях низкопроницаемого коллектора. Реализация предложенной технологии ГРП позволила уменьшить рост высоты трещины на 40–50% и увеличить полудлину трещины на 30–40%,

что привело к снижению обводнённости и увеличению совокупной добычи УВ.

На сегодняшний день существует три основных подхода к получению проппанта низкой плотности:

- первая стратегия заключается в создании пористой или пористой структуры для традиционного проппанта, что позволяет уменьшить кажущуюся плотность [5];

- второй подход включает органическое покрытие для традиционного проппанта, которое не только снижает плотность, но также улучшает механическую прочность, сферичность, гидрофобность и коррозионную стойкость материала [31];

- третий подход заключается в разработке проппанта с очень низкой плотностью с использованием органического полимера, при этом модификация с помощью неорганического наполнителя всегда необходима для улучшения механических и тепловых свойств [32].

Облегчённые проппанты имеют ряд преимуществ, что делает их привлекательными для применения в сложных геологических условиях. Тем не менее использование облегчённых проппантов связано с определёнными рисками и ограничениями, которые необходимо учитывать при их внедрении. Одним из основных ограничений облегчённых проппантов является их относительно низкая, по сравнению с традиционными керамическими проппантами, механическая прочность. Тем не менее благодаря инновационным технологиям удаётся решить вопрос сохранения механической прочности лёгких проппантов во времени. Авторы [33] представили новый вид сверхлёгкого проппанта – химически модифицированный и армированный композитный проппант, полученный из возобновляемых ресурсов. Авторы сообщают, что проппант обладает высокой стойкостью к раздавливанию и может выдерживать нагрузку более 400 атм без значительного разрушения. На рис. 4 представлена графика существующих облегчённых расклинивающих материалов. Проведённый литературный обзор демонстрирует широкий спектр условий их применения. Особый акцент сделан не только на улучшении транспортабельности проппанта за счёт снижения плотности, но и на повышении прочности материала с целью достижения наилучшего экономического эффекта.

В последние годы проппанты со сверхнизким весом рассматриваются как перспективное решение для повышения эффективности операций ГРП. Данный вид расклинивающего материала обладает рядом преимуществ:

- лёгкие проппанты обеспечивают улучшенную стимуляцию пласта за счёт создания более длинных и широких трещин. Меньшая плотность расклинивающего агента

обеспечивает лучшую транспортировку и распределение внутри трещин;

- в сравнении с традиционными проппантами, облегчённые проппанты имеют более низкую скорость оседания, что означает меньшую вероятность их уплотнения на дне трещины;
- облегчённые проппанты требуют более низкого давления закачки, что снижает потери, вызванные трением, во время операций ГРП. Это приводит к экономии энергии, снижению затрат и повышению общей эффективности.

Моделирование: перспективы применения многофункциональных проппантов на месторождениях Атырауского региона

Опыт проведения ГРП на месторождениях Атырауского региона показывает, что функциональность используемого проппанта ограничивается созданием и поддержанием проводимости трещины. При проведении ГРП использовались проппанты фракций 30/50, 20/40, 16/20 и 12/18 меш с максимальной концентрацией от 700 до 1300 кг/м³ (рис. 5). Также применялись комбинированные системы, состоящие из разных фракций проппанта. Опыт проведения ГРП на территории Атырауского региона свидетельствует о том, что комбинированные системы превосходят по эффективности использование проппанта одной фракции. В табл. 3 отражена общая статистика показателей эффективности проведенных ГРП с проппантами различных фракций.

На сегодняшний день зарубежный опыт доказывает возможность повышения эффективности ГРП с применением многофункциональных проппантов. Учитывая сложные геологические условия, постепенное ухудшение фонда скважин, рост обводнённости на месторождениях, актуализируется задача оптимизации ГРП. Авторами рассмотрены возможности улучшения эффективности ГРП на месторождениях А и Б путём моделирования с использованием облегчённых проппантов. На примере изменения плотности проппанта показаны методы увеличения дебита нефти после проведения ГРП:

- снижение доли воды в добываемой продукции в результате контроля вертикального роста трещины и увеличение притока нефти за счёт создания более длинной и проводящей трещины;
- повышение объёма закрепленной трещины при закачке идентичной массы проппанта.

Месторождение А: ограничение высоты и увеличение длины трещины с применением облегчённых проппантов

В тектоническом отношении месторождение А расположено в юго-восточной части

Прикаспийской впадины, продуктивные горизонты приурочены к среднеюрским отложениям. По всем продуктивным пластам структура имеет идентичное строение в форме антиклинальной складки, не осложнённой никакими нарушениями. Литологически разрез представлен переслаиванием песчано-глинистых отложений с включениями бурого угля. В целом нефть продуктивных горизонтов характеризуется как лёгкая с вязкостью 1,4 МПа·с. По результатам гидродинамических исследований, коллекторы горизонта Ю-II характеризуются низкой проницаемостью (в среднем 0,087 мкм²). Месторождение находится на поздней стадии разработки, при этом эксплуатация осуществляется с поддержанием пластового давления посредством внутриконтурного заводнения; текущее пластовое давление оценивается на уровне 14 МПа.

На месторождении А с 2018 г. проводятся геолого-технические мероприятия с применением ГРП. В качестве объекта для проведения был выбран горизонт Ю-II. При выполнении работ не выявлено технологических отклонений, плановый объём проппанта был полностью размещён. Однако по результатам анализа эффективности за скользящий год с момента запуска скважин после ГРП, средний прирост дебита нефти составил всего 2,3 т/сут, и только одна скважина из восьми является успешной с приростом в 5,2 т/сут. Основным фактором недостижения плановых показателей является рост обводнённости после проведения работ по ГРП. Причиной увеличения обводнённости на данном месторождении могут являться прорывы трещин ГРП в близкорасположенный водонефтяной контакт. Подбор технологий по ограничению вертикального роста трещины является актуальной проблемой для месторождения А.

На скв. 1 ГРП проведен 01.06.2022 г., закачено 7 т керамического проппанта фракций 16/20 и 12/18 меш с плотностью 2,88 и 2,85 г/см³ соответственно. Получен отрицательный эффект в виде двукратного увеличения обводнённости с 41% до 90% (рис. 6). Причиной увеличения обводнённости скважины является прорыв трещины в водонасыщенные пропластки, расположенные в кровельной части целевой зоны (рис. 7, а). При планировании работ по ГРП на скв. 1 с целью минимизации риска прорыва было принято решение об ограничении тоннажа до 7 т. Однако проведение малотоннажного ГРП не обеспечило достижения поставленной цели.

Применение облегчённых проппантов в комбинации с низковязкой жидкостью предложено в качестве решения задачи контроля высоты трещины ГРП. Использование низковязких жидкостей направлено на получение большей полудлины трещины и на недопущение приобщения водонасыщенных пропластков; в свою очередь, применение облегчённого

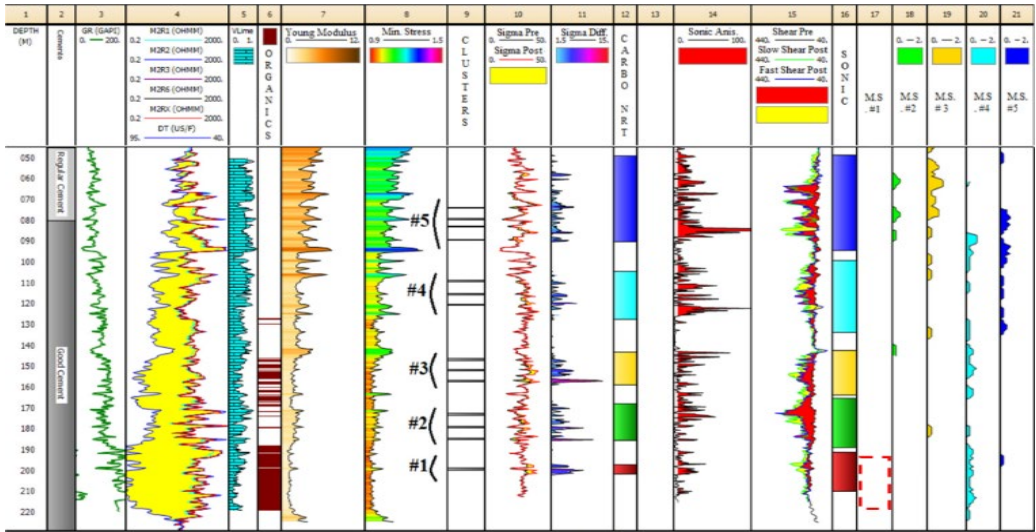


Рисунок 1. Результаты исследования высоты трещин ГРП [18]
Figure 1. Results of the study of the height of hydraulic fractures



Рисунок 2. Тестирование потока пропанта: кварцевый песок [23]
Figure 2. Proppant flow testing: silica sand [23]

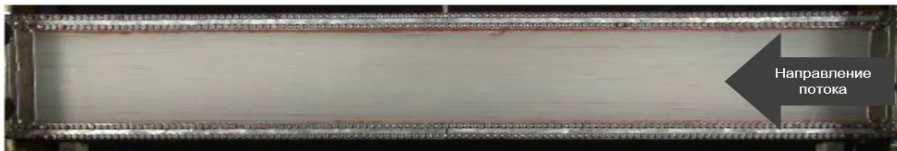


Рисунок 3. Тестирование потока пропанта: самосuspendирующий пропант [23]
Figure 3. Proppant flow testing: self-suspending proppant [23]

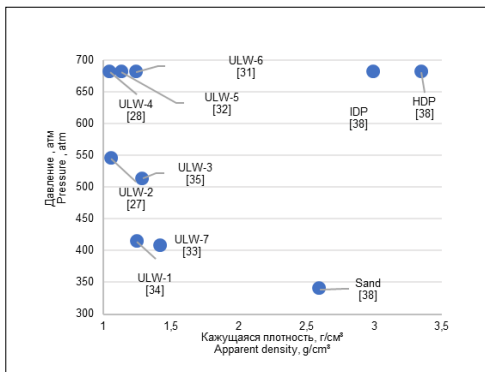


Рисунок 4. Сравнение плотности расклинивающего материала [27–28, 34–38]
Figure 4. Comparison of propping material density [27–28, 34–38]

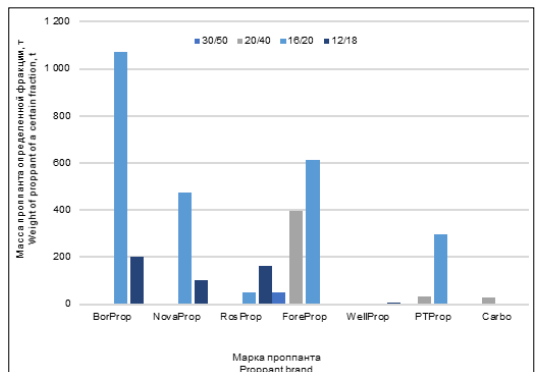


Рисунок 5. Распределение используемых пропантов по фракциям и производителям
Figure 5. Distribution of proppant by fractions and manufacturers

Таблица 1. Результаты лабораторных исследований [24]
Table 1. Results of laboratory tests [24]

Соотношение песка, % Sand ratio	Время / Time			
	при 80°C / at 80°C		при 150°C / at 150 °C	
	сuspендиpования, сек suspending, sec	осаждения, мин sedimentation, min	сuspендиpования, сек suspending, sec	осаждения, мин sedimentation, min
10	55	56	77	36
20	41	109	55	85
30	24	277	39	254
40	13	384	25	334

Таблица 2. Сравнение геометрии трещины ГРП [29]
Table 2. Comparison of hydraulic fracture geometry [29]

Сравнение геометрии трещины ГРП Comparison of hydraulic fracture geometry		Облегчённый проппант / Lightweight proppant		Традиционный проппант / Conventional proppant	
		симулятор ГРП HF simulator	микросейсмическая визуализация microseismic visualization	симулятор ГРП HF simulator	микросейсмическая визуализация microseismic visualization
Clearfork	длина, м length, m	364,5	320,0	180,4	198,1
	высота, м height, m	98,8	91,4	107,9	106,7
Glorietta	длина, м length, m	338,9	289,6	223,1	182,9
	высота, м height, m	117,3	121,9	45,4	61,0

Таблица 3. Показатели эффективности ГРП при использовании
одного типа фракции и комбинированных систем
Table 3. Hydraulic fracturing efficiency indicators when using a single fraction type
and combined systems

Система фракций Fraction system	Кол-во ГРП Number of HF	Эффективность, % Efficiency, %	Прирост успешных скважин, т/сут Increase in successful wells, tons per day	Прирост неуспешных скважин, т/сут Increase in unsuccessful wells, tons per day
Комбинированная система фракций Combined system	48	60,4	15,6	1,2
Один тип фракций One fraction type	44	45,5	14,2	0,9

Таблица 4. Сравнение геометрии трещины ГРП
Table 4. Comparison of hydraulic fracture geometry

Параметры геометрии трещины ГРП HF geometry parameter	Традиционный проппант Conventional proppant		Облегчённый проппант Lghhtweight proppant
	дизайн design	факт. показатели actual indicators	дизайн design
Полудлина, м Fracture half-length, m	32,0	30,0	42,0
Высота, м Height, m	31,0	26,0	16,0
Средняя ширина трещины, мм Average fracture width, mm	2,1	3,1	5,6
Вертикальная глубина до верхней границы трещины, м Vertical depth to the upper fracture boundary, m	1370,0	1372,0	1376,0
Вертикальная глубина до нижней границы трещины, м Vertical depth to the lower fracture boundary, m	1401,0	1397,0	1392,0
Безразмерная проводимость Dimensionless fracture conductivity	0,8	3,1	10,9

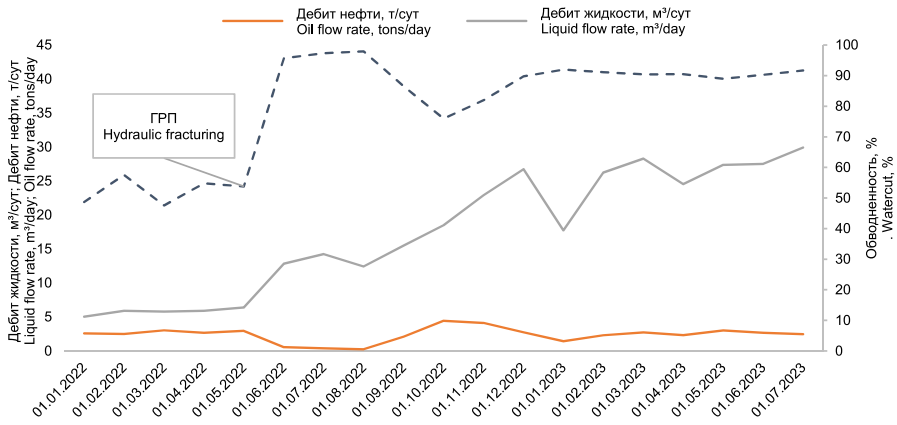


Рисунок 6. Динамика показателей добычи после проведения ГРП на скв. 1
Figure 6. Production dynamics after hydraulic fracturing at Well No. 1

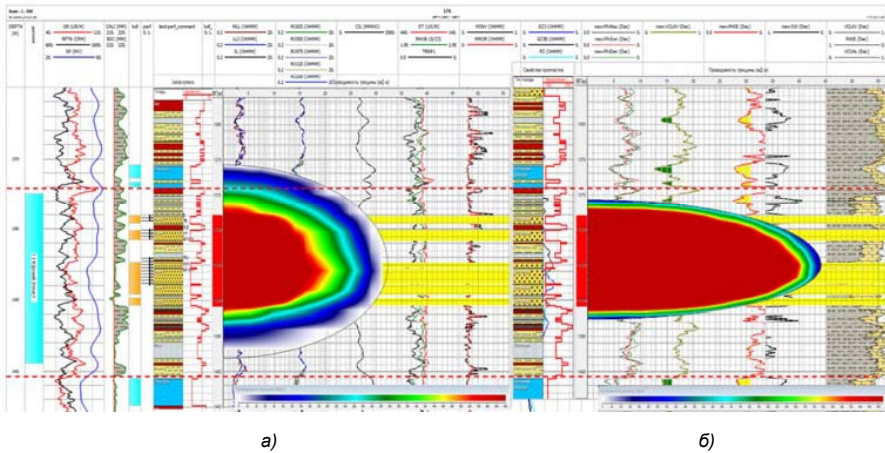


Рисунок 7. Профили трещин ГРП на скв. 1
Figure 7. Hydraulic fracture profiles of Well No. 1

а) по модели фактической проведенной операции / for a model on the actual operation performed; б) по модели с облегченным проппантом / for a model with lightweight proppant

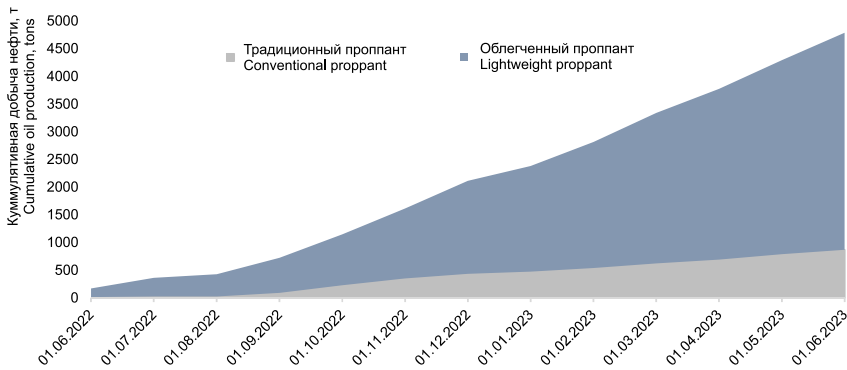


Рисунок 8. Сравнение фактической и прогнозной добычи нефти
Figure 8. Comparison of actual and estimated oil production

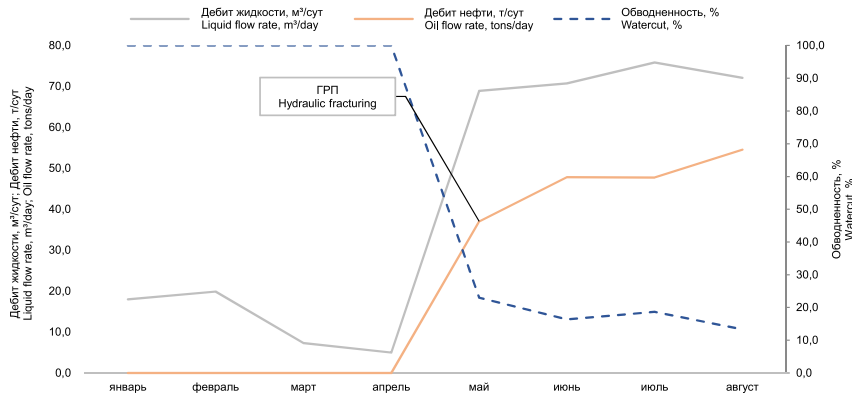


Рисунок 9. Динамика показателей добычи после проведения ГРП на скв. 2
Figure 9. Production dynamics after hydraulic fracturing at Well No.2

Таблица 5. Сравнение геометрии трещины ГРП
Table 5. Comparison of hydraulic fracture geometry

Параметры геометрии трещины ГРП HF geometry parameter	Традиционный проппант Conventional proppant		Облегченный проппант Lightweight proppant
	дизайн design	факт. показатели actual indicators	дизайн design
Полудлина, м Fracture half-length, m	64,0	58,0	89,0
Высота, м Height, m	41,0	48,0	61,0
Средняя ширина трещины, мм Average fracture width, mm	6,7	6,1	4,3
Вертикальная глубина до верхней границы трещины, м Vertical depth to the upper fracture boundary, m	2288,0	2281,0	2 280
Вертикальная глубина до нижней границы трещины, м Vertical depth to the lower fracture boundary, m	2330,0	2329,0	2 341
Безразмерная проводимость Dimensionless fracture conductivity	4,2	4,9	2,4

Таблица 6. Сравнение стоимости работ по ГРП
Table 6. Comparison of the cost of HF

Статья затрат при проведении ГРП Cost item of hydraulic fracturing	Скв. 1 Well No.2	Скв. 2 Well No.2	Проппант Proppant	
	количество quantity		традиционный conventional	облегченный lightweight
Ставка подготовки скважины, скв.-опер. Well preparation rate, well-operation	1,0	1,0	Фиксированная сумма Fixed amount	
Освоение скважины, скв.-опер. Well development, well-operation	1,0	1,0	Фиксированная сумма Fixed amount	
Сервисная ставка ГРП, опер. Service rate of hydraulic fracturing, well-operation	1,0	1,0	Фиксированная сумма Fixed amount	
Материалы для ГРП, в т.ч.: Materials for hydraulic fracturing, incl.:				
проппант, т proppant	50,0	7,0	X	1,25X
линейная жидкость ГРП, м³ hydraulic fracturing fluid, m³	34,0	22,7	Фиксированная сумма Fixed amount	
сшитая жидкость ГРП, м³ crosslinked fluid, m³	121,0	28,3	Фиксированная сумма Fixed amount	
мобилизация ГРП, скв.-опер. hydraulic fracturing mobilization, well-operation	2,0	2,0	Фиксированная сумма Fixed amount	

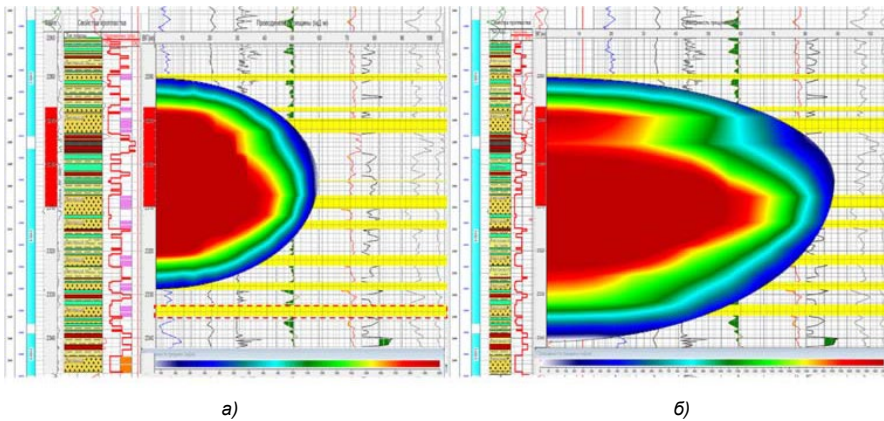


Рисунок 10. Профили трещин ГРП на скв. 2
Figure 10. Hydraulic fracture profiles at Well No.2

а) по модели фактической проведённой операции / for a model on the actual operation performed; б) по модели с облегчённым проппантом / for a model with lightweight proppant

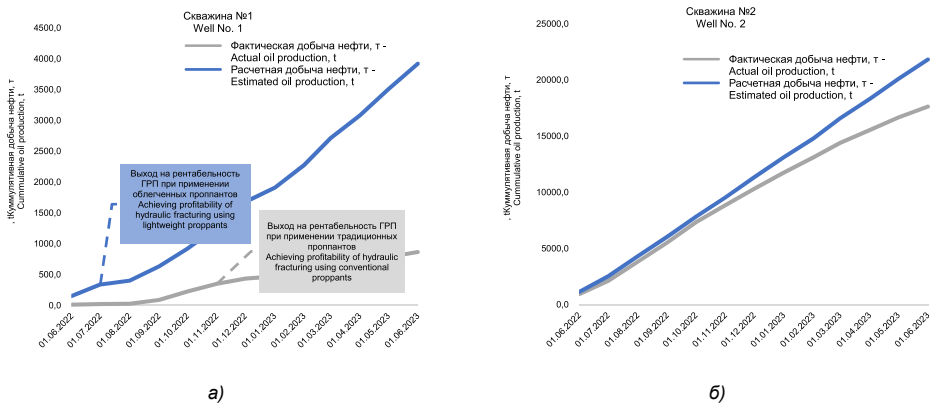


Рисунок 11. Сравнение фактической и расчётной кумулятивной добычи
Figure 11. Comparison of actual and estimated cumulative production

а) скв. 1 / Well No. 1; б) скв. 2 / Well No. 2

проппанта исключает его осаждение и обеспечивает лучшие показатели проводимости трещины. В ПО FracPro построена модель геомеханических и фильтрационных свойств пласта с планируемым размещением трещины в интервалах горизонта Ю-II для скв. 1. Для оценки моделирования распространения трещины ГРП по высоте и латерали спроектирован аналогичный фактически проведённый на скв. 1 дизайн ГРП.

В моделировании использовалась жидкость разрыва WG-35 на водной основе и облегчённый проппант фракций 16/20 и 12/18 с плотностью 1,2 и 1,4 г/см³ соответственно. Данные системной библиотеки проппантов и жидкостей в ПО FracPro позволяют установить соответствие параметров используемых материалов пластовым условиям рассматриваемого месторождения. На рис. 7 (б) представлен профиль трещины ГРП по модели с применением облегчённого проппанта. Сог-

ласно результатам моделирования, применение проппанта с низкой плотностью позволило избежать прорыва в водонасыщенные пропластки с увеличением эффективной полу-длины трещины. Параметры геометрии смоделированной трещины представлены в табл. 4. Интервал охвата трещины ГРП составил 1376–1392 м, закреплённая проппантом высота трещины уменьшилась на 10 м, полу-длина увеличилась практически в полтора раза – с 30 до 42 м, при этом ширина трещины увеличилась в 1,8 раз. В результате проводимость трещины ГРП с применением облегчённого проппанта оказалась на порядок выше, что оказывает положительное влияние на дебит нефти.

Эффективность применения метода ГРП на скв. 1 месторождения А доказывает фактический прирост дебита жидкости с 6 до 22 м³/сут (рис. 8). Однако, как упоминалось ранее, прорыв в водонасыщенные пропластки

является причиной текущей высокой доли воды в добываемой продукции. Используя результаты моделирования, проведен расчёт дебита нефти. Данная методология основана на расчёте коэффициента продуктивности скважины в зависимости от изменения фильтрационного

сопротивления призабойной зоны пласта. Для расчёта прогнозного дебита используется информация о пласте и скважине, а также результаты моделирования, а именно: параметры геометрии, суммарной проводимости и давления трещины (1):

$$q = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{\left(\ln \frac{R_e}{R_w} - 0,75 + S\right)} = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{\left(\ln \frac{R_e}{R_w} + (P_D - \ln \frac{R_2}{R_w})\right)} \quad (1)$$

где q – дебит скважины, т/сут; k – проницаемость пласта, мД; h – эффективная мощность, м; μ – вязкость нефти, сПз; β – объёмный коэффициент нефти, м³/м³; P_2 – пластовое давление, атм; P_1 – забойное давление, атм; R_e – радиус дренирования, м; R_w – радиус ствола скважины, м; S – фильтрационное сопротивление; P_D – безразмерное давление, определяемое по корреляционной зависимости безразмерного времени и проводимости трещины, которые, в свою очередь, рассчитываются в зависимости от параметров трещины, полученных в результате моделирования.

По результатам расчёта, прогнозные дебит по нефти составляет 10,2 т/сут. При сохранении показателя обводнённости на уровне 50% и текущих значениях дебита жидкости прогнозная кумулятивная добыча нефти за год достигнет 3920,9 т нефти (рис. 9), что сопоставимо с рассчитанным дебитом нефти на основе моделирования.

Месторождение Б: повышение стимулируемого объёма трещины при закачке идентичной массы проппанта

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Прорвинской зоне поднятий. На месторождении выявлены нефтяные горизонты, приуроченные к песчано-глинистым отложениям верхней и средней юры. Нефть месторождения классифицируется как лёгкая, с вязкостью 0,9 мПа·с. Рассматриваемые горизонты характеризуются хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами: пористость объекта составляет 20%, проницаемость – 0,189 мкм². Значительного снижения пластового давления на месторождении не наблюдается, энергетическое состояние остаётся стабильным. Текущее пластовое давление для данного горизонта составляет 20,3 МПа.

Впервые ГРП на месторождении Б проведён в августе 2022 г., на текущий момент успешно выполнены две работы по ГРП, средний прирост дебита нефти составляет 30 т/сут. В условиях месторождения А задача оптимизации ГРП состояла в ограничении вертикального роста трещины – минимизации риска прорыва вверх и вниз. В данном случае применение лёгких проппантов направлено на повышение

стимулируемого объёма закреплённой трещины, что позволит добиться большего дополнительного объёма добычи нефти. На примере скв. 2 месторождения Б рассмотрено повышение продуктивности при применении облегчённых проппантов с закачкой идентичной массы, как и в ходе ранее проведённой обработки.

Скв. 2 переведена из нижележащего горизонта, ГРП проведён 23.05.2023 г., закачано 50 т керамического проппанта фракций 16/20 и 12/18 меш с плотностью 2,8 г/см³. Основной ГРП выполнен успешно, с размещением запланированного объёма проппанта. Пусковой дебит нефти составил 37 т/сут, накопленная добыча после проведения ГРП 3883 т. По состоянию на 01.09.2023 г., учитывая фактическое время работы в 79 сут, проведение ГРП на скв. 2 является экономически рентабельным. Однако согласно данным проведённой операции, трещина ГРП не охватывает все продуктивные пропластки целевой зоны. В данном случае необходимо увеличение эффективной площади разрыва. Как правило, данная задача решается за счёт проведения более крупных обработок, что приводит к дополнительным расходам на выполнение ГРП. Для увеличения стимулируемого объёма закреплённой трещины на скв. 2 рассмотрено применение лёгких проппантов аналогичной массы. Улучшенная транспортабельность облегчённых проппантов позволяет распределять их по гораздо большей части создаваемой зоны разрыва.

В ПО FracPro построена модель геомеханических и фильтрационных свойств пласта для скв. 2 месторождения Б. Спроектирован аналогичный фактически проведённому дизайн ГРП при замене традиционного проппанта облегчённым: закачка 50 т проппанта фракций 16/20 и 12/18 меш с плотностью 1,2 и 1,4 г/см³ соответственно и максимальной концентрацией 1200 кг/м³. На рис. 10 (б) представлен профиль трещины ГРП по модели с применением облегчённого проппанта.

Согласно результатам моделирования, при применении проппанта с более низкой плотностью интервал охвата трещины ГРП составил 2280–2341 м, что позволило включить продуктивный пропласток на глубину 2332,5–2335 м в обработку (рис. 10). Помимо этого, изменение скорости осаждения проп-

панта способствовало увеличению эффективной полудлины трещины на 50%. Сравнение геометрии трещины при применении традиционного и облегчённого проппанта при одинаковых параметрах графика закачки представлено в табл. 5.

По результатам моделирования дебит нефти при использовании облегчённых проппантов был рассчитан согласно уравнению (1). Прогнозный дебит по нефти составляет 57,6 т/сут, что превышает осреднённый фактический дебит на 10,8 т/сут. Такие факторы, как приобщение нижнего продуктивного интервала, равномерное распределение проводимости трещины и увеличение закреплённой проппантом длины трещины способствовали росту показателей добычи нефти.

Экономическое обоснование применения облегчённых проппантов

Применение облегчённых проппантов направлено на повышение рентабельности операций гидроразрыва, что обеспечивает устойчивое наращивание добычи. Экономическая эффективность ГРП выражается в расчёте прибыли от дополнительной добычи нефти, при этом учитываются статьи затрат на подготовительные работы и проведение ГРП (табл. 6). Как было указано выше, моделирование осуществлялось в соответствии с графиком закачки ранее выполненного ГРП на скв. 1 и 2. Таким образом, единственным изменяемым параметром является стоимость проппанта пониженной плотности. Основываясь на рыночном анализе, стоимость лёгкого проппанта на 10–25% выше стоимости традиционного.

По грубой экономической оценке (без учёта затрат на сбор и транспортировку нефти, условно-переменных и условно-постоянных расходов на обслуживание скважин, налогов), а также при условии реализации нефти по 60 \$/bbl и обменном курсе 460 тенге за доллар США использование облегчённого проппанта на скв. 2 позволит увеличить доход от дополнительной добычи за скользящий год на 23,8%. Прогнозируемая годовая добыча для скв. 1 значительно превышает фактические показатели, что обеспечивает рост доходности в 4,5 раза. Таким образом, применение облегчённых проппантов, безусловно, экономически рентабельно с более ранним сроком окупаемости проведения ГРП (рис. 11).

Обсуждение

В данной статье проведён всесторонний анализ современных технологий применения проппантов с оценкой их преимуществ и недостатков. Особое внимание уделено проппантам с модифицированным покрытием,

маркированным проппантам, самозагеливающимся и облегчённым проппантам. Авторами также проанализированы результаты операций гидроразрыва пласта, выполненных на 179 скв. месторождений Атырауского региона. Преимущественно использовались проппанты фракций 30/50, 20/40, 16/20 и 12/18 меш с концентрацией от 700 до 1300 кг/м³. Комбинированные системы проппантов из различных фракций продемонстрировали более высокую эффективность по сравнению с однородными системами. Проведённое моделирование ГРП с применением облегчённых проппантов на двух месторождениях А и Б, имеющих осложнённые условия для гидроразрыва, показало, что использование облегчённых проппантов способствует эффективному контролю геометрии трещины, снижению риска прорыва в водонасыщенные зоны и увеличению объёма стимулируемой трещины.

Заключение

Данное исследование посвящено изучению потенциала применения многофункциональных проппантов в качестве инструмента оптимизации ГРП на месторождениях Атырауского региона. В ходе работы проведено и установлено:

- анализ результатов ГРП, проведённого на 179 скважинах, показал, что функциональные возможности используемых проппантов ограничиваются выполнением требований по закрытию трещин и регулированию проводимости;
- проведён литературный обзор существующих проппантов. Лабораторные исследования и практический опыт применения проппантов нового поколения показали их многофункциональность и эффективность;
- моделирование ГРП с применением проппантов низкой плотности было проведено на примере месторождений А и Б. Результаты моделирования показали, что изменение типа расклинивающего материала возможно использовать для контроля геометрии трещины;
- выполнен расчёт прогнозных дебитов нефти после проведения ГРП с применением облегчённых проппантов, результаты которого продемонстрировали повышение эксплуатационных характеристик скважин;
- расчёт экономической эффективности ГРП с применением облегчённых проппантов, несмотря на их более высокую стоимость, показывает конкурентоспособность и более раннюю окупаемость проведённой обработки за счёт увеличения приростов дебитов нефти, что в свою очередь достигается путём увеличения длины трещин, сокращения высоты и ограничения водопритока, а также увеличения проводимости и общего объёма трещин 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 разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Бухарбаева А.Н. – сбор и анализ данных, проведение исследования, написание статьи; Асанов К.Б. – концепция работы, корректировка направления при проведении исследования; Башев А.А. – редактирование рукописи, предоставление консультаций; Джаксылыков Т.С. – формирование методики, проверка результатов; Марданов А.С. – контроль за выполнением работы.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Aidana N. Bukharbayeva – collecting and analyzing data, conducting the study, writing the article; Karim B. Assanov – conceptualization of the study, adjusting the direction when conducting the study; Adilbek A. Bashev – editing the manuscript, providing consultations; Talgat S. Jaksylykov – formulating the methodology, verifying the results; Altynbek S. Mardanov – supervision over the implementation of the study.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Smith M., Montgomery C.* Hydraulic Fracturing. Boca Raton : CRC Press, 2015.
2. *Economides M., Oligney R., Valkó P.* Unified Fracture Design. Alvin : Orsa Press, 2004.
3. *Kun A., Longchen D., Gao H., Guangliang J.* Hydraulic Fracturing Treatment Optimization for Low Permeability Reservoirs Based on Unified Fracture Design // *Energies*. 2018. Vol. 11, N 7. P. 12–23. doi: [10.3390/en11071720](https://doi.org/10.3390/en11071720).
4. *Al-Muntasheri G.* A Critical Review of Hydraulic-Fracturing Fluids for Moderate to Ultralow-Permeability Formations Over the Last Decade // *SPE Prod & Oper*. 2014. Vol. 29, N 04. P. 243–260. doi: [10.2118/169552-PA](https://doi.org/10.2118/169552-PA).
5. *Danso D.K., Negash B.M., Ahmed T.Y., et al.* Recent Advances in Multifunctional Proppant Technology and Increased Well Output with Micro and Nano Proppants // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. doi: [10.1016/j.petrol.2020.108026](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108026).
6. *Radwan A.* A Multifunctional Coated Proppant: A Review of Over 30 Field Trials in Low Permeability Formations // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; Oct 9–11, 2017; San Antonio, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/17ATCE/2-17ATCE/193346>. Дата обращения: 12.07.2024.
7. *Green J., Dewendt A., Terracina J., Abrams B.* First Proppant Designed to Decrease Water Production // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; Sept 24–26, 2018; Dallas, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/18ATCE/3-18ATCE/D032S061R003/214394>. Дата обращения: 15.07.2024.
8. *Dong K., He W., Wang M.* Effect of surface wettability of ceramic proppant on oil flow performance in hydraulic fractures // *Energy Science and Engineering*. 2018. Vol. 7, Issue 2. P. 504–514. doi: [10.1002/ese3.297](https://doi.org/10.1002/ese3.297).
9. *Palisch T., Chapman M., Leasure J.* Novel Proppant Surface Treatment Yields Enhanced Multiphase Flow Performance and Improved Hydraulic Fracture Clean-up // *SPE Liquids-Rich Basins Conference*; Sept 2–3, 2015; Midland, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPELRBC/proceedings-abstract/15LRBC/1-15LRBC/D012S009R003/184841>. Дата обращения: 18.07.2024.
10. *Bestaoui-Spurr N., Sun S., Williams V., et al.* Using Properties in Nature to Modify Proppant Surfaces and Increase Flow // *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*; Apr 3–5, 2017; Montgomery, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/17OCC/2-17OCC/D021S007R005/195566>. Дата обращения: 20.07.2024.
11. *Bestaoui-Spurr N., Stanley D., Williams V., et al.* Optimizing Proppant Surface Properties to Improve Formation Flow in Offshore Frac-Packs // *Offshore Technology Conference*; May 1–4, 2017; Houston, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/17OTC/2-17OTC/D021S017R001/93802>. Дата обращения: 20.07.2024.
12. *Fan F., Li F.-X., Tian S.-C., et al.* Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity // *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, Issue 6. P. 1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
13. *Saldungaray P., Palisch T., Leasure J.* Can Proppants Do More Than Hold The Fracture Open? // *SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*; Apr 21–23, 2015; Al-Khobar, Saudi Arabia. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATS/proceedings-abstract/15SATS/All-15SATS/SPE-177978-MS/196745>. Дата обращения: 25.07.2024.
14. *Gadeke L.L., Smith H.D.* Tracerscan: A Spectroscopy Technique For Determining The Distribution Of Multiple Radioactive Tracers In Downhole Operations // *The Log Analysts*. 1987. Vol. 28, N 1.
15. *Duenckel R.J., Smith H.D., Warren W.A., Abram D.G.* Field Application of a New Proppant Detection Technology // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; Oct 30 – Nov 2, 2011; Denver, Colorado, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/11ATCE/All-11ATCE/SPE-146744-MS/148522>. Дата обращения: 26.07.2024.

16. Forno L., Latronico R., Saldungaray P., et al. Non-Radioactive Detectable Proppant First Applications in Algeria for Hydraulic Fracturing Treatments Optimization // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition; Sept 14–16, 2015; Cairo, Egypt. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPENATC/proceedings-abstract/15NATC/3-15NATC/D031S022R001/183604?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 26.07.2024.
17. Grae A.D., Duenckel R.J., Nelson J.R. Field Study Compares Fracture Diagnostic Technologies // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Feb 6–8, 2012; The Woodlands, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152169-MS/159703>. Дата обращения: 27.07.2024.
18. Ortiz A.C., Hryb D.E., Martínez J.R., Varela R.A. Hydraulic Fracture Height Estimation in an Unconventional Vertical Well in the Vaca Muerta Formation Neuquen Basin, Argentina // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Feb 9–11, 2016; The Woodlands, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/16HFTC/2-16HFTC/D021S006R006/187052>. Дата обращения: 30.07.2024.
19. Liu J., Zhang F., Gardner R.B., et al. A method to evaluate hydraulic fracture using proppant detection // Applied Radiation and Isotopes. 2015. Vol. 105. P. 139–143. doi: [10.1016/j.apradiso.2015.08.003](https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2015.08.003).
20. Yao S., Chang C., Hai K., et al. A review of experimental studies on the proppant settling in hydraulic fractures // Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 208, Part B. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109211](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109211).
21. Churakov A.V., Pichugin M.N., Fayzulin I.G., et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Oct 26–29, 2020; Virtual. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 31.07.2024.
22. Mahoney R.P., Soane D., Kincaid K.P., et al. Self-Suspending Proppant // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Feb 4–6, 2013; Woodlands, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/13HFTC/2-13HFTC/D021S005R007/173751?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 31.07.2024.
23. Goldstein B., VanZeeland A. Self-Suspending Proppant Transport Technology Increases Stimulated Reservoir Volume and Reduces Proppant Pack and Formation Damage // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 28–30, 2015; Houston, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/15ATCE/1-15ATCE/180321>. Дата обращения: 01.08.2024.
24. Cao W., Xie K., Lu X., et al. Self-suspending proppant manufacturing method and its property evaluation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 192. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107251](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107251).
25. Isah A., Hiba M., Al-Azani Kh., et al. A comprehensive review of proppant transport in fractured reservoirs: Experimental, numerical, and field aspects // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 88. doi: [10.1016/j.jngse.2021.103832](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103832).
26. Brannon H.D., Starks T.R. II. Maximizing Return on Fracturing Investment by Using Ultra-Lightweight Proppants to Optimize Effective Fracture Area: Can Less Really Deliver More? // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Jan 19–21, 2009; Woodlands, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/09HFTC/All-09HFTC/SPE-119385-MS/147598?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 01.08.2024.
27. Bestaoui-Spurr N., Hudson N. Ultra-Light Weight Proppant and Pumping Design Lead to Greater Conductive Fracture Area in Unconventional Reservoirs // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition; Apr 4–6, 2017; Mumbai, India. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOGIC/proceedings-abstract/17OGIC/2-17OGIC/D021S009R003/197639>. Дата обращения: 02.08.2024.
28. Han J., Pirogov A., Li Ch., et al. Maximizing Productivity with Ultra-Lightweight Proppant in Unconventional Wells: Simulations and Field Cases // SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; Aug 24–26, 2016; Beijing, China. Режим доступа: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R048/185197>. Дата обращения: 02.08.2024.
29. Chambers R., Meise K. Comparison of Fracture Geometries Utilizing Ultralightweight Proppants Provide Evidence That Partial Monolayers Can Be Created: A Case History // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Oct 9–12, 2005; Dallas, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/05ATCE/05ATCE/SPE-96818-MS/89316>. Дата обращения: 03.08.2024.
30. Pavlova S., Detkovich M., Loginov A., et al. Successful Implementation of Light Weight Proppant for Stimulation of Tight Sandstones in Russia on Vinogradova Oilfield // SPE Russian Petroleum Technology Conference; Oct 22–24, 2019; Moscow, Russia. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/3-19RPTC/D033S020R004/219302>. Дата обращения: 06.08.2024.
31. Liang F., Sayed M., Al-Muntasherhi G., et al. A comprehensive review on proppant technologies // Petroleum. 2016. Vol. 2, Issue 1. P. 26–39. doi: [10.1016/j.petm.2015.11.001](https://doi.org/10.1016/j.petm.2015.11.001).
32. Chen T., Gao J., Zhao Y., et al. Progress of Polymer Application in Coated Proppant and Ultra-Low Density Proppant // Polymers. 2022. Vol. 14, N 24. doi: [10.3390/polym14245534](https://doi.org/10.3390/polym14245534).
33. Zoveidavianpoor M., Gharibi A., Zaidi bin Jaafar M. Experimental characterization of a new high-strength ultra-lightweight composite proppant derived from renewable resources // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 170. P. 1038–1047. doi: [10.1016/j.petrol.2018.06.030](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.030).
34. Rickards A.R., Brannon H.D., Wood W.D., Stephenson C.J. Ultra-Lightweight Proppant Development Yields Exciting New Opportunities in Hydraulic Fracturing Design // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Oct 5–8, 2003; Denver, Colorado, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/03ATCE/03ATCE/SPE-84308-MS/137740>. Дата обращения: 08.08.2024.
35. Sun W.-Y., Yao X. Performance of resin coated unburned ultra-low density fracturing proppant // Bulletin of the Chinese ceramic society. 2015. Vol. 34, N 10. doi: [10.16552/j.cnki.issn1001-1625.2015.10.030](https://doi.org/10.16552/j.cnki.issn1001-1625.2015.10.030). (In Chinese).
36. Chen T., Wang Y., Yan C., Wang H. Preparation of heat resisting poly (methyl methacrylate)/silica fume composite microspheres used as ultra-lightweight proppants // Micro & Nano Letters. 2014. Vol. 9, Issue 11. P. 757–828. doi: [10.1049/mnl.2014.0486](https://doi.org/10.1049/mnl.2014.0486).
37. Liang T., Yan C., Zhou S., et al. Carbon black reinforced PMMA-based composite particles: preparation, characterization, and application // Journal of Geophysics and Engineering. 2017. Vol. 14, Issue 5. P. 1225–1232. doi: [10.1088/1742-2140/aa6e7e](https://doi.org/10.1088/1742-2140/aa6e7e).
38. McDaniel G., Abbott J., Mueller F., et al. Changing the Shape of Fracturing: New Proppant Improves Fracture Conductivity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Sept 19–22, 2012; Florence, Italy. Режим доступа:

<https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/All-10ATCE/SPE-135360-MS/102149>. Дата обращения: 16.08.2024.

REFERENCES

1. Smith M, Montgomery C. *Hydraulic Fracturing*. Boca Raton: CRC Press; 2015.
2. Economides M, Oligney R, Valkó P. *Unified Fracture Design*. Alvin: Orsa Press; 2004.
3. Kun A, Longchen D, Gao H, Guangliang J. Hydraulic Fracturing Treatment Optimization for Low Permeability Reservoirs Based on Unified Fracture Design. *Energies*. 2018;11(7):12–23. doi: [10.3390/en11071720](https://doi.org/10.3390/en11071720).
4. Al-Muntasheri G. A Critical Review of Hydraulic-Fracturing Fluids for Moderate to Ultralow-Permeability Formations Over the Last Decade. *SPE Prod & Oper*. 2014;29(04):243–260. doi: [10.2118/169552-PA](https://doi.org/10.2118/169552-PA).
5. Danso DK, Negash BM, Ahmed TY, et al. Recent Advances in Multifunctional Proppant Technology and Increased Well Output with Micro and Nano Proppants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;196:108026. doi: [10.1016/j.petrol.2020.108026](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108026).
6. Radwan A. A Multifunctional Coated Proppant: A Review of Over 30 Field Trials in Low Permeability Formations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2017 Oct 9–11; San Antonio, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/17ATCE/2-17ATCE/193346>.
7. Green J, Dewendt A, Terracina J, Abrams B. First Proppant Designed to Decrease Water Production. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2018 Sept 24–26; Dallas, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/18ATCE/3-18ATCE/D032S061R003/214394>.
8. Dong K, He W, Wang M. Effect of surface wettability of ceramic proppant on oil flow performance in hydraulic fractures. *Energy Science and Engineering*. 2018;7(2):504–514. doi: [10.1002/ese3.297](https://doi.org/10.1002/ese3.297).
9. Palisch T, Chapman M, Leasure J. Novel Proppant Surface Treatment Yields Enhanced Multiphase Flow Performance and Improved Hydraulic Fracture Clean-up. SPE Liquids-Rich Basins Conference; 2015 Sept 2–3; Midland, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPELRBC/proceedings-abstract/15LRBC/1-15LRBC/D012S009R003/184841>.
10. Bestaoui-Spurr N, Sun S, Williams V, et al. Using Properties in Nature to Modify Proppant Surfaces and Increase Flow. SPE International Conference on Oilfield Chemistry/Montgomery; 2017 Apr 3–5; Montgomery, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/17OCC/2-17OCC/D021S007R005/195566>.
11. Bestaoui-Spurr N, Stanley D, Williams V, et al. Optimizing Proppant Surface Properties to Improve Formation Flow in Offshore Frac-Packs // Offshore Technology Conference; 2017 May 1–4; Houston, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/17OTC/2-17OTC/D021S017R001/93802>.
12. Fan F, Li F-X, Tian S-C, et al. Hydrophobic epoxy resin coated proppants with ultra-high self-suspension ability and enhanced liquid conductivity. *Petroleum Science*. 2021;18(6):1753–1759. doi: [10.1016/j.petsci.2021.09.004](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.004).
13. Saldungaray P, Palisch T, Leasure J. Can Proppants Do More Than Hold The Fracture Open? SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition; 2015 Apr 21–23; Al-Khobar, Saudi Arabia. Available from: <https://onepetro.org/SPEASATS/proceedings-abstract/15SATS/All-15SATS/SPE-177978-MS/196745>.
14. Gadekea LL, Smith HD. Trancerscan: A Spectroscopy Technique For Determining The Distribution Of Multiple Radioactive Tracers In Downhole Operations. *The Log Analysts*. 1987;28(1).
15. Duenckel RJ, Smith HD, Warren WA, Abram DG. Field Application of a New Proppant Detection Technology // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2011 Oct 30 – Nov 2; Denver, Colorado, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/11ATCE/All-11ATCE/SPE-146744-MS/148522>.
16. Forno L, Latronico R, Saldungaray P, et al. Non-Radioactive Detectable Proppant First Applications in Algeria for Hydraulic Fracturing Treatments Optimization // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition; 2015 Sept 14–16; Cairo, Egypt. Available from: <https://onepetro.org/SPENATC/proceedings-abstract/15NATC/3-15NATC/D031S022R001/183604?redirectedFrom=PDF>.
17. Grae AD, Duenckel RJ, Nelson JR. Field Study Compares Fracture Diagnostic Technologies // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; 2012 Feb 6–8; The Woodlands, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152169-MS/159703>.
18. Ortiz AC, Hryb DE, Martínez JR, Varela RA. Hydraulic Fracture Height Estimation in an Unconventional Vertical Well in the Vaca Muerta Formation Neuquen Basin, Argentina. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; February 9–11, 2016; The Woodlands, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/16HFTC/2-16HFTC/D021S006R006/187052>.
19. Liu J, Zhang F, Gardner RB, et al. A method to evaluate hydraulic fracture using proppant detection. *Applied Radiation and Isotopes*. 2015;105:139–143. doi: [10.1016/j.apradiso.2015.08.003](https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2015.08.003).
20. Yao S, Chang C, Hai K, et al. A review of experimental studies on the proppant settling in hydraulic fractures. *Petroleum Science and Engineering*. 2021;208(B):109211. doi: [10.1016/j.petrol.2021.109211](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109211).
21. Churakov AV, Pichugin MN, Fayzulin IG, et al. Non-Guar Synthetic Hydraulic Fracturing Gels – Successful Concept of Choice. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 2020 Oct 26–29; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPERTPC/proceedings-abstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136?redirectedFrom=PDF>.
22. Mahoney RP, Soane D, Kincaid KP, et al. Self-Suspending Proppant. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; 2013 Feb 4–6; Woodlands, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/13HFTC/2-13HFTC/D021S005R007/173751?redirectedFrom=PDF>.
23. Goldstein B, VanZeeland A. Self-Suspending Proppant Transport Technology Increases Stimulated Reservoir Volume and Reduces Proppant Pack and Formation Damage. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2015 Sept 28–30; Houston, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/15ATCE/1-15ATCE/180321>.
24. Cao W, Xie K, Lu X, et al. Self-suspending proppant manufacturing method and its property evaluation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;192:107251. doi: [10.1016/j.petrol.2020.107251](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107251).
25. Isah A, Hiba M, Al-Azani K, et al. A comprehensive review of proppant transport in fractured reservoirs: Experimental, numerical, and field aspects. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021;88:103832. doi: [10.1016/j.jngse.2021.103832](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103832).
26. Brannon HD, Starks TR II. Maximizing Return on Fracturing Investment by Using Ultra-Lightweight Proppants to Optimize Effective Fracture Area: Can Less Really Deliver More? SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference;

- 2009 Jan 19–21; Woodlands, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/09HFTC/All-09HFTC/SPE-119385-MS/147598?redirectedFrom=PDF>.
27. Bestaoui-Spurr N, Hudson H. Ultra-Light Weight Proppant and Pumping Design Lead to Greater Conductive Fracture Area in Unconventional Reservoirs. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition; 2017 Apr 4–6; Mumbai, India. Available from: <https://onepetro.org/SPEOGIC/proceedings-abstract/17OGIC/2-17OGIC/D021S009R003/197639>.
28. Han J, Pirogov A, Li C, et al. Maximizing Productivity with Ultra-Lightweight Proppant in Unconventional Wells: Simulations and Field Cases. SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; 2016 Aug 24–26; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R048/185197>.
29. Chambers R, Meise K. Comparison of Fracture Geometries Utilizing Ultralightweight Proppants Provide Evidence That Partial Monolayers Can Be Created: A Case History. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2005 Oct 9–12; Dallas, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/05ATCE/05ATCE/SPE-96818-MS/89316>.
30. Pavlova S, Demkovich M, Loginov A et al. Successful Implementation of Light Weight Proppant for Stimulation of Tight Sandstones in Russia on Vinogradova Oilfield. SPE Russian Petroleum Technology Conference; 2019 Oct 22–24; Moscow, Russia. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/3-19RPTC/D033S020R004/219302>.
31. Liang F, Sayed M, Al-Muntasheri G, et al. A comprehensive review on proppant technologies. *Petroleum*. 2016;2(1):26–39. doi: [10.1016/j.petlm.2015.11.001](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.11.001).
32. Chen T, Gao J, Zhao Y, et al. Progress of Polymer Application in Coated Proppant and Ultra-Low Density Proppant. *Polymers*. 2022;14(24):5534. doi: [10.3390/polym14245534](https://doi.org/10.3390/polym14245534).
33. Zoveidavianpoor M, Gharibi A, Zaidi bin Jaafar M. Experimental characterization of a new high-strength ultra-lightweight composite proppant derived from renewable resources. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;170:1038–1047. doi: [10.1016/j.petrol.2018.06.030](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.030).
34. Rickards AR, Brannon HD, Wood WD, Stephenson CJ. Ultra-Lightweight Proppant Development Yields Exciting New Opportunities in Hydraulic Fracturing Design. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2003 Oct 5–8; Denver, Colorado, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/03ATCE/03ATCE/SPE-84308-MS/137740>.
35. Sun W-Y, Yao X. Performance of resin coated unburned ultra-low density fracturing proppant. *Bulletin of the Chinese ceramic society*. 2015;34(10):2900–4. doi: [10.16552/j.cnki.issn1001-1625.2015.10.030](https://doi.org/10.16552/j.cnki.issn1001-1625.2015.10.030). (In Chinese).
36. Chen T, Wang Y, Yan C, Wang H. Preparation of heat resisting poly (methyl methacrylate)/silica fume composite microspheres used as ultra-lightweight proppants. *Micro & Nano Letters*. 2014;9(11):757–828. doi: [10.1049/mnl.2014.0486](https://doi.org/10.1049/mnl.2014.0486).
37. Liang T, Yan C, Zhou S, et al. Carbon black reinforced PMMA-based composite particles: preparation, characterization, and application. *Journal of Geophysics and Engineering*. 2017;14(5):1225–1232. doi: [10.1088/1742-2140/aa6e7e](https://doi.org/10.1088/1742-2140/aa6e7e).
38. McDaniel G, Abbott J, Mueller F, et al. Changing the Shape of Fracturing: New Proppant Improves Fracture Conductivity. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2012 Sept 19–22; Florence, Italy. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/10ATCE/All-10ATCE/SPE-135360-MS/102149>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Бухарбаева Айдана Нурлановна**

ORCID [0009-0001-3861-7888](https://orcid.org/0009-0001-3861-7888)

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

Асанов Карим Балхашевич

ORCID [0009-0002-1005-6959](https://orcid.org/0009-0002-1005-6959)

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

Башев Адилбек Айткалиевич

ORCID [0009-0009-7050-7249](https://orcid.org/0009-0009-7050-7249)

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

Джаксылыков Талгат Сайнович

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

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

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

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

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

AUTHORS' INFO

***Aidana N. Bukharbayeva**

ORCID [0009-0001-3861-7888](https://orcid.org/0009-0001-3861-7888)

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

Karim B. Assanov

ORCID [0009-0002-1005-6959](https://orcid.org/0009-0002-1005-6959)

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

Adilbek A. Bashev

ORCID [0009-0009-7050-7249](https://orcid.org/0009-0009-7050-7249)

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

Talgat S. Jaksylykov

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

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

Altynbek S. Mardanov

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

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>

Получена: 22.05.2024.
Одобрена: 29.11.2024.
Опубликована: 31.12.2024.

Научный обзор

Возможность применения современного метода прогнозирования отказов скважин на месторождениях АО НК «КазМунайГаз»

Л.Г. Утемисова¹, Т.Ж. Мерембаев², Б.Е. Бекбау³

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²Институт информационных и вычислительных технологий КН МОН РК, г. Алматы, Казахстан

³КазНИТУ им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В процессе разработки зрелых месторождений возникает ряд геологических и технологических осложнений. Для повышения бесперебойной работы скважинного насосного оборудования используются различные методы и приёмы. В данной статье представлен анализ возможности применения предсказания отказов для повышения надёжности подземного оборудования скважин на месторождениях АО НК «КазМунайГаз». Исследование фокусируется на разработке и валидации модели машинного обучения, способной с высокой точностью прогнозировать потенциальные отказы в работе скважинного оборудования. Существующие методики, подходы машинного обучения и их применение в условиях реальной эксплуатации детально проанализированы с выделением ключевых факторов успеха и ограничений. Результаты исследования демонстрируют огромный потенциал применения модели прогнозирования отказов скважин при выборе оптимального подхода машинного обучения с целью уменьшения внеплановых простоев и оптимизации процессов технического обслуживания скважин. Авторами проведена оценка возможности применения прогнозирования отказов глубинного-насосного оборудования скважин, эксплуатируемых ШГН. Применение предсказания отказов глубинно-насосного оборудования скважин позволит обеспечить бесперебойную работу скважин за счет снижения отказов скважин и сокращения времени простоя на ремонт.

Ключевые слова: *глубинно-насосное оборудование, наработка на отказ, подземный ремонт скважин, отказы скважин, прогнозирование отказов.*

Как цитировать:

Утемисова Л.Г., Мерембаев Т.Ж., Бекбау Б.Е. Возможность применения современного метода прогнозирования отказов скважин на месторождениях АО НК «КазМунайГаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 68–77. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>

Received: 22.05.2024.

Accepted: 29.11.2024.

Published: 31.12.2024.

Review article

Exploring modern methods for predicting well failures in the fields of NC «KazMunayGas» JSC

Laura G. Utemissova¹, Timur Zh. Merembayev², Bakbergen Ye. Bekbau³

¹*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

²*Institute of Information and Computational Technologies CS MES RoK, Almaty, Kazakhstan*

³*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

ABSTRACT

In the development of brownfields, various geological and technological complications can arise. To enhance the smooth operation of downhole pumping equipment, companies implement a range of methods and techniques.

This article analyzes the potential of using machine learning to improve the reliability of underground well equipment in the fields of NC KazMunayGas JSC. The research focuses on the development and validation of predictive models that accurately forecast potential downhole equipment failures. It thoroughly analyzes existing machine learning methods, approaches and their real-life application, highlighting key success factors and limitations. The results of the study demonstrate the significant potential for using a well failure prediction model when selecting the optimal machine learning approach to reduce unscheduled downtime and optimize well maintenance processes. The authors assessed the potential for using failure prediction techniques for downhole pumping equipment in wells that utilizes sucker rod pumps. Implementing failure prediction techniques for downhole pumping equipment can help ensure uninterrupted well operation by minimizing well failures and reducing downtime for repairs.

Keywords: *downhole pumping equipment; time between failures; underground well workover; well failures; failure prediction.*

To cite this article:

Utemissova LG, Merembayev TZ, Bekbau BY. Exploring modern methods for predicting well failures in the fields of NC «KazMunayGas» JSC. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):68–77.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>.

ӨОЖ 622.276
FTAХР 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>

Қабылданды: 22.05.2024.
Мақұлданды: 29.11.2024.
Жарияланды: 31.12.2024.

Ғылыми шолу

«ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ кен орындарында ұңғымалардың істен шығуын болжаудың заманауи әдісін қолдану мүмкіндігі

Л.Г. Өтемісова¹, Т.Ж. Мерембаев², Б.Е. Бекбау³

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²Ақпараттық және есептеуіш технологиялар институты ҚР БҒМ ҒК, Алматы қаласы, Қазақстан

³Қ.И.Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Жетілген кен орындарын игеру барысында бірқатар геологиялық және технологиялық қиындықтар туындайды. Ұңғымаларды айдау жабдықтарының бірқалыпты жұмысын жақсарту үшін кәсіпорындар әртүрлі әдістер мен тәсілдерді қолданады. Бұл мақалада «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ кен орындарындағы жерасты ұңғымалары жабдығының сенімділігін арттыру үшін істен шығуды болжауды қолдану мүмкіндігінің талдауы берілген. Зерттеу ұңғыма жабдығының ықтимал ақауларын жоғары дәлдікпен болжауға қабілетті машиналық оқыту үлгілерін өзірлеуге және тексеруге бағытталған. Қолданыстағы техникалар, машиналық оқыту тәсілдері және оларды нақты өмір жағдайында қолдану табыстың негізгі факторлары мен шектеулерін көрсете отырып, толық талданады. Зерттеу нәтижелері жоспардан тыс тұрып қалу уақытын қысқарту және ұңғымаға техникалық қызмет көрсету процестерін оңтайландыру үшін машинаны оқытудың оңтайлы тәсілін таңдау үшін ұңғыманың істен шығуын болжау үлгісін пайдаланудың орасан зор әлеуетін көрсетеді. Авторлар сорғыш штангаларымен жұмыс істейтін ұңғымаларда ұңғылық сорғы жабдықтарының істен шығуын болжау мүмкіндігін бағалады. Ұңғымалардың ұңғылық сорғы жабдықтарының істен шығуын болжауды пайдалану ұңғымалардың істен шығуын азайту және жөндеу жұмыстарының тоқтап қалу уақытын азайту арқылы ұңғымалардың үздіксіз жұмысын қамтамасыз етеді.

Негізгі сөздер: терең сорғы жабдықтары, істен шығуларды атқару, жер асты ұңғымаларын жөндеу, ұңғымалардың істен шығуы, істен шығуды болжау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Өтемісова Л. Г., Мерембаев Т.Ж., Бекбау Б.Е. «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ кен орындарында ұңғымалардың істен шығуын болжаудың заманауи әдісін қолдану мүмкіндігі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 68–77 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108750>.

Введение

В процессе освоения нефтегазового месторождения с момента начала добычи скважинной продукции пластовая энергия уменьшается, в связи с этим после прекращения фонтанирования добывающие компании переходят на механизированный способ эксплуатации. Одним из важных этапов добычи нефти является подъём нефти на поверхность с помощью систем механизированной добычи. В настоящее время в АО НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) основной механизированный фонд скважин эксплуатируется штанговыми глубинными насосами (далее – ШГН). Ключевыми особенностями ШГН, которые объясняют их широкое применение в производстве, являются высокое значение коэффициента полезного действия, возможность использования в скважинах с осложняющими факторами, а также выполнения ремонтных работ в полевых условиях. Основными недостатками ШГН являются ограничения по глубине скважин, невозможность применения в искривленных скважинах, невысокое значение коэффициента подачи. Одним из важных параметров, характеризующих долговременную работу глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), является наработка на отказ оборудования, которая зависит от количества отказов ГНО [1].

Частота преждевременных отказов ГНО месторождений, а также высокая доля часто ремонтируемого фонда скважин (далее – ЧРФ) показывают необходимость применения современных методов диагностики и прогнозирования отказов оборудования (рис. 1) [2]. Авторами были изучены международный опыт и возможности применения прогнозирования отказов внутрискважинного оборудования

Целью исследования является построение и дальнейшее применение на промысловых данных модели прогнозирования отказов ГНО скважин, эксплуатируемых ШГН. Данная работа выполняется с целью уменьшения внеплановой остановки оборудования, перевода внепланового отказа в плановый за счёт раннего заблаговременного прогноза отказа оборудования и планирования необходимых мероприятий на скважинах. Для достижения цели решаются следующие задачи:

- анализ и подготовка качественных данных;
- подготовка и определение признаков, которые влияют на прогноз;
- построение и выбор модели предсказания отказов;
- обучение модели для задачи прогнозирования;
- валидация модели на реальных данных.

Область применения машинного обучения

В процессе эксплуатации установки ШГН могут отказывать по ряду причин, среди которых основными являются: геологические причины, такие как снижение притока; технологические причины; некорректный подбор ГНО. Анализ причин отказов при подземных ремонтах скважин (далее – ПРС) отражает ряд скважин с высокой частотой ремонтов в год (3 и более ремонтов в год).

Зачастую причинами отказов на скважинах, оборудованных ШГН, является обрыв штанг, протирание штанг, негерметичность насосно-компрессорных труб (далее – НКТ) и др. На рис. 2 представлена статистика причин отказов ГНО [2]. Как показывает международный опыт, основываясь на исторических данных

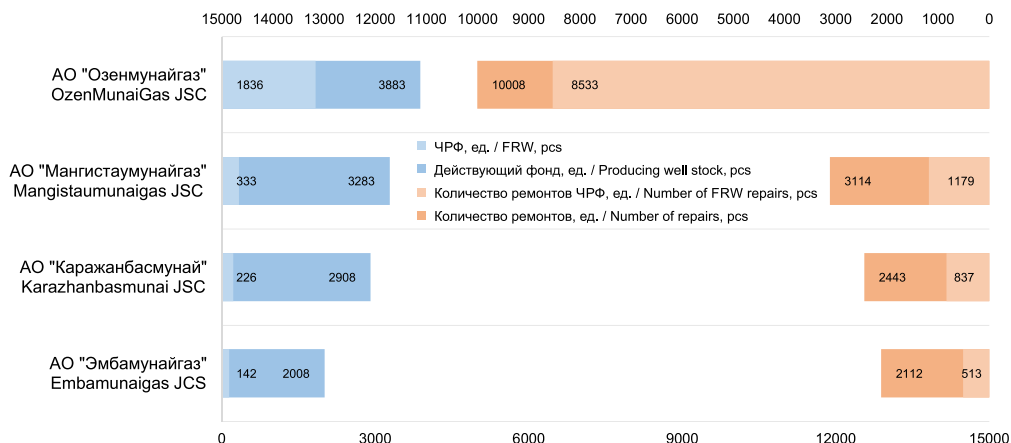


Рисунок 1. Действующий фонд и количество ремонтов, включая ЧРФ, в разрезе ДЗО КМГ
Figure 1. Producing well stock and the number of repairs, including the frequently repaired well stock, in the context of the subsidiaries and affiliates of the KMG

о работе скважин и отказах с учётом их причин, можно построить модель прогнозирования отказов, с помощью которой на начальном уровне становится возможным предсказать следующую дату отказа, а при более усложнённой модели – причины отказа.

Статистика отказов скважин КМГ показывает необходимость применения предиктивной аналитики скважин (рис. 2).

Подход к построению модели прогнозирования имеет общую структуру, где основным шагом является сбор и подготовка качественных данных. Данные для построения модели можно разделить на статистические и динамические: данные, которые в процессе жизни скважины не меняются, и те, которые меняются с течением времени. Так, авторами работы [3] подробно описана группировка параметров работы скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (далее – ЭЦН). В работе авторами уделяется особое внимание подготовке данных для построения модели прогнозирования отказов, т.к. успешность модели зависит от качества используемых данных.

Высокое качество входных данных имеет решающее значение для надёжных результатов анализа, поэтому важно, чтобы подготовка данных осуществлялась с применением надёжных методов проверки доступности данных и их работоспособности. Это позволяет гарантировать, что модели обучаются на основе соответствующих характеристик данных.

Данные, необходимые для построения модели прогнозирования отказов ГНО, включают статические данные, такие как профиль скважины, установленное оборудование, история отказов и технического обслуживания, а также данные, полученные в режиме реального времени по скважинам (режим работы скважины).

Большую часть данных, используемых для машинного обучения, можно разделить на 4 основных типа: числовые, или количественные, данные, которые могут быть непрерывными и дискретными; категориальные данные; данные временных рядов и текст.

Предварительная обработка данных – это метод интеллектуального анализа данных, который включает преобразование необработанных данных в корректный формат, поскольку реальные данные часто неполны, противоречивы и/или не содержат определённых моделей поведения или тенденций, а также могут иметь множество ошибок. Предварительная обработка данных – проверенный метод решения проблем некорректности данных, поскольку она напрямую влияет на способность модели прогнозирования к обучению.

Для прогнозирования отключений и сбоев системы ГНО создаются различные алгоритмы машинного обучения, тесно связанные с моделями больших данных, которые описывают

рабочее состояние ГНО на основе собранных параметров.

Методика машинного обучения

Машинное обучение – это методология, в которой компьютерные системы обучаются на основе исторических данных, чтобы делать прогнозы и принимать решения [4, 5]. Для построения модели предсказания отказов необходимо выполнить следующие шаги:

1. Сбор данных: сначала собираются данные о работе подземного оборудования.

2. Подготовка данных: данные анализируются, очищаются от выбросов и пропущенных значений, а также могут быть созданы новые признаки.

3. Обучение модели: на основе обработанных данных создаётся модель машинного обучения, которая может предсказывать вероятность отказа насоса на основе текущих параметров.

4. Мониторинг и обновление: с целью сохранения актуальности и точности прогнозов необходимо регулярно мониторить и обновлять модель на основе новых данных.

Для обучения модели предсказания отказов могут использоваться различные методы, включая:

а) методы временных рядов, которые могут использоваться для анализа и прогнозирования изменений параметров скважин со временем. Это помогает выявлять паттерны, которые предшествуют отказам, и принимать меры предосторожности заблаговременно;

б) методы классификации, которые могут определять состояние оборудования как «нормальное» или «неисправное» на основе данных о его работе;

в) методы кластеризации, которые могут группировать скважины с похожими характеристиками и историей, что позволяет выявлять общие аномалии и прогнозировать отказы на групповом уровне.

Одним из главных приоритетов использования машинного обучения в предсказании отказов является возможность проводить профилактическое обслуживание. Модели машинного обучения определяют, когда оборудование приближается к отказу, и позволяют инженерам и техническим специалистам предпринимать меры для предотвращения отказов и, как следствие, остановки скважин.

Анализ международного опыта применения прогнозирования отказов показывает высокие результаты модели предсказания отказов скважин, оборудованных ЭЦН [5, 6]. В таких скважинах машинное обучение позволяет создавать системы мониторинга, которые следят за работой насосов в режиме реального времени. Датчики, установленные на насосах, собирают данные о давлении, расходе, вибрации и других

параметрах, которые затем анализируются с использованием машинного обучения для выявления аномалий и предсказания возможных отказов.

На сегодняшний день авторами статьи проводятся работы по построению и оценке моделей предиктивной аналитики отказов на скважинах, оборудованных штанговыми ГНО, в связи с тем, что основной механизированный фонд скважин КМГ эксплуатируется ШГН.

На рис. 3 показана схема работы штанговой скважиной насосной установки [7], расположенной на месторождениях КМГ. Мониторинг и оптимизация работы ШГН являются ключевыми факторами для повышения производительности скважин и снижения затрат. Применение моделей машинного обучения в данной области обосновано и имеет потенциал для достижения высокого эффекта.

В основе построения модели прогнозирования отказов лежит выбор и подготовка исторических данных работы скважины. Авторами для создания модели использованы данные по кривизне ствола скважин (инклинометрия скважин – темп набора кривизны, зенитный угол ствола скважины), режим работы скважин (дебит жидкости, обводненность), режим откачки, дата и причина отказа ПРС.

Для увеличения класса точности предсказания авторами проводится моделирование различными методами для дальнейшего выбора успешной модели и применения её на месторождениях с целью уменьшения количества отказов скважин, оборудованных ШГН. Как результат, модели предсказания отказов ГНО представляют следующие преимущества [8]:

1) проактивное (заблаговременное) обслуживание): проведение обслуживания насосов до того, как произойдет отказ, сокращение количества ремонтов и потерь добычи жидкости;

2) оптимизация затрат на ремонт и замену оборудования;

3) увеличение надежности – регулярный мониторинг и обновление модели;

4) снижение рисков, связанных с нештатными ситуациями, такими как протечки или аварии.

Модели машинного обучения имеют общепризнанный метод поэтапного формирования модели обучения:

- обнаружение аномалий;
- диагностика отказов;
- прогнозирование;
- уменьшение последствий (смягчение).

В процессе подготовки данных были собраны исторические данные фонда скважин, эксплуатируемых ШГН. По итогам сбора были проведены предварительная подготовка и верификация данных путём очистки и интерполяции имеющихся данных скважины. За основу анализа были приняты следующие данные скважины: режим эксплуатации, кривизна ствола

скважины, история ПРС (дата и причина отказа), спущенное ГНО, режим откачки (число качаний, длина хода станка-качалки). Исторические данные работы скважины были сгруппированы в статистические и динамические (постоянные и переменные в процессе эксплуатации скважины соответственно) [9].

В процессе формирования модели предсказания отказов ГНО аномалией является отказ подземного оборудования: дата отказа, как первая ступень предсказания, и более усложнённая модель – предсказание причины отказа.

Диагностика отказов подземного оборудования, дальнейшее формирование модели прогнозирования и её использование позволит недропользователям проводить смягчение последствий отказов оборудования путём реализации заблаговременных мероприятий на скважинах с целью уменьшения простоев или же оснащения промысла необходимым подземным оборудованием с целью минимизации простоев скважин из-за ПРС.

Успешность модели прогнозирования зависит от выбора корректного метода построения модели предиктивной аналитики.

Основные методы модели машинного обучения следующие [10]:

1. Метод опорных векторов (Support vector machine). Используется для задач классификации и регрессии.

2. Случайный лес (Random Forest). Деревья решений строятся на основе вопросов о признаках и позволяют делать прогнозы. Случайные леса – это ансамбль деревьев, что улучшает обобщающую способность модели [13].

3. Градиентный бустинг (XGBoost). Ансамблевые методы, которые комбинируют несколько слабых моделей для создания более сильной и устойчивой модели [14].

4. Нейронные сети (Artificial Neural Network). Моделирование, состоящее из искусственных нейронов, применяется в задачах на распознавание изображений и обработке естественного языка.

5. Долгосрочная память (Long short-term memory). Моделирование последовательных данных учитывает долгосрочные зависимости в данных [15].

6. Вариационные автоэнкодеры (Variational Autoencoder). Эффективный способ генерации новых данных, изучения структуры скрытого пространства. Инструмент для обучения вероятностных моделей и генерации новых данных с сохранением структуры входных данных.

Корректность модели предсказания можно определить с помощью обнаружения аномалий. Целью обнаружения аномалий является определение верной работы модели в активном режиме. Есть несколько способов обнаружения



Рисунок 2. Основные причины отказов ГНО
Figure 2. Main causes of downhole pumping equipment failures

ГТМ – геолого-технические мероприятия



Рисунок 3. Схема работы штанговой скважинной насосной установки
Figure 3. Schematic diagram of sucker rod

аномалий с использованием моделей машинного обучения: классификация (доступны помеченные данные разных классов), одноклассовая классификация (доступны помеченные данные только одного класса) и кластеризация (доступны непомеченные данные).

Обнаружение аномалий является одним из важных шагов в выявлении необычных и аномальных паттернов в данных, которые могут указывать на наличие проблем. На рис. 4 указаны несколько методов, которые часто используются для обнаружения аномалий с использованием глубокого обучения.

В работе по предсказанию отказов подземного оборудования скважин авторами был использован один из методов градиентного бустинга LightGBM [4, 9, 12], который помог модели определить нормальные

и аномальные данные. Поскольку отказы скважины сопровождаются на всем протяжении эксплуатации, для прогнозирования отказов были использованы исторические данные выбранного пилотного проекта, и задача сводилась к прогнозированию последовательности отказов за счёт обучения модели на нормальных данных, которые модель использовала в процессе обучения для понимания обычных закономерностей и последовательности отказов скважин. На рис. 5 показано количество аварий в течение одного года. Были рассмотрены 6 типов событий (классов): 0 – нет поломки, 1 – ГТМ, 2 – обрыв штанги, 3 – заклинивание насоса, 4 – протирание штанги, 5 – негерметичность НКТ, 6 – не работает насос.

Визуализация на рис. 5 и анализ данных производился в специализированном пакете Seaborn [11]. Данная библиотека создана для построения статистических графиков в Python и представляет собой высокоуровневый оболочку для matplotlib библиотеки и тесно интегрируется со структурами данных pandas.

Как видно из рис. 5, общее количество аварий не превышает 5% общего количества событий на скважинах, а также наблюдается большое количество аварий типа ГТМ. Данную задачу авторы рассматривали как задачу многоклассовой классификации.

Модель предсказания отказов была обучена на промышленных данных выбранного месторождения. Впоследствии модель была проверена на выявление отклонений и аномалий в данных, которые не соответствуют обычным закономерностям. Были использованы данные пилотного месторождения в группе компаний КМГ. Данные собраны по 2131 скважине за один год. Обучение модели было выполнено на случайной выборке данных. Обучающая выборка представляет собой массив данных из 16477 записей и 24 разных показателей. Валидирующая выборка состоит из 4191 записей и 24 показателя работы скважины.

Показателями работы скважины являются:

1) характеристики режима работы скважины: забойное давление, дебит нефти, дебит жидкости, обводнённость, газовый фактор, вязкость нефти, воды и жидкости в пластовых условиях, объёмный коэффициент нефти;

2) режим откачки: тип насоса (диаметр), глубина спуска насоса, число качаний, длина хода;

3) инклинометрия ствола скважины (температура набора пространственной кривизны, зенитный угол).

Теоретически и практически создание модели машинного обучения включает в себя несколько шагов, таких как выбор модели, обучение и оценка модели (рис. 6). Набор исторических данных работы скважин месторождения после прохождения предобработки данных был разделён на две части: первая часть –

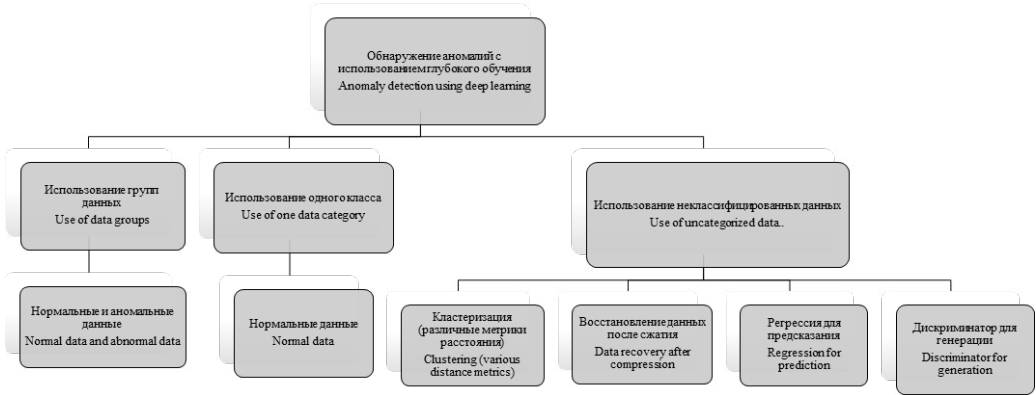


Рисунок 4. Эффективные инструменты для обнаружения аномалий
Figure 4. Effective tools for anomaly detection

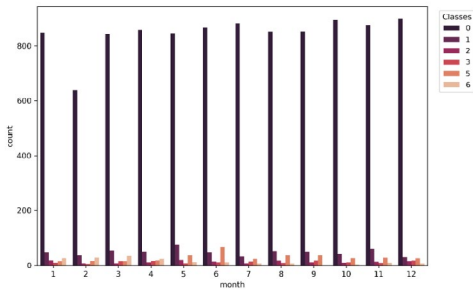


Рисунок 5. Распределение аварий по типам событий скважин пилотного месторождения
Figure 5. Breakdown of accidents by types of events at wells of the pilot field

для обучения модели, вторая часть – для проверки / тестирования производительности модели. Авторами для создания модели предсказания отказов подземного оборудования было использовано отношение 80%/20% – для обучения и тестирования соответственно. Для оценки точности модели мы используем метрику ассигасу [4]. Ассигасу (точность) – это доля правильно классифицированных примеров (1):

$$Accuracy = \frac{\sum_{i=1}^C TP_i}{N} \tag{1}$$

где C — количество классов; TP_i — количество истинно положительных результатов для класса i ; N — общее количество случаев.

В то время как точность вычисляет, сколько положительно идентифицированных примеров на самом деле являются положительными, а полнота – это отношение того, сколько фактических положительных примеров были идентифицированы правильно.

Модель LightGBM на валидирующем датасете показала результат по метрике ассигасу, равный 0,63 (максимальное значение по данной метрике является 1). Авторы считают, что полученные результаты являются недостаточно точными, но это является первым шагом по решению нетривиальной задачи. Для принятия объективного решения о превентивной остановке и ремонте скважины, по мнению авторов, модель должна иметь метрику выше 0,75. Предложенная метрика является усреднением точности модели по всем классам, поскольку авторы имеют датасет с высокой степенью разбалансированности данных в классах. В дальнейших исследованиях планируется изучить направления по решению проблемы разбалансированности данных в классах.

Заключение

Машинное обучение для предсказания отказов ГНО представляет собой важный шаг в бесперебойной работе подземного оборудования и, как результат, скважины. Предсказание отказов в ШГН является необходимостью для обеспечения надёжности, эффективности и безопасности процессов в нефтяной и газовой промышленности. Это позволяет сократить риски, оптимизировать производительность, снизить операционные расходы и увеличить срок службы подземного оборудования. Применение методов прогнозирования отказов в ШГН приводит к улучшению всей добычной системы и снижению эксплуатационных рисков за счёт снижения количества проведённых ПРС и уменьшения сроков простоя скважин на ПРС.

В данной статье авторы провели оценку возможности применения подходов машинного обучения модели для прогнозирования отказов ГНО и поделились дальнейшими планами развития исследования.

В следующих исследованиях авторы продолжат развивать данное направление и решать нетривиальную практическую задачу

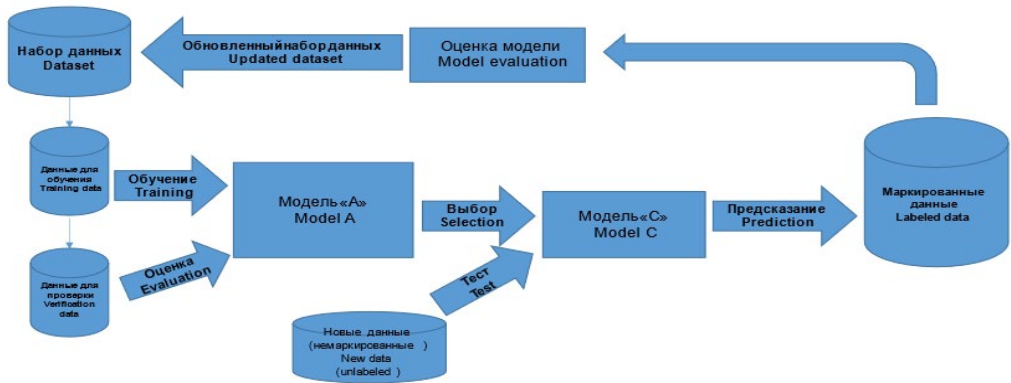


Рисунок 6. Карта создания модели машинного обучения
Figure 6. Machine learning model creation map

предсказания отказов ГНО. Авторы планируют применять новые подходы по аугментации

данных, которые должны улучшить качество модели машинного обучения.

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: Утемисова Л.Г. – концептуализация исследования, валидация и подготовка данных; Мерембаев Т.Ж. – выбор методологии исследования, построение и тестирование модели; Бекбау Б.Е. – руководство и направление исследования.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Laura G. Utemissova – research conceptualization, data validation and preparation; Timur Zh. Merembayev – selection of research methodology, model building and testing; Bakbergen Ye. Bekbaу – research administration and supervision.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлович Н.Н. Повышение эксплуатационных характеристик нефтепромышленного оборудования в территориально-производственном предприятии : дис. канд. техн. наук. Москва, 2009. Режим доступа: <https://www.disscat.com/content/povysheniye-effektivnosti-ekspluatatsii-nasosnykh-skvazhin-optimizatsiei-raboty-shtangovykh-k>. Дата обращения: 12.03.2014.
2. Khabibullin R.A., Shabonas A.R., Gurbatov N.S., Timonov A.V. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells. Russian Petroleum Technology Conference; October 26–29, 2020; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPTC/1-20RPTC/D013S027R001/450252>.
3. Merembayev T., Kurmangaliyev D., Bekbaуov B., Amanbek Y. A Comparison of machine learning algorithms in predicting lithofacies: Case studies from Norway and Kazakhstan // Energies. 2021. Vol. 14, N 7. doi: 10.3390/en14071896.
4. Merembayev T., Amanbek Y. Time-series event prediction for the uranium production wells using machine learning algorithms. 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics; June 26, 2022; Santa Fe, USA. Available from: <https://research.nu.edu.kz/en/publications/time-series-event-prediction-for-the-uranium-production-wells-usi-2>.
5. American Petroleum Institute. API TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units), 5th edition. Washington : API TR 11L, 2008.
6. Abdelaziz M., Lastra R., Xiao J.J. ESP data analytics: Predicting failures for improved production performance. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 13–16 2017; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=2938839>.
7. Ивановский В.И. Сквaziнные насосные установки для добычи нефти. Москва, 2002.

8. Seradilla O., Zugastu E., Rodriguez J., Zurutuza U. Deep learning models for predictive maintenance: a survey, comparison, challenges and prospect // Appl Intell. 2020. Vol. 52. P. 10934–10964. doi: [10.1007/s10489-021-03004-y](https://doi.org/10.1007/s10489-021-03004-y).
9. Takacs G. Sucker-Rod Pumping Handbook. Production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping. Hungary, 2015.
10. Rudakov V., Merembayev T., Amirgaliyev Ye., Omarova P. Time Series Analysis of Biogas Monitoring with Deep Learning Approaches. 5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics; 28–30 August 2023; Baku, Azerbaijan. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10325955>.
11. Waskom M.L. Seaborn: statistical data visualization // Journal of Open Source Software. 2021. Vol. 6, N 60. doi: [10.21105/joss.03021](https://doi.org/10.21105/joss.03021).
12. Ke G., Meng Q., Finley T., et al. Lightgbm: A highly efficient gradient boosting decision tree // Advances in neural information processing systems. 2017. Vol. 30.
13. Breiman L. Random forests // Machine learning. 2001. Vol. 45. P. 5–32.
14. Chen T., He T., Benesty M., et al. Xgboost: extreme gradient boosting // R package version 0.4-2. 2015. Vol. 1, N 4. doi: [10.32614/cran.package.xgboost](https://doi.org/10.32614/cran.package.xgboost).
15. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long Short-term Memory // Neural Computation MIT-Press. 1997. Vol. 9, N 8. P. 1735–1780. doi: [10.1162/neco.1997.9.8.1735](https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735).

REFERENCES

1. Mihaylovich NN. *Povysheniye ekspluatatsionnykh kharakteristik neftepromyslovogo oborudovaniya v territorial'no-proizvodstvennom predpriyatii* [dissertation]. Moscow; 2009. Available from: <https://www.dissercat.com/content/povysheniye-effektivnosti-ekspluatatsii-nasosnykh-skvazhin-optimizatsiei-raboty-shtangovykh-k>. (In Russ).
2. Khabibullin RA, Shabonas AR, Gurbatov NS, Timonov AV. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells. Russian Petroleum Technology Conference; 2020 Oct 26–29; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/20RPPTC/1-20RPPTC/D013S027R001/450252>.
3. Merembayev T, Kurmangaliyev D, Bekbauov B, Amanbek Y. A Comparison of machine learning algorithms in predicting lithofacies: Case studies from Norway and Kazakhstan. Energies. 2021;14(7):1896. doi: [10.3390/en14071896](https://doi.org/10.3390/en14071896).
4. Merembayev T, Amanbek Y. Time-series event prediction for the uranium production wells using machine learning algorithms. 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics; 2022 June 26; Santa Fe, United States. Available from: <https://research.nu.edu.kz/en/publications/time-series-event-prediction-for-the-uranium-production-wells-usi-2>.
5. American Petroleum Institute. *API TR 11L Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems (Conventional Units), 5th edition*. Washington : API TR 11L; 2008.
6. Abdelaziz M, Lastra R, Xiao JJ. ESP data analytics: Predicting failures for improved production performance. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2017 Nov 13–16; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://www.scrip.org/reference/referencespapers?referenceid=2938839>.
7. Ivanonovskii VI. *Skvazhinnye nasosnye ustnovki dlya dobychi nefi*. Moscow; 2002. (In Russ).
8. Seradilla O, Zugastu E, Rodriguez J, Zurutuza U. Deep learning models for predictive maintenance: a survey, comparison, challenges and prospect. *Appl Intell*. 2020;52:10934–10964. doi: [10.1007/s10489-021-03004-y](https://doi.org/10.1007/s10489-021-03004-y).
9. Takacs G. *Sucker-Rod Pumping Handbook. Production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping*. Hungary; 2015.
10. Rudakov V, Merembayev T, Amirgaliyev Y, Omarova P. Time Series Analysis of Biogas Monitoring with Deep Learning Approaches. 5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics; 2023 Aug 28–30; Baku, Azerbaijan. Available from: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10325955>.
11. Waskom ML. Seaborn: statistical data visualization. *Journal of Open Source Software*. 2021;6(60):3021. doi: [10.21105/joss.03021](https://doi.org/10.21105/joss.03021).
12. Ke G, Meng Q, Finley T, et al. Lightgbm: A highly efficient gradient boosting decision tree. *Advances in neural information processing systems*. 2017;30.
13. Breiman L. Random forests. *Machine learning*. 2001;45:5–32.
14. Chen T, He T, Benesty M, et al. Xgboost: extreme gradient boosting. *R package version 0.4-2*. 2015;1(4). doi: [10.32614/cran.package.xgboost](https://doi.org/10.32614/cran.package.xgboost).
15. Hochreiter S, Schmidhuber J. Long Short-term Memory. *Neural Computation MIT-Press*. 1997;9(8):1735–1780. doi: [10.1162/neco.1997.9.8.1735](https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Утемисова Лаура Гибратовна**

ORCID [0000-0003-4194-6727](https://orcid.org/0000-0003-4194-6727)

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

Мерембаев Тимур Жумақанович

PhD

ORCID [0000-0001-8185-235X](https://orcid.org/0000-0001-8185-235X)

e-mail: timur.merembayev@gmail.com.

Бекбау Бакберген Ермакбайұлы

PhD

ORCID [0000-0003-2410-1626](https://orcid.org/0000-0003-2410-1626)

e-mail: bakbergen.bekbau@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Laura G. Utemissova**

ORCID [0000-0003-4194-6727](https://orcid.org/0000-0003-4194-6727)

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

Timur Zh. Merembayev

PhD

ORCID [0000-0001-8185-235X](https://orcid.org/0000-0001-8185-235X)

e-mail: timur.merembayev@gmail.com.

Bakbergen Ye. Bekbau

PhD

ORCID [0000-0003-2410-1626](https://orcid.org/0000-0003-2410-1626)

e-mail: bakbergen.bekbau@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨЖ 622.276.5

ГТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>

Қабылданды: 26.11.2024.

Мақұлданды: 19.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Ғылыми шолу

Мұнай газ өндірісіндегі геология-техникалық шаралардың тиімділігін бағалаудың әдістеріне шолу

Ж.К. Жантурин, Е.У. Арыстаналиев, Ж.К. Зайдемова, Ш.М. Медетов, М.Н. Әбишев
Сафи Әтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Мұнай және газ өндіру саласы еліміздің экономикасында жетекші орын алатыны белгілі. Мұнай және газды өндіру қаншалықты экономикалық тиімді салаға жатқызылса да оны өндіру кезінде өндірістік шығындардың көлемі айтарлықтай көп болады. Мұндай өндірістік шығындар мұнай кен орындарын геологиялық іздестіру жұмыстарынан бастап толық өндірістік игеру кезеңдерін толығымен қамтиды. Өндірістік шығындардың едәуір бөлігін мұнай бергіштікті арттыруға бағытталған әртүрлі шаралар жиынтығы құрайды. Геология-техникалық шараларды пайдаланудың тиімділігі, олардың түрлерін әртүрлі кен орындарында дәл тауып қолдану шығындардың азаюына септігін тигізетіні сөзсіз.

Ұсынылып отырған мақалада мұнай бергіштікті арттыруға бағытталған әртүрлі геология-техникалық шараларға (ГТШ) шолу жасалған. Шолу барысында көптеген ғалымдардың еңбегіне шолу жүргізілген. Мақалада өндірісте қолданылып ГТШ көпшілігі қамтылған және қолданылған шаралардың тиімділігі нақты кен орындары мысалында көрсетілген. Аталған мақаланы болашақта әртүрлі ГТШ үйлесімділігін нақты кен орындарында пайдалану сұрақтарына арналған зерттеулерге алғышарттар ретінде пайдалануға болады.

Негізгі сөздер: геология-техникалық шаралар, мұнай бергіштікті арттыру, қабатты гидравликалық жару, мұнай өндіруді қарқындату, ығыстыру сипаттамасы, «Баспротамалар», «Баспро-болжам», «скин-фактор».

Дәйексөз келтіру үшін:

Жантурин Ж.К., Арыстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К., Медетов Ш.М., Әбишев М.Н. Мұнай газ өндірісіндегі геология-техникалық шаралардың тиімділігін бағалаудың әдістеріне шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 78–86 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>.

UDC 622.276.5
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>

Received: 26.11.2024.

Accepted: 19.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Review article

Overview of assessment methods for the effectiveness of geological and technical measures in oil and gas production

Zhomart K. Zhanturin, Yessengeldi U. Arystanaliyev, Zhanylsyn K. Zaidemova,
Shokhan M. Medetov, Murat N. Abishev

Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

The oil and gas industry is well-known for being a leading sector in the economy of the country. Although this industry can be highly profitable, the costs associated oil and gas production is much higher. These production costs encompass all stages of oil field development, starting with geological exploration. A significant part of these costs involves various measures aimed at enhancing oil recovery. The precise application of efficient geological and technical measures at various fields will significantly contribute to cost reduction.

This article provides a review of various geological and engineering measures (GEMs) designed to enhance oil recovery. It examines the work of numerous and highlights the most commonly used geological and technological engineering (GTE) methods in production. Furthermore, the article demonstrate the effectiveness of the applied measures by presenting specific field examples. This article can be used in the future as a prerequisite for research on utilizing the compatibility of different GTEs in specific fields.

Keywords: *geological and technical measures; enhanced oil recovery; hydraulic fracturing; oil production intensification; displacement characteristic; Baspro-characteristic; Baspro-prognosis; skin factor.*

To cite this article:

Zhanturin ZK, Arystanaliyev YU, Zaidemova ZK, Medetov SM, Abishev MN. Overview of assessment methods for the effectiveness of geological and technical measures in oil and gas production. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):78–86. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>.

УДК 622.276.5
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>

Получена: 26.11.2024.
Одобрена: 19.12.2024.
Опубликована: 31.12.2024.

Научный обзор

Обзор методов оценки эффективности геолого-технических мероприятий в нефтегазодобыче

Ж.К. Жантурин, Е.У. Арыстаналиев, Ж.К. Зайдемова, Ш.М. Медетов, М.Н. Абишев
Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Как известно, нефтегазодобывающая отрасль занимает лидирующие позиции в экономике страны. Независимо от того, насколько экономически выгодной отраслью является добыча нефти и газа, объём производственных затрат при её добыче значительно выше. Такие производственные затраты полностью охватывают этапы полной производственной разработки нефтяных месторождений, начиная с геологоразведочных работ. Значительную часть производственных затрат составляет комплекс различных мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи. Эффективность использования геолого-технических мероприятий, точное их применение на различных месторождениях, несомненно, будет способствовать снижению затрат.

В предлагаемой статье представлен обзор различных геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи. В ходе обзора был проведен обзор работ многих ученых. В статье освещено большинство применяемых при проведении геолого-технических мероприятий и показана эффективность применяемых мер на примере конкретных месторождений. Данная статья может быть использована в будущем в качестве предпосылок для исследований по вопросам использования совместимости различных геолого-технических мероприятий на конкретных месторождениях.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, повышение нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, интенсификация добычи нефти, описание вытеснения, «Баспро-характеристики», «Баспро-прогноз», скин-фактор.

Как цитировать:

Жантурин Ж.К., Арыстаналиев Е.У., Зайдемова Ж.К., Медетов Ш.М., Абишев М.Н. Обзор методов оценки эффективности геолого-технических мероприятий в нефтегазодобыче // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 78–86. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108800>.

Кіріспе

Мұнайгаз саласындағы мұнай өндіруді арттыру жаңа технологияларды ендіру, жаңа ұңғымаларды қазу, қабатты гидравликалық жару, ұңғымалардың жұмыстарын оңтайландыру және басқа да шаралардың көмегімен жүзеге асырылатыны белгілі. Аталған шаралар жиынтығын бір сөзбен геология-техникалық шаралар (бұдан әрі – ГТШ) деп атайды.

Қазіргі уақытта, мұнай кен орындарын игеру барысында жаңа технологияларды және ГТШ қолдану арқылы тиімділікті арттыру сұрақтарына көп көңіл бөлінеді. Ол ерз кезегінде, нақты өндірістік жағдайда, қажетті технологиялық-экономикалық тиімділікті қамтамасыз ететін ГТШ тиімді түрін таңдау проблемаларын алдыңғы қатарға қояды.

Қазіргі кезде нақты өндірістік жағдайларда ГТШ әртүрлі әдістерін салыстырмалы түрде бағалау белгілі бір дәрежеде қиындықтар туғызады. Ол әртүрлі себептермен кен орындарында ГТШ жүргізілмеген жағдайда ГТШ тиімділігін болжамды бағалауға мүмкіндік беретін зерттеулердің жеткіліксіздігімен байланысты.

Қазіргі кездегі ақпараттарды талдау әдістерінің және шешім қабылдаудың даму деңгейі осы проблемаларды кешенді геология-физикалық және технологиялық ақпараттар жеткілікті болған кезде шешуге мүмкіндік жасайды.

Сонымен қатар әртүрлі кен орындарындағы ГТШ енгізу тәжірибесі мұнай өндіру көрсеткіштерін арттыруда оның маңыздылығын көрсетеді, сонымен қатар қолда бар ақпараттардың потенциалды мүмкіндігін толық пайдалану жолдарын статистикалық және статистикалық емес сипаттағы белгісіздік жағдайында қолданудың қиындығын көрсетеді.

Айтылған жағдайлар қолдағы бар ақпараттардың сипаттамасы негізінде тиімділік көрсеткіштерін болжау моделін тұрғызатын әдістерді қолдануды және көрсеткіштердің көптігі жағдайында шешім қабылдауды талап етеді.

Сондықтан қазіргі уақытта кен орындарындағы қолданылатын ГТШ тиімділігін кешенді геология-физикалық және технологиялық ақпараттар негізінде арттыру және күрделі кен орындарында мұнай өндіру қарқындылығын арттыру шараларын енгізу күрделі проблема ретінде қарастырылып отыр.

Кен орындарын игеру кезінде, әсіресе игерудің соңғы кезеңдерінде кен орындарының тиімділігін арттыру мақсатында әртүрлі жаңа технологиялар мен ГТШ қолдануға көп көңіл бөлінеді. Қазіргі кезде мұнай кен орындарында ГТШ әр түрлі нұсқалары, атап айтқанда, забой маңы аймағын өңдеу, қабатты гидроүзу, көлденең ұңғымалы бұрғылау, тағы да басқа мұнай қарқындылығын арттыру тәсілдері мен қабаттың мұнай бергіштігін арттыру (бұдан әрі – МБА) әдістері қолданылады [1–4]. ГТШ кеңінен

қолдану, оның ішінде МБА кеңінен қолдану және оның технологияларының дамуы нақты кен орнындағы жағдайларда қажетті технологиялық-экономикалық тиімділікті қамтамасыз ететін ең үздік әдістерді қателеспей таңдау білу сұрақтарын маңызды етеді.

ГТШ түрлерінің мұнай бергіштікті арттыруға әсері

Мұнай өндірісінде жаңа әдістердің көптеп енгізілуі әлемнің мұнай өндіруші елдерінде қосымша мұнай өндірудің көлемінің едәуір артуына мүмкіндік берді [5]. Мысалы, АҚШ аталған әдістерді өндіру арқылы өндірілген мұнай көлемінің қоры жөнінен де, өндірістік масштабтағы жүзеге асырылған жобалар саны жағынан да алдыңғы орында келеді. Мұнай бергіштігін арттыру әдістерінің ішінде автор [5] бу және газды кері айдау әдісінің болашағы бар деп есептейді.

Экологиялық талаптардың қатандануына байланысты CO₂ кері айдау арқылы қабаттың мұнай бергіштігін арттыру туралы зерттеулер де көбейді.

Уэйборн (Канада) кен орнында CO₂ кері айдау арқылы мұнай өндіру 4100 т/тәу дейін арттырылды.

Шарон Ридж (АҚШ) кен орнында «Эксон» компаниясы CO₂ кері айдау жұмыстарын ұйымдастырды.

Батыс Техастағы Спробэрри (АҚШ) кен орнында суландыру әдісі арқылы қосымша мұнай өндіру 12% артты.

«Пемекс» Мемлекеттік мұнай компаниясы (Мексика) Кампече бұғазындағы теңіз кен орны тобына N2 айдау арқылы қосымша 275 млн т мұнай алуды жоспарлауда.

Геология-техникалық шараларды қолданудың тиімділігі Қазақстан кен орындарының мысалында да кеңінен көрініс табады. Атап айтқанда, Теңіз және Батыс Прорва кен орындарында жұмыс режимдерін оңтайландыру, ұңғыманың түп маңы аймағына әсер ету, механикалық өндіруге ауыстыру, қабат суын оқшауландыру т.б. әдістер арқылы қосымша 12,673 мың т қосымша мұнай өндіруге қол жеткізілді [6].

Ботақан кен орнында 2018 жылдың өзінде 120 геология-техникалық шаралар өткізіліп, нәтижесінде қосымша 12,637 мың т мұнай өндірілді [7].

Қарсақ кен орнында орындалған геология-техникалық шаралар арқылы қосымша 2,227 мың тонна мұнай өндіру мүмкін болды [8].

Жоғарыда келтірілген мысалдар қабаттың мұнай бергіштігін арттыру бағытындағы жасалынатын зерттеулердің маңыздылығын көрсетеді.

Қазіргі уақытта мұнай бергіштікті арттырудың жаңа әдістері мен технологияларын қолдану аясын кеңейту кезінде міндетті түрде кен орындарын игерудің ғылыми негіздемелеріне сүйену қажет. Берілген кезеңде ең тиімді ГТШ

түрін анықтау және мұнай бергіштікті арттырудың алдыңғы қатарлы тәсілдерін дамыту үзіліссіз үрдіс болып табылады. Осы кезеңде әртүрлі әдістемелер жасақталады, қолданылатын технологияның тиімділік есептері жүргізіледі және ол есептер әрі қарай жетілдіріледі [9].

Тәжірибелік мақсаттағы және тікелей өндірісте қолданылатын ГТШ түрлері өте көп.

Әсерету түрлеріне байланысты ұңғымаларға жүргізілетін барлық шараларды төрт түрге бөлуге болады: техникалық, жөндеу, МБА және мұнай өндіруді қарқындату, забой маңы аймағын өңдеу.

Техникалық шаралардың өзіне бірнеше жұмыстар (ұңғыма жұмысының режимін өзгерту, пайдалану әдісін арттыру, жабдықтарды таңдауды оңтайландыру т.б.) кіреді. Жөндеу жұмыстары тиімділікті есептеу және тиімділікті есепке алмау жұмыс түрлеріне бөлінеді. Тиімділікті есептеу жұмыстарына әртүрлі апаттарды жою жұмыстары (мысалы, электр жетекті ортадан тепкіш сорап апатын жою, штангалы сорап апатын жою т.б.) жатады, тиімділікті есепке алмау жұмыс түрлеріне ұңғыманы игеру, ұңғыманы зерттеу, зерттеуші немесе пьезометрикалық ұңғымаға айналдыру т.б. жұмыстар кіреді.

МБА және мұнай өндіруді қарқындату әдістері бес топқа бөлінеді: жылулық, газдық, химиялық, физикалық және гидродинамикалық әдістер. Забой маңы аймағын өңдеу жұмыстары да бес топқа бөлініп әрбір топ өзіне қатысты қатысты жұмыстар жиынтығын (мысал, оқшаулау жұмыстары, химиялық реагенттермен өңдеу, перфорациялық әдістер т.б.) құрайды [10].

Әдебиеттерге талдау жасау ең тиімді ГТШ таңдау кезінде мұнай өндіруді болжау есептерін шешуге арналған әртүрлі модельдер қолданылатынын көрсетті. Болжамдық көрсеткіштер мұнай өндірудің қалыптасқан әдістеріне және жоспарланатын ГТШ тиімділігіне байланысты анықталады.

Мұнай өнеркәсібінің дамуы барысында әртүрлі геология-техникалық шаралардың технологиялық тиімділігін бағалаудағы негізгі әдіс болып экстраполяциялық әдіс есептелінді және есептелініп келеді. Әртүрлі геология-техникалық шаралардың, оның ішінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру әдістерінің технологиялық тиімділігін бағалаудың экстраполяциялық әдісінің мәніне мұнай өндірудің базальқ деңгейін тұрғызу жатады. Бұл сұрақ ГТШ жүргізу кезінде бұрынғы өндірілген мұнай көлемін экстраполяциялау және алынған болжамдық мәліметтерді нақты мұнай өндіру көлемімен салыстыру арқылы шешіледі.

ГТШ (оның ішінде МБА және мұнай өндіруді қарқындату) нақты тиімділігін бағалауды әдетте экстраполяциялық әдіспен немесе «ығыстырып шығару сипаттамасы» әдісімен жүргізеді. «Ығыстырып шығару сипаттамасы» әдісі деп мұнай, газ және сұйық сынамаларының шамаларының арасындағы

әртүрлі тәуелділіктерді айтады. Қазіргі уақытта «ығыстырып шығару сипаттамасы» әдісінің 70 астам түрлері белгілі. «Ығыстырып шығару сипаттамасы» әдісі екі үлкен топқа бөлінеді: сулану және құлау қисықтары. Сулану қисықтары дегеніміз жинақталған мұнай, су және (немесе) сұйықтар сынамасының арасындағы тәуелділік немесе жинақталған сынамалар мен өнімнің сулануының арасындағы тәуелділік. Сулану қисығы жинақталған сұйық өнім көлеміне тәуелді болатын ұңғымалардың (учаскелердің) сулану үрдісін сипаттайды. Құлау қисығы – бұл ағымдағы мұнай өндіру көлемінің уақыт факторына тәуелділігі, сонымен қатар, ағымдағы және жинақталған мұнай өнімі көлемдерінің арасындағы тәуелділік. Практикалық есептерді ұсынылған әдістеме [11, 12] бойынша жасақтау үшін бірнеше модульдерді, оның ішінде өндірудің тұрақты жағдайында бөлінген участок бойынша ығыстырып шығару сипаттамасы негізінде өнім көрсеткіштері бойынша болжам мәліметтерін есептеу модулін жүзеге асыру жоспарланған. Мұнай бергіштікті арттыру үрдісін автоматтандыру сұрақтарын жүзеге асыру барысында бірнеше принципалды әдістерді қарастыра отырып, авторлар [9] аталған әдістердің артықшылықтары мен кемшіліктерін көрсетеді. Олардың ішінде ығыстыру сипаттамасы негізінде жасақталған модельдердің де кемшіліктері көрсетілген. Оларға автор сенімділіктің төмендігін, қабаттың геологиялық көрсеткіштерін есепке алудың болмауын және есептелетін учаскеге қоршаған басқа ұңғымалардың жұмыс режимдерінің әсерін жатқызады [11, 12].

Басқа еңбектерде [13] АҚШ қабатқа үштік әдістің әсерінің тиімділігін бағалау үшін көп жағдайда құлау қисығы (мұнай өндірудің уақыт бойынша өзгеруі) қолданылатыны айтылады.

Ығыстыру сипаттамасын қолданудың көп жылғы тәжірибесі сипаттамаларды шектелген уақыт интервалында ғана қолданылуға болатынын және әрбір қабатқа жеке сипаттамалардың таңдалынуы қажеттілігін көрсетті. Одан басқа болжамның сенімділігі болжамалды кезеңдегі уақыт интервалына тәуелді болады. Ығыстыру сипаттамасы бойынша болжамдық көрсеткіштер нақты көрсеткіштерден 20% ауытқуы байқалады, себебі қосымша мұнай өндіру көрсеткіші әдетте 1–2% құрайды, сондықтан болжамның дәлдігі өте жоғары маңызға ие.

Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру шараларының тиімділігін бағалаудың сенімділігі мен дәлдігі әсерсіз (қалыпты сулану кезіндегі) мұнай қабатын өндірудің көрсеткіштерінің динамикасын болжау дәлдігімен тікелей байланысты болады.

Тәжірибеде ГТШ нақты тиімділігін судағы мұнай сипаттамасы әдісімен, яғни, $V_n = f(V_{\text{св}})$ типтес тәуелділік болатын сулану қисығы бойынша және мұнай өндірудің өзгерісі қисығымен, яғни $V_n = f(V_i)$ тәуелділігімен бағалау қалыптасқан.

Мұндағы V_n және $V_{ж}$ – сәйкесінше мұнай және сұйықтың жинақталған сынамасы; t – уақыт. Кейбір зерттеулерде [14] көрсетілгендей жалпы тиімділікті мұнайды ығыстыру сипаттамасының өзгерісіне негізделген тиімділікке және сұйық сынамасын қарқындатумен байланысты болатын тиімділікке бөлуге болады. Ілеспе жолмен алынатын судың қосымша көлемі есептелінеді. Мұнай дебитінің құлау қисығы, яғни $V_n=f(V_{ж})$ тәуелділігі бойынша ГТШ жалпы тиімділігі анықталады.

Қазіргі уақытта ығыстыру сипаттамасының ондаған әртүрлі нұсқалары бар [15, 16] және қазіргі кездегі басты проблема ретінде зерттелетін кен орнының игеру тарихымен ең жақсы үйлесетін және жобалау кезінде ең дәл экстраполяцияны қамтамасыз ететін [17] ығыстыру сипаттамасын таңдау проблемасы қарастырылады.

Кейбір еңбектерде [18] автор геология-техникалық шараларды бағалаудың ең дәл әдістерін таңдауға арналған кейбір сұрақтарды қарастырады, сонымен қатар мұнай бергіштікті арттыру тәсілдерінің технологиялық диімділігін дифференциалдаудың мүмкін жағдайларын көрсететін тәуелділіктерді көрсетеді. Автордың пікірінше, сипаттама әдісін қолдана отырып нақты және базалық мұнай өндіру қисығын экстраполяциялауға негізделген ГТШ тиімділігін болжау (яғни күтілетін тиімділікті есептеу) кей жағдайларда сенімді емес. Автордың пікірінше ГТШ кейбір түрлерін (мысалы, қабатты гидрожару) қолданудың тиімділігінің ұзақтығы 5–7 жыл аралығында болғандықтан, ұзақ мерзімді болжаулар үшін сулану қисығын қолдану, жоғару ұсыны (50–70%) кезінде ғана сенімді болуы мүмкін. Суланудың төмендігі кезінде (ерте кезеңдерде) болжау ұзақтығы 3–6 айдан аспауы керек.

Басқа еңбектерде [16] болжау нысаны ретінде ұңғымалар, ұңғымалар шоғыры, учаскелер (ұңғымалар тобы), цех, қабат, мұнайгаз өндіру мекемесі т.б., ал болжау уақыты ретінде ай, квартал, жыл қарастырылады. Жоспарланған шаралардың сипаттамасы және кезектілігіне байланысты көпнұсқаулы есептеулерді жүргізудің қажеттілігі туындайды, ол өз кезегінде қазіргі заманға математикалық аппараттарды талап ететін ақпараттық бағдарламаларды қажет етеді.

Осыған байланысты, аталған еңбекте [19] «Баспро-аналитик» интегралды ақпараттық кешенде жасақталған болжамдық көрсеткіштерді есептеу технологиясы қарастырылған.

Есептеулерді шешу үшін екі бағдарламалық модульді пайдалану ұсынылады:

- «Баспро-сипаттамалар» игерудің қалыптасқан жүйесінде базалық өндіруді есептеу және жүргізілген ГТШ тиімділігін бағалау;

- «Баспро-болжам» жоспарланған ГТШ мүмкін болатын тиімділігін ескере отырып болжамдық мұнай өндіруді есептейді.

«Баспро-сипаттамалар» – базалық деңгейді, ГТШ тиімділігін есептеу модулі болып

табылады, кез-келген геология-кәсіпшілік нысандар, мысалы, кен орны, қабат, ұңғыма, ұңғымалар тобы т.б. үшін игеру тарихы негізінде мұнай өндірудің базалық сипаттамасын есептеуге мүмкіндік береді. Алынған ақпараттар яғни сипаттамалар, болжамдық өндіру, ГТШ тиімділігі мәліметтер базасында сақталады.

Бағдарламада қолданылатын әдіс мұнай өндіру тарихының нақты мәліметтеріне жақын келетін (аппроксимация әдісі) ығыстыру сипаттамасын анықтауға негізделген. «Баспро-сипаттамалар» тиімділігі автоматты түрде екі құрамдас бөлікке бөлінеді: мұнай беру тиімділігі және қарқындалу (интенсификация) тиімділігі.

Екі негізгі тиімділікпен қатар ілеспе өндірілетін судың көлемінің төмендеуінен болатын тиімділік те есептеледі. Егер негізгі өндіру сипаттамасы алдын-ала есептелінсе және «болжамдық өндіру» базасында сақталса, «Баспро-сипаттамалар» осы мәліметтер мен нақты өндірілген өнім көлемін салыстыра отырып тиімділікті есептеуге мүмкіндік береді [20–24].

Кен орындарын игерудің соңғы кезеңдерінде мұнай бергіштікті арттыруда қолданылатын әдістердің тиімділігіне қойылатын талаптар жоғарылайды, учаскелермен жеке жұмыс жасау қажеттілігі артады. Мұнай бергіштікті арттыру жаңа технологияларды тиімді қолдану және әсер ету нысандарын дұрыс таңдаумен байланысты болады. Оған игерілетін мұнай қоры таусылған бірақ суланумен қамтылмаған мұнай қоры бар қабатты анықтау жатады. Үшөлшемді геологиялық ерекшеліктері бойынша дифференциалданған сүзгілік модельдерді қолдану әсер етудің тиімді технологиясын негіздеуге мүмкіндік береді.

Нұсқаулық құжаттардың [25, 26] ұсыныстарына сәйкес қабатты бірінші және екінші рет жару, өндіруші ұңғымаларды ұңғы маңын өңдеу тиімділіктерін бағалау үшін өлшемсіз көрсеткіш-скин-факторды қолдану ұсынылады. Скин-фактор ұңғы маңы аумағындағы қабаттық флюидті сүзу кезіндегі әртүрлі себептер әсерінен болатын қысымның жоғалуын сипаттайды. Скин-факторды есептеуге арналған формула Дюпюи теңдеуі негізінде алынған және келесідей түрде болады (1):

$$S = 1,151 \left[\frac{\Delta p(t)}{i} - \log \frac{2,25\chi t}{r_c^2} \right] \quad (1)$$

мұндағы $\Delta p(t)$ – ұңғыманы тоқтатқан уақыттан бастап t уақыт кезеңіндегі жазық радиалды ағынды сипаттайтын жартылай логарифмдік координатадағы қысымды қалпына келтіру қисығы учаскесінде жүргізілген аралық белгісіз мәнді табу түзуі бойынша қысымның өзгерісі (формуланы қарапайымдандыру үшін кейбір еңбектерде [27] $t = 1$ сағ тең деп алады);

i – қысымды қалпына келтіру қисығыткіе сызықты учаскесінің жартылай логарифмдік координаталарындағы көлбеуі;

$\chi = k / (\mu\beta)^l$ – қабаттың пьезоөткізгіштігі;

k / μ – қарастырылатын қысымды қалпына келтіру қисығы бойынша есептелінетін қозғалғыштық;

β – кернді зертханалық зерттеу қортындысы негізіндегі қабаттық жүйенің серпімді сиымдылығы;

r_c – ұңғыма радиусы.

Жоғарыда келтірілген скин-факторды қолдану арқылы ұңғымаларды термогидродинамикалық зерттеу технологиясы бұрғылау және жөндеуден кейінгі игеру кезеңінде бұрғылау ертіңділерінің қабаттық ұңғы маңын аумағына әсер ету деңгейін, қабатты бірінші және екінші жару сапасын анықтауға, ағынды қарқындалу бойынша ГТШ тиімділігін бағалауға мүмкіндік береді [28].

Қортынды

Жоғарыдағы берілген шолу ГТШ тиімділігін бағалау сұрақтарына, ғылыми негізделген

әдістемелік тәсілдерді жасақтауға, талдау және ең үздік шешімдерді таңдау сұрақтарына зерттеушілердің жоғары қызығушылығын көрсетеді, осылайша ГТШ тиімділігін арттыру шешімдерін іздеудің маңыздылығын және өзектілігін растайды.

ГТШ тиімділігіне болжам жасау нақты кен орындарында немесе нақты қабаттардағы жасалынатын ГТШ тиімділігін бағалауға мүмкіндік береді, әртүрлі геология-физикалық және техника-технологиялық талаптарға сәйкес ГТШ түрлерінің салыстырмалы тиімділіктерін болжауға қол жеткізіледі.

ГТШ тиімділігін бағалау нәтижесінде тиімділік көрсеткіштерінің болжамдық есептерін жүргізіп нақты қабатқа – нақты ГТШ тиімді нұсқаларын таңдауға мүмкіндік туады.

ГТШ тиімділігі көрсеткіштері нәтижесінде ақпарат жеткіліксіздігі жағдайында ең тиімді нұсқаны таңдап алу ықтималдылығы жоғарылайды.

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Авторлар зерттеу жүргізу кезінде сыртқы қаржыландырудың жоқтығын мәлімдейді.

Мүдделер қайшылығы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қайшылығының 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: Жантурин Ж.К., Зайдемова Ж.К. – мәтін жазу, аналитика, дереккөздермен жұмыс, қолжазбаны редакциялау; Арыстаналиев Е.У., Абишев М.Н. – дайындыққа жалпы басшылық жасау, мәтінді құрылымдау; Медетов Ш.М. – дереккөздермен жұмыс, әдеби шолуды дайындау, формулалар мен анықтамалық деректерді дайындау.

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: Zhomart K. Zhanturin, Zhanylysyn K. Zaidemova – text writing, analytics, work with sources, manuscript editing; Yessengeldi U. Arystanaliyev, Murat N. Abishev – general management of preparation, text structuring; Shokhan M. Medetov – work with sources, preparation of literature review, preparation of formulas and reference data.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Дябин А.Г., Сорокин А.Я., Ступоченко В.Е. Применение технологий повышения нефтеотдачи научно-производственным центром ОАО РМНТК «Нефтеотдача» // Нефтяное хозяйство. 2000. №12. С. 16–18.
2. Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяное хозяйство. 2000. №12. С. 12–15.
3. Сафонов Е.Н., Исхаков И.А., Гайнуллин К.Х., и др. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. 2002. №4. С. 38–40.
4. Хусаинов З.М., Чирков В.Л., Шешуков А.И. Применение методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на месторождениях НГДУ «Нижнесортимскнефть» // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 83–85.
5. Байков Н.М. Добыча нефти за счет внедрения новых методов повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2000. № 6. С. 53–54.
6. Саттаров Р.М., Ермаков М.М., Жантурин Ж.К., Рзаев П.О. Статистический анализ и принятие решений по выбору геолого-технических мероприятий в условиях Казахстана // Международная научно-практическая конференция

- «Проблемы научно-технического и кадрового обеспечения нефтегазовой промышленности Казахстана». 2008. С. 287–294.
7. Абдрахманова А.С. Обоснование мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и регулированию процесса разработки месторождения Ботахан // Международная научно-практическая конференция «Казахстанская нефть: Прошлое, настоящее и будущее», посвященная 120-летию казахстанской нефти. 2019. С. 39–45.
 8. Смаилов С.Н. Обоснование мероприятий по текущему состоянию и регулированию процесса разработки месторождения Карсак // Международная научно-практическая конференция «Казахстанская нефть: Прошлое, настоящее и будущее», посвященная 120-летию казахстанской нефти. 2019. С. 77–84.
 9. Мякинник Н. Повышение нефтеотдачи – основной резерв увеличения добычи // Нефть России. 2000. № 8. С. 34–39.
 10. Жантурин Ж.К., Канбетов А.Ш., Мусрепова А.Т. Методы оценки эффективности геолого-технических мероприятий // Universum: Технические науки. 2020. 3.1 (72.1). С. 24–29.
 11. Фахретдинов Р.Н., Каледин Ю.А., Житкова М.В. Потенциал современных информационных технологий при оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10. С. 65–71.
 12. Фахретдинов Р.Н., Масленников Д.В. Программный комплекс EOR-Office Analyst Express (Новый «Analyst» для новых русских аналитиков) // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 13–14.
 13. Швецов И.А., Киселева Е.Ю., Ахмедов Б.Ф. Методики прогноза показателей разработки месторождений и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7. С. 100–103.
 14. Казаков А.А. Гиперболический закон в методах характеристик вытеснения // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. 1991. Вып. 3. С. 6–10.
 15. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Москва : Минтопэнерго РФ, РМНТК «Нефтеотдача», «Вниинетфть», 1993. 130 с.
 16. Шахвердиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44–50.
 17. Сыртланов В.Р., Кадочникова Л.М., Трушников О.М. Методики оценки эффективности геолого-технологических мероприятий на основе трехмерного гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С.38–40.
 18. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 1999. № 5. С.39–43.
 19. Шпуров А.В., Пьянков В.Н., Клочков А.А., Бриллиант Л.С. Планирование эффективности геолого-технических мероприятий при прогнозировании добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 105–108.
 20. Пьянков В.Н., Филев А.И. Интегральный программный комплекс «Баспро-аналитик» // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С.109–114.
 21. Эфендиев Г.М., Джанзаков И.И., Жантурин Ж.К., Мусрепова А.Т. К вопросам принятия решений по выбору ГТМ в условиях месторождения западного Казахстана на основе стратегического анализа. // Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус». 2019. №11 (44). С. 13–14.
 22. Ишбулатов И.А. Обзор подходов к экономической оценке эффективности геолого-технических мероприятий // Научный лидер. 2022. №23 (68) С. 192–195.
 23. Рамазанов Р.Р., Харламов К.А., Летко И.И. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2019. №6. С. 79–86.
 24. Толстоногов А.А. Оценка эффективности геолого-технических мероприятии в области нефтедобычи // Фундаментальные исследования. 2014. №11. С. 150–154.
 25. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2001.
 26. РД 153-39.0-109-01. Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». Москва, 2000.
 27. Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Значение скин-фактора при выборе скважин для обработок // Нефтяное хозяйство. 2002. № 5. С. 60–63.
 28. Федоров В. Н., Мешков В. М. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе скин-фактора. Нефтяное хозяйство. 2003. №12. С. 50-51.

REFERENCES

1. Dyabin AG, Sorokin AY, Stupochenko VY. Primeneniye tekhnologii povysheniya nefteotdachi nauchno-proizvodstvennym tsentrom ОАО РМНТК «Нефтеотдача». *Oil industry*. 2000;12:16–18. (In Russ).
2. Gumersky KK, Gorbunov AT, Zhdanov SA, Petrakov AM. Povysheniye nefteotdachi plastov s primeneniyyem sistemnoy tekhnologii vozdeistviya. *Oil industry*. 2000;12:12–15. (In Russ).
3. Saphonov YN, Iskhakov IA, Gainullin KH, et al. Primeneniye novykh metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh Bashkortostana. *Oil industry*. 2002;4:38–40. (In Russ).
4. Khussainov ZM, Chirkov VL, Sheshukov AI. Primeneniye metodov povysheniya nefteotdachi i intensifikatsii dobychi nefi na mestorozhdeniyah NGDU «Nizhnesorotyskneft». *Oil industry*. 2001;9:83–85. (In Russ).
5. Baikov NM. Dobycha nefi za schet vnedreniya novykh metodov povysheniya nefteotdachi. *Oil industry*. 2000;6:53–54. (In Russ).
6. Sattarov RM, Yermekov MM, Zhanturin ZK, Rzayev PO. Statisticheskii analiz i prinyatiye resheniy po vyboru geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy v usloviyakh Kazahstana. *International Scientific and Practical Conference "Problems of scientific, technical and personnel support of oil and gas industry of Kazakhstan"*. 2008;287–294. (In Russ).
7. Abdrakhmanova AS. Obosnovanie meropriyatiy po povysheniyu nefteotdachi plastov i regulirovaniyu protsessy razrabotki mestorozhdeniya Botahan. *International scientific-practical conference "Kazakhstan oil: Past, present and future", dedicated to the 120th anniversary of Kazakhstan oil*. 2019;39–45. (In Russ).
8. Smailov SN. Obosnovaniye meropriyatiy po tekushchemu sostoyaniyu i regulirovaniyu protsessy razrabotki mestorozhdeniya Karsak. *International Scientific and Practical Conference "Kazakhstan oil: Past, present and future", dedicated to the 120th anniversary of Kazakh oil*. 2019;77–84. (In Russ).
9. Myakinnik N. Povysheniye nefteotdachi — osnovnoy rezerv uvelicheniya dobychi. *Oil of Russia*. 2000;8:34–39. (In Russ).

10. Zhanturin ZK, Kanbetov AS, Musrepova AT. Metody otsenki effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Universum: Tekhnicheskoye nauki*. 2020;3.1(72.1):24-29 (In Russ).
11. Fakhretidinov RN, Kaledin YA, Zhitkova MV. Potentsial sovremennykh informacionnykh tekhnologiy pri otsenke effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi. *Oil industry*. 2001;10:65–71. (In Russ).
12. Fakhretidinov RN, Maslennikov DV. Programmnyy kompleks EOR-Office Analyst Express (Novyy «Analyst» dlya novykh russkikh analitikov). *Oil industry*. 2001;3:13–14. (In Russ).
13. Shvetsov IA, Kiseleva EY, Akhmedov BF. Metodiki prognoza pokazatelye razrabotki mestorozhdeniy i otsenki effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi. *Oil industry*. 2002;7:100–103. (In Russ).
14. Kazakov AA. Giperbolicheskyy zakon v metodakh kharakteristik vytesneniya. *Scientific and technical achievements and best practices recommended for implementation in the oil industry*. 1991;3:6–10. (In Russ).
15. *Metodicheskoye rukovodstvo po otsenke tekhnologicheskoy effektivnosti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov*. Moscow: Mintopenergo RF, RMNTC "Nefteotdacha", "Vniyanef"; 1993;130 p. (In Russ).
16. Shakhverdiyev AH. Unificirovannaya metodika rascheta effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Oil industry*. 2001;5:44–50. (In Russ).
17. Syrtlanov VR, Kadochnikova LM, Trushnikova OM. Metodiki otsenki effektivnosti geologo-tehnologicheskikh meropriyatiy na osnove trekhmernogo gidrodinamicheskogo modelirovaniya. *Oil industry*. 2002;6:38–40. (In Russ).
18. Kazakov AA. Nekotorye zamechaniya po povodu metodov otsenki tekhnologicheskoy effektivnosti razlichnykh geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Oil industry*. 1999;5:39–43. (In Russ).
19. Shpurov AV, Pyankov VN, Klochkov AA, Brilliant LS. Planirovaniye effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy pri prognozirovaniy dobychi nefii. *Oil Industry*. 2000;9:105–108. (In Russ).
20. Pyankov VN, Filev AI. Integral'nyy programmnyy kompleks «Baspro-analitik». *Oil industry*. 2000;9:109–114. (In Russ).
21. Efendiyev GM, Dzhanzakov II, Zhanturin ZHK, Musrepova AT. K voprosam priyatiye resheniy po vyboru GTM v usloviyakh mestorozhdeniya zapadnogo Kazakhstana na osnove strategicheskogo analiza. *Mul'tidistsiplinarnyy nauchnyy zhurnal «Arkhivarius»*. 2019;11(44):13–14. (In Russ).
22. Ishbulatov IA. Obzor podkhodov k ekonomicheskoy otsenke effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Nauchnyy lider*. 2022;23(68):192–195. (In Russ).
23. Ramazanov RR, Kharlamov KA, Letko II. Analiz effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy. *Oil industry*. 2019;6:79–86. (In Russ).
24. Tolstonogov AA. Otsenka effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy v oblasti nefteodobychi. *Fundamental'nyye issledovaniya*. 2014;11:150–154. (In Russ).
25. RD 153-39.0-110-01. Metodicheskoye ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy. Moscow; 2001. (In Russ).
26. RD 153-39.0-109-01. Metodicheskoye ukazaniya «Kompleksirovaniye i etapnost' vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy». Moscow; 2000.
27. Shagiyev RG, Shagiyev RR. Znacheneye skin-faktora pri vybore skvazhin dlya obrabotok. *Oil industry*. 2002;5:60–63. (In Russ).
28. Fedorov VN, Meshkov VM. Otsenka effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy na osnove skin-faktora. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;12:50–51. (In Russ).

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

*Жантурин Жомарт Кайржанович

канд. техн. наук

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

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

Арыстаналиев Есенгелді Утешович

канд. техн. наук

ORCID [0000-0001-7219-2038](https://orcid.org/0000-0001-7219-2038)

e-mail: esen-65@mail.ru.

Зайдемова Жанылсын Калидуллаевна

канд. техн. наук

ORCID [0000-0002-6628-024X](https://orcid.org/0000-0002-6628-024X)

e-mail: b.n.m.99@list.ru.

Медетов Шокан Медетович

канд. техн. наук

ORCID [0009-0002-0137-228X](https://orcid.org/0009-0002-0137-228X)

e-mail: medetov.76@mail.ru.

Абишев Мурат Николаевич

канд. техн. наук

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

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

AUTHORS' INFO

*Zhomart K. Zhanturin

Cand. Sc. (Engineering)

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

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

Yessengeldi U. Arystanaliev

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0001-7219-2038](https://orcid.org/0000-0001-7219-2038)

e-mail: esen-65@mail.ru.

Zhanylsyn K. Zaidemova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-6628-024X](https://orcid.org/0000-0002-6628-024X)

e-mail: b.n.m.99@list.ru.

Shokhan M. Medetov

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0002-0137-228X](https://orcid.org/0009-0002-0137-228X)

e-mail: medetov.76@mail.ru.

Murat N. Abishev

Cand. Sc. (Engineering)

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

e-mail: m_abishev_nik@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Получена: 02.10.2024.

Одобрена: 20.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Полимеркатионные буровые растворы для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях

А.В. Яремко¹, У.С. Карабалин², Р. Юсубалиев³, А.М. Гайдаров¹

¹Asia Petro Service, г. Актау, Казахстан

²Kazenergy, г. Астана, Казахстан

³КазНИГРИ, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Бурение скважин на нефть и газ проводится с промывкой буровыми растворами на водной и углеводородной основе. Несмотря на положительные свойства углеводородных растворов – предотвращение разупрочнения горных пород на стенках ствола скважин, снижение кавернообразований за счёт потери устойчивости глинистых пород и растворения солей (галита, сильвинита и бишофита), сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов и т. д., они имеют ряд недостатков, связанных со свойствами дисперсионной среды, что обуславливает малый объём их применения. Дисперсионная среда углеводородных растворов представлена экологически и пожароопасными соединениями: керосином, дизельным топливом, олефинами, различными маслами и др. Возрастающее беспокойство правительственных и экологических организаций по поводу экологического воздействия буровых растворов с углеводородной дисперсионной средой на окружающую среду привело к значительной ориентации промышленности на растворы с водной основой. Несмотря на ряд существенных недостатков, буровые растворы на водной основе, в настоящее время, остаются более востребованными, чем углеводородные. Несмотря на предпочтительность углеводородных систем, в действительности, около 85 % всех используемых сегодня буровых растворов в мире являются системами на водной основе. Данная работа посвящена новому направлению в области буровых растворов на водной основе – разработке, созданию и внедрению полимеркатионных систем. Идея разработки новых водных систем включает создание полимеркатионных рабочих жидкостей, сочетающих полезные свойства углеводородных и водных растворов.

Цель. Исследование и разработка современных полимеркатионных буровых растворов для строительства скважин в Республике Казахстан.

Материалы и методы. В качестве объектов исследования выбраны полимеркатионные буровые растворы. Для решения поставленных задач исследования проводились в лабораторных и промысловых условиях.

Результаты. В данной статье приведены результаты лабораторных и промысловых испытаний на месторождениях РФ и Республики Казахстан.

Заключение. Впервые в мировой практике разработаны и успешно апробированы стабильные полимеркатионные буровые растворы, сочетающие в себе положительные свойства водных и углеводородных систем. Разработаны теоретические и практические основы по управлению свойствами полимеркатионных растворов. Применение модификаций полимеркатионных буровых растворов при строительстве скважин на Астраханском месторождении и месторождении Узень подтвердило его высокие технологические свойства и позволило предотвратить наработку, увеличить механическую скорость, улучшить состояние ствола скважины, снизить кавернозность, успешно завершить строительство более 20 скважин, реализовать высокоплотные растворы для глушения рапы и т.д.

Ключевые слова: буровой раствор, кавернозность, набухание, вскрытие продуктивного пласта.

Как цитировать:

Яремко А.В., Карабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М. Полимеркатионные буровые растворы для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 87–97. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

UDC 622

CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Received: 02.10.2024.

Accepted: 20.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

Polymercationic Drilling Fluids for Well Construction in Challenging Mining and Geological Conditions

Artem V. Yaremko¹, Uzakbay S. Karabalin², Renat Yussubaliyev³,
Azamat M. Gaydarov¹

¹Asia Petro Service, Aktau, Kazakhstan

²Kazenergy, Astana, Kazakhstan

³KazNIGRI, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Oil and gas well drilling involves the use water- and hydrocarbon-based drilling fluids for flushing. While hydrocarbon solutions offer several advantages—such as preventing rock softening on the wellbore walls, reducing the formation of caverns due to instability in clay rocks, and dissolving salts (like halite, sylvinite, and bischofite), and preserving the natural reservoir properties of productive formations—they also have significant drawbacks. These disadvantages are related to the properties of the dispersion medium, which limits their overall application. The dispersion medium in hydrocarbon solutions consist of compounds that are both environmentally and flammable, such as kerosene, diesel fuel, olefins, various oils, etc. Increasing concern from government and environmental organizations regarding the environmental impact of drilling fluids using hydrocarbon dispersion medium have prompted the industry to focus on water-based solutions. Despite several significant disadvantages, water-based drilling fluids are still more in demand than hydrocarbon ones. Although there is a preference for hydrocarbon systems, approximately 85% of all drilling fluids used worldwide today are water-based. This study focuses on a new approach in the field of water-based drilling fluids: the development, creation and implementation of polymer cationic systems. The idea of developing new water systems involves creating polymer cationic working fluids that combine the beneficial properties of hydrocarbon and aqueous solutions.

Aim: To research and develop modern polymer cationic drilling fluids for well construction in the Republic of Kazakhstan.

Materials and methods: Polymer cationic drilling fluids were selected as the objects of study. To address the research objectives, experiments were conducted under both laboratory and field conditions.

Results: This article presents the findings of laboratory tests and field trials conducted in the fields of the Russian Federation and the Republic of Kazakhstan.

Conclusion: For the first time in global practice, stable polymer cationic drilling fluids have been developed and successfully tested, combining the advantages of aqueous and hydrocarbon systems. Both theoretical and practical principles for managing the properties of polymer cationic solutions have been established. The application of modified polymer cationic drilling fluids in well construction at the Astrakhan field and the Uzen field has demonstrated their high performance. This innovation has enabled the prevention of production issues, increased mechanical speed of drilling, improved wellbore condition, reduced cavern porosity, and successfully completed the construction of over 20 wells. Additionally, it facilitated implementation of high-density solutions for killing brine and other related tasks.

Keywords: drilling fluid; cavern porosity; swelling; opening of a productive formation.

To cite this article:

Yaremko AV, Karabalin US, Yussubaliyev R, Gaydarov AM. Polymercationic Drilling Fluids for Well Construction in Challenging Mining and Geological Conditions. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):87–97. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

ӨОЖ 622

ГТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Қабылданды: 02.10.2024.

Мақұлданды: 20.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Күрделі тау-кен геологиялық жағдайларда ұңғымаларды салуға арналған полимеркатионды бұрғылау ерітінділері

А.В. Яремко¹, У.С. Карабалин², Р. Юсубалиев³, А.М. Гайдаров¹

¹Asia Petro Service, Ақтау қаласы, Қазақстан

²Kazenergy, Астана қаласы, Қазақстан

³ҚазҒЗГБМИ, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай мен газға арналған ұңғымаларды бұрғылау су және көмірсутек негізінде бұрғылау ерітінділерімен жуу арқылы жүргізіледі. Көмірсутекті ерітінділердің оң қасиеттеріне қарамастан – ұңғыма оқпанының қабырғаларындағы тау жыныстарының бұзылуын болдырмау, сазды жыныстардың орнықтылығын жоғалту және тұздардың (галит, сильвинит және бишофит) еруі есебінен қуыс түзілімдерінің төмендеуі, өнімді қабаттардың табиғи коллекторлық қасиеттерінің сақталуы және т.б., оларда дисперсиялық ортаның қасиеттерімен байланысты бірқатар кемшіліктер бар, бұл оларды аз көлемде қолдануын білдіреді. Көмірсутекті ерітінділердің дисперсиялық ортасы экологиялық және өртке қауіпті қосылыстармен ұсынылған: керосинмен, дизель отынымен, олефиндермен, әртүрлі майлармен және т.б. Үкіметтік және экологиялық ұйымдардың көмірсутекті дисперсиялы ортасы бар бұрғылау ерітінділерінің қоршаған ортаға экологиялық әсері жөнінде үдемелі алаңдаушылығы өнеркәсіптің су негізіндегі ерітінділерге едәуір бағдарлануына әкеп соқты. Бірқатар елеулі кемшіліктерге қарамастан, қазіргі уақытта су негізіндегі бұрғылау ерітінділері көмірсутекті ерітінділерге қарағанда неғұрлым сұранысқа ие болып отыр. Көмірсутек жүйелерінің артықшылығына қарамастан, шын мәнінде, бүгінгі күні әлемде пайдаланылатын барлық бұрғылау ерітінділерінің шамамен 85% су негізіндегі жүйелер болып табылады. Бұл жұмыс су негізіндегі бұрғылау ерітінділері саласындағы жаңа бағытқа – полимеркатионды жүйелерді әзірлеуге, жасауға және енгізуге арналған. Жаңа су жүйелерін әзірлеу идеясы көмірсутекті және су ерітінділерінің пайдалы қасиеттерін үйлестіретін полимеркатионды жұмыс сұйықтықтарының жасауды қамтиды.

Мақсаты. Қазақстан Республикасында ұңғымаларды салу үшін заманауи полимеркатионды бұрғылау ерітінділерін зерттеу және әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде полимеркатионды бұрғылау ерітінділері таңдалды. Қойылған міндеттерді шешу үшін зерттеулер зертханалық және кәсіпшілік жағдайларда жүргізілді.

Нәтижелері. Бұл мақалада РФ және Қазақстан Республикасының кен орындарындағы зертханалық және кәсіпшілік сынақтардың нәтижелері келтірілген.

Қорытынды. Әлемдік тәжірибеде алғаш рет су және көмірсутек жүйелерінің оң қасиеттерін үйлестіретін тұрақты полимер катионды бұрғылау ерітінділері әзірленді және табысты сынақтан өткізілді. Полимерлі катионды ерітінділердің қасиеттерін басқару бойынша теориялық және практикалық негіздер әзірленді.

Астрахан кен орны мен Өзен кен орнында ұңғымаларды салу кезінде полимеркатионды бұрғылау ерітінділерінің түрлендірулерін қолдану оның жоғары пайдалану қасиеттерін растады және мыналарға мүмкіндік берді: жұмыс істеудің алдын алу, механикалық жылдамдықты арттыру, ұңғыма оқпанының жай-күйін жақсарту, қуыстылықты төмендету, 20-дан астам ұңғымалардың құрылысын табысты аяқтау, рапаны бітеуге арналған жоғары тығыздықты ерітінділерді сату және т.б.

Негізгі сөздер: бұрғылау ерітіндісі, қуыстылық, ісіну, өнімді қабатты ашу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Яремко А.В., Карабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М. Күрделі тау-кен геологиялық жағдайларда ұңғымаларды салуға арналған полимеркатионды бұрғылау ерітінділері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 87–97 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

Введение

В настоящее время разработанные полимеркатионные буровые растворы (далее – ПБР) активно применяются в России и Беларуси. Практический опыт применения ПБР при строительстве скважин в глинистых и солевых отложениях показал их достоинства перед известными технологическими жидкостями с водной дисперсионной средой [1–5]:

- исключительная стабильность технологических показателей раствора в течение длительного времени;
- качественное вскрытие продуктивных терригенных пластов;
- ферментативная устойчивость;
- превосходная ингибирующая способность.

Ферментативная устойчивость обеспечивает многократное применение ПБР и позволяет таким образом предотвратить утилизацию и снизить экологическую нагрузку на окружающую среду.

Несомненно, важнейшим достоинством ПБР является более качественное вскрытие терригенного коллектора в сравнении растворами с водной дисперсионной средой. Высокая ингибирующая способность ПБР вносит свой положительный вклад в улучшение качества вскрытия терригенного коллектора и повышение ферментативной устойчивости раствора.

Низкая ферментативная устойчивость бурового раствора является одной из причин инфекционного заражения микроорганизмами продуктивного пласта и ферментативного разложения продуктов из состава бурового раствора.

Для предотвращения рисков заражения микроорганизмами продуктивных нефтяных и газовых пластов необходимо применение ферментативно устойчивых буровых растворов. В последнее время в силу вышеуказанных причин биогенным сероводородом продолжает неуклонно расти. Причиной выработки биогенного сероводорода является внесение микроорганизмов в нефтегазовую залежь жидкостью заводнения или буровым раствором. В настоящее время в силу вышеуказанных причин нефтяные пласты месторождения Узень содержат до 4–5% биогенного сероводорода. Сохранение экологической безопасности нефтегазовых регионов Западного Казахстана со скудным растительным покровом является важнейшей задачей, которая решается за счёт предотвращения бактерицидного заражения нефтяных месторождений и снижения экологической нагрузки путём предотвращения утилизации отработанных буровых растворов благодаря повторному и многократному их применению.

Глинистая фаза (коллоидная фракция, или метод метиленового синего (далее – MBT)),

содержащаяся в буровом растворе, существенно ухудшает качество вскрытия продуктивного пласта. Глинистая фаза, проникая в поровые каналы, кольматирует их и снижает проницаемость коллектора. До настоящего времени в промышленной практике нет химических реагентов направленного действия для регулирования или снижения концентрации глинистой фазы в буровом растворе. Поэтому для снижения концентрации MBT в рабочей жидкости применяют способ разбавления раствора или отделение глинистой фазы центрифугированием. Оба указанных способа регулирования глинистой фазы в буровом растворе малоэффективны [3, 5].

Экспериментальная часть

ПБР марки POLYCAT был специально разработан специалистами ТОО «Asia Petro Service» с учетом геологических условий месторождения Узень. На ПБР POLYCAT получен патент на полезную модель №9157. Разработанный раствор POLYCAT включает катионный полиэлектролит MAX H1B, который также разработан специалистами ТОО «Asia Petro Service». Продукт сертифицирован, выпускается в жидком и сухом виде в зависимости от требований заказчика. Перед проведением опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) ПБР POLYCAT были обозначены следующие основные решаемые задачи:

- улучшение качества первичного вскрытия продуктивного горизонта;
- предотвращение утилизации раствора с целью снижения экологической нагрузки на окружающую среду.

Перед проведением ОПИ ПБР POLYCAT прошел все необходимые лабораторные испытания:

- на ферментативную устойчивость с целью повторного использования на очередных строящихся скважинах и предотвращения утилизации;
- по загрязняющему воздействию на натурные керны терригенного коллектора;
- на ингибирующую способность с целью предотвращения наработки объемов раствора и утилизации.

Исследование на ингибирующую способность осуществлялось в соответствии с рекомендациями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1, 4], согласно которым ингибирующая способность раствора оценивается по изменению показателя коллоидной фракции, или MBT. Показатель коллоидной фракции ΔC_k , или показатель изменения MBT, представляет собой разность между концентрациями коллоидной фракции в растворе после добавления $C_{k(0)}$ и до добавления 6% бентонитового глинопоршка $C_{k(n)}$ и при оценке ингибирующих свойств буровых растворов определяется так (1):

$$\Delta C_k = C_{k(o)} - C_{k(u)} \quad (1)$$

где $C_{k(u)}$ – концентрация МВТ в исходном буровом растворе, %; $C_{k(o)}$ – концентрация МВТ после ввода бентонитового глинопоршка.

Концентрация МВТ в исходном буровом $C_{k(u)}$ растворе зависит от содержания катионного полиэлектролита (рис. 1). При увеличении содержания катионного реагента МАХ НІВ до 2% происходит интенсивное снижение концентрации МВТ; в последующем при увеличении содержания катионного реагента до 5% происходит плавное, с меньшей интенсивностью снижение концентрации МВТ, а при содержании реагента 5% величина МВТ принимает значения $\approx 3,56-7,1$ кг/м³. При дальнейшем увеличении концентрации катионного реагента выше 5% снижения $C_{k(u)}$ не происходит. Следовательно, минимальное значение концентрации МВТ составляет $3,56-7,1$ кг/м³, что объясняется недостатками самой методики определения концентрации МВТ (погрешность величин, входящих в формулу), а также стерическими или геометрическими особенностями рельефа поверхности глинистой фазы и размерами макромолекул полимера. Как видно из рис. 1, с увеличением концентрации катионного полиэлектролита наблюдается тенденция снижения концентрации МВТ, но при этом $C_{k(u)}$ остаётся всегда выше нуля по вышеуказанным причинам.

Отметим, что некоторые методики [2, 6] рекомендуют увеличить добавку бентонитового глинопоршка до 15–20% и более. Такая постановка задачи и её решение, на наш взгляд, некорректны, т.к. это противоречит критерию Пигота [6].

Критерий Пигота регламентирует содержание шлама в буровом растворе по мере увеличения плотности, согласно которого максимально допустимая концентрация глинистого шлама составляет не более 6%. Определение ингибирующей способности раствора производится в следующей последовательности:

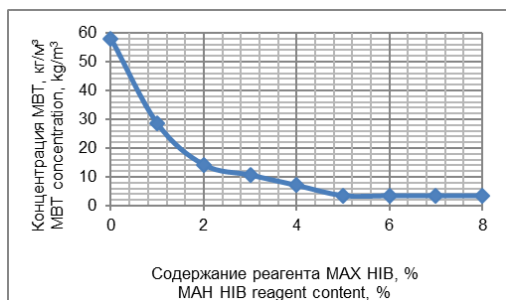


Рисунок 1. Зависимость МВТ от концентрации катионного полимера

Figure 1. Dependence of MBT on the concentration of cationic polymer

– определение концентрации коллоидной фракции в исходном растворе $C_{k(u)}$ (табл. 1);
 – добавление 6% бентонитового порошка марки В (далее – ПБМВ) и через 2 ч перемешивания определение $C_{k(o)}$ (табл. 1);
 – рекомендуется повторить замер через одни сутки. При несовпадении значений $C_{k(o)}$ за 2 ч и одни сутки выбирают максимальное значение.

При концентрации свободного катионного полиэлектролита 0,5–1,0%, или 5–10 кг/м³, значение ΔC_k находится в диапазоне 3,6–7,1 кг/м³ после добавки 6% бентонитового глинопоршка ПБМВ (табл. 2), который, с точки зрения управляемости раствора, соответствует диапазону достаточной, или безопасной, концентрации свободного катионного полиэлектролита. Управление свойствами ПБР при данной концентрации свободного катионного полиэлектролита в составе рабочей жидкости существенно упрощается, а технологические показатели проявляют высокую стабильность в течение длительного времени. Если при концентрации свободного катионного полиэлектролита добавка 6% бентонитового глинопоршка ПБМВ приводит к увеличению значения ΔC_k свыше 7,1 кг/м³ (табл. 1), то раствор содержит недостаточную, или опасную, концентрацию катионного полиэлектролита для дезактивации 6% бентонитового глинопоршка. Недостаточная, или опасная, концентрация свободного катионного полиэлектролита указывает на возможные риски, связанные с управлением параметров ПБР, а технологические показатели характеризуются низкой стабильностью во времени.

Максимальной ингибирующей способностью раствор обладает при концентрации катионного полиэлектролита $\geq 0,5\%$, или ≥ 5 кг/м³, и, соответственно, при показателе $\Delta C_k = 3,56-7,1$ кг/м³ (табл. 1). Причём если показатель МВТ в исходном растворе $C_{k(u)}$ принимает значение более 17 кг/м³, то это указывает на недостаточную, или опасную, концентрацию свободного катионного полиэлектролита в составе рабочей жидкости без предварительного проведения испытаний.

Увеличение концентрации глинистых частиц коллоидных размеров, или показателя ΔC_k , интенсивнее происходит в растворе, способствующем набуханию и диспергированию глин, т.е. в растворе с низкими ингибирующими свойствами.

Показатель коллоидной фракции ΔC_k позволяет оценить и нормировать ингибирующую способность любого бурового раствора. Следовательно, показатель коллоидной фракции позволяет все известные буровые растворы ранжировать по их ингибирующей способности конкретными численными значениями (рис. 2).

Из рис. 2 следует, что исследованные растворы по ингибирующей способности

располагаются в ряд в порядке возрастания: раствор №1 ≈ раствор №5 < раствор №4 = раствор №3 < раствор №2 = раствор №8 < раствор №6 = раствор №7.

Испытания на ферментативную устойчивость проводились с полисахаридными растворами (рис. 1) и ПБР (рис. 2), которые также содержали полисахариды (крахмал, полианионная целлюлоза (далее – ПАЦ Н) и биополимер) в таком же количестве. Для ускорения испытаний и ужесточения условий для ПБР методику усовершенствовали: в испытуемый ПБР POLYCAT преднамеренно вводили микроорганизмы в виде закваски из ферментативно разлагающегося полисахаридного бурового раствора до 10% по объёму.

По результатам исследований технологических показателей полисахаридных буровых растворов можно сделать вывод об их низкой ферментативной устойчивости (рис. 1). Показатель фильтрации (далее – ПФ) полисахаридного бурового раствора с 3,5 см³/30 мин на 21-е сутки увеличился до 21 см³/30 мин, а на 90-е сутки – до 30 см³/30 мин, что значительно превышает допустимое значение (рис. 3). Пластическая вязкость (далее – ПВ) и динамическое напряжение сдвига (далее – ДНС) через 90 сут также изменились до технологически неприемлемых значений: ПВ снизилась с 22 до 2 мПа*с, а ДНС – с 15,5 до 1,5 Па (рис. 3).

Исследования ПБР с содержанием полисахаридов и полисахаридного бурового раствора на ферментативную устойчивость проводились в одинаковых условиях. Однако, как показывает практический опыт применения ПБР, признаки ферментативного разложения – завоздушенности и неприятного запаха – у ПБР отсутствуют через 180–365 сут даже после внесения закваски микроорганизмов, что свидетельствует об исключительной ферментативной устойчивости POLYCAT (рис. 4). Отметим также возможность реанимации бурового раствора, находящегося на стадии биоразложения, добавкой свойствоопределяющего компонента – катионного полиэлектролита. Такой способ реанимации восстанавливает исходные технологические показатели испорченного бурового раствора. При этом повторного заражения микроорганизмами с течением времени не происходит [7, 8]. Такой способ реанимации раствора, как правило, успешно применялся на Астраханском газоконденсатном месторождении и в Республике Беларусь [4].

По результатам исследований технологических показателей ПБР с содержанием полисахаридов можно сделать вывод о весьма высокой их ферментативной устойчивости (рис. 4). Показатель фильтрации по АНИ ПБР POLYCAT увеличился через 180 сут с 2,8 до 3,2 см³/30 мин, а через один год (365 сут) –

до 4,0 см³/30 мин, что убедительно доказывает высокую ферментативную стабильность системы.

ПВ и ДНС POLYCAT также проявляют высокую стабильность: через 365 сут ПВ уменьшилась с 80 до 65 мПа*с, а ДНС – с 25 до 10 Па (рис. 4). Это опять же подчеркивает уникальную для водных систем, исключительную высокую стабильность технологических показателей за столь продолжительный период времени.

Что касается реологических характеристик, можно в некоторой степени констатировать улучшение ПВ и ДНС при длительном хранении.

С учётом полученных результатов испытаний ПБР POLYCAT с содержанием полисахаридов были рекомендованы для бурения скважин на месторождении Узень, и руководством АО НК «КазМунайГаз» было принято решение о проведении ОПИ ПБР POLYCAT при бурении эксплуатационных скважин.

Продуктивный пласт месторождения Узень представлен терригенными коллекторами с содержанием набухающих глинистых минералов. В настоящее время строительство эксплуатационных скважин на месторождении осуществляется на лигносульфонатно-полимерном буровом растворе. Как правило, вскрытие продуктивного горизонта лигносульфонатно-полимерным буровым раствором на водной основе приводит к набуханию глинистых частиц, кольматирующих околоскважинное поровое пространство, существенно ухудшая коллекторские свойства продуктивного горизонта. Практический опыт применения лигносульфонатно-полимерного бурового раствора при строительстве скважин на месторождении Узень в терригенных коллекторах показал, что в большинстве случаев загрязнение продуктивного горизонта настолько высоко, что вызов притока нефти существенно затрудняется. В связи с этим для интенсификации притока нефти после окончания бурения лигносульфонатно-полимерным буровым раствором в большинстве случаев производят гидроразрыв продуктивного пласта (далее – ГРП). Лабораторные исследования показывают, что коэффициент восстановления терригенного коллектора после вскрытия лигносульфонатно-полимерным буровым раствором составляет около 6–10%. Известно, что ПБР существенно повышает качество вскрытия терригенных коллекторов в сравнении с другими растворами с водной дисперсионной средой; коэффициент восстановления проницаемости после загрязнения ПБР колеблется в пределах 60–80%.

Специалистами ТОО «Asia Petro Service» проведены совместные с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» исследования по оценке качества вскрытия терригенного коллектора после загрязнения натуральных кернов различными буровыми растворами. Результаты сравнительных иссле-

Таблица 1. Зависимость показателя ΔC_k от добавки бентонитового глинопорошка
Table 1. Dependence of the ΔC_k indicator on the addition of bentonite clay powder

№	Концентрация катионного полиэлектролита в переводе на сухое вещество Concentration of cationic polyelectrolyte reduced to dry matter	Добавка глинопорошка ПБМВ Addition of PBMV clay powder		Показатель ΔC_k эталонной жидкости, кг/м ³ ΔC_k index of reference liquid, kg/m ³	
		гидратированный hydrated	сухой dry	гидратированный hydrated	сухой dry
1	MAX HIB 1%	3%	3%	3,56	1,78
2	MAX HIB 1%	6%	6%	7,12	3,56
3	MAX HIB 0,5%	3%	3%	3,56	1,78
4	MAX HIB 0,5%	6%	6%	7,12	3,56
5	MAX HIB 0,3%	3%	3%	4,98	1,78
6	MAX HIB 0,3%	6%	6%	14,24	7,12
7	MAX HIB 0,2%	3%	3%	7,12	3,56
	MAX HIB 0,2%	6%	6%	17,80	14,24
8	MAX HIB 0,1%	3%	3%	21,36	7,12
	MAX HIB 0,1%	6%	6%	28,48	17,8
9	MAX HIB 0,05%	3%	3%	21,36	10,68

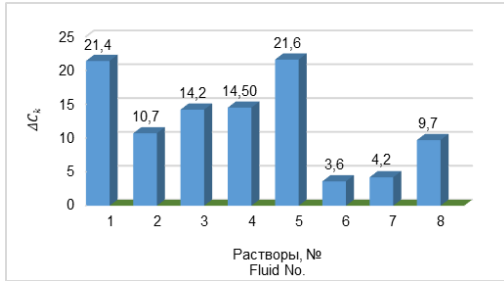


Рисунок 2. Ранжирование буровых растворов по ингибирующей способности C_k коллоидной фракции

Figure 2. Ranking of drilling fluids by the inhibitory capacity of the C_k colloidal fraction

Раствор №1 – полисахаридный раствор с ПАЦ Н и 10% хлорида натрия; раствор №2 – полисахаридный раствор с ПАЦ Н и 10% хлорида калия; раствор №3 – полимерно-лигносульфонатный раствор с крахмалом, КССБ и 5% хлорида кальция; раствор №4 – полимерно-лигносульфонатно-гипсовый раствор с крахмалом, КССБ и 3% гипса; раствор №5 – полимерный буровой раствор с крахмалом, ПАЦ Н и 10% соли; раствор №6 – ПБР с 1% MAX HIB; раствор №7 – ПБР с 0,5% MAX HIB; раствор №8 – ПБР с 0,2% MAX HIB (содержание катионного полиэлектролита указано в переводе на свободную концентрацию в сухом виде)

Solution No. 1 is a polysaccharide solution with PAC L and 10% sodium chloride; Solution No. 2 is a polysaccharide solution with PAC L and 10% potassium chloride; Solution No. 3 is a polymer-lignosulfonate solution with starch, CSAS and 5% calcium chloride; Solution No. 4 is a polymer-lignosulfonate-gypsum solution with starch, CSAS and 3% gypsum; Solution No. 5 is a polymer drilling mud with starch, PAC N and 10% salt; Solution No. 6 is PDF with 1% MAX HIB; Solution No. 7 is PBR with 0.5% MAX HIB; Solution No. 8 is PDF with 0.2% MAX HIB (the content of cationic polyelectrolyte reduced to free concentration in dry form)

КССБ – конденсированная сульфит-спиртовая барда
 CSAS – condensed sulfite-alcohol stillage

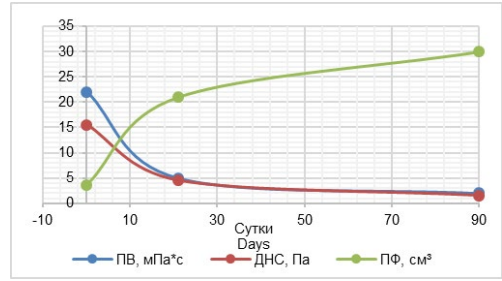


Рисунок 3. Изменение реологии и показателя фильтрации полисахаридного бурового раствора в течение 90 сут при хранении
Figure 3. Changes in rheology and filtration index of polysaccharide drilling mud during 90 days of storage

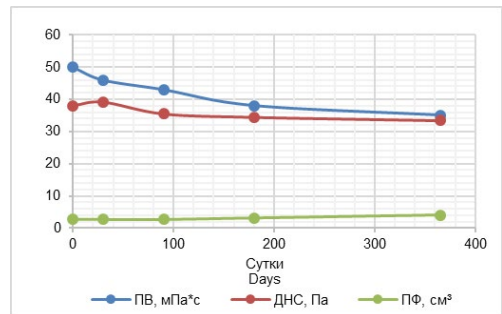


Рисунок 4. Изменение реологии и показателя фильтрации ПБР с содержанием полисахаридов с течением времени 365 сут при хранении
Figure 4. Changes in rheology and filtration index of PDF containing polysaccharides over 365 days storage time

дований по восстановлению проницаемости терригенных коллекторов с применением различных буровых растворов, включая ПБР POLYCAT, приведены в табл. 2.

Исследования по влиянию различных составов буровых растворов, в сравнении с POLYCAT, на восстановление проницаемости терригенного коллектора проводились на установке FDES-645 в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (табл. 2). Оценка качества вскрытия продуктивного горизонта производилась при помощи коэффициента восстановления проницаемости натуральных кернов (β), который определяется отношением фактической проницаемости после воздействия технологической жидкости к первоначальной проницаемости (K_n) (2):

$$\beta = (K_\phi / K_n) * 100 \quad (2)$$

где K_ϕ – фактическая проницаемость после воздействия технологической жидкости, Д; K_n – первоначальная проницаемость, Д.

В качестве терригенного коллектора использовался терригенный натуральный керн с Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. В ходе исследований было установлено, что с увеличением концентрации катионного полиэлектrolита MAX H1B повышается коэффициент восстановления проницаемости натурального керна β с 73% до 84% при 5% и 15% катионного полиэлектrolита MAX H1B, соответственно. Это происходит из-за снижения гидратации и набухания глинистых минералов, находящихся в составе коллектора, т.е. чем больше концентрация катионного полиэлектrolита в составе бурового раствора, тем меньше гидратируют и набухают глинистые минералы. Поскольку проникновение глинистой фазы бурового раствора в коллектор, как правило, приводит к кольматации каналов и снижению скин-фактора, на практике положительный результат при вскрытии продуктивного горизонта от применения ПБР будет более ощутимым за счёт поддержания минимальных значений концентрации глинистой фазы, или МВТ, в составе рабочей жидкости [9, 10].

В Казахстане первые ОПИ ПБР POLYCAT были запланированы на трех скважинах на сентябрь – ноябрь 2023 г. В отличие от ранее применяемых составов полимеркатионных систем, в составе которых используется Силфок2540С, в ПБР POLYCAT в качестве катионного полимера используется реагент марки MAX H1B казахстанского производства ТОО «WestCom Plus», г. Актау. Катионный полимер марки MAX H1B выпускается в жидком и сухом виде. ПБР POLYCAT в процессе строительства трех эксплуатационных скважин проявил исключительную стабильность техно-

логических показателей: традиционно проблемные для всех предыдущих систем буровых растворов водоносные интервалы в отложениях валанжина, а также обводнённые юрские продуктивные пласты и пропластки пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения параметров POLYCAT (прежде всего, повышения вязкостно-реологических показателей и водоотдачи). При строительстве скважин на месторождении Узень ранее применялись полимерглинистые буровые растворы (оптитрол), стабилизированные низковязкой ПАЦ Н. В процессе углубления по мере накопления глинистой фазы происходит рост МВТ, приводящий к увеличению реологических характеристик оптитрола. Периодическое снижение реологических характеристик и МВТ осуществляется классическим способом, заключающимся в разбавлении рабочей жидкости (оптитрола) водными растворами лигносульфонатов. Применение оптитрола в отложениях валанжина, где залегают обводнённые, с содержанием катионов кальция и магния юрские продуктивные пласты и пропластки, как правило, проходило с ростом реологии и показателя фильтрации.

Для восстановления показателей оптитрола затрачивалось значительное количество химических реагентов и времени. При применении ПБР POLYCAT отложения валанжина пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения свойств раствора. По завершении строительства практически каждой скважины накапливается 150 м³ наработанного объёма бурового раствора под утилизацию. К тому же надо отметить способность оптитрола к ферментационному разложению при хранении, когда в ёмкостях во время ферментационного разложения повышается коррозионная активность раствора и происходит коррозия металла ёмкостного парка. Применение лигносульфонатных буровых растворов типа оптитрол на месторождении Узень привело к накоплению значительных объёмов бурового раствора, находящегося в стадии разложения, и активной коррозии ёмкостного парка, требующего срочной утилизации. В отличие от оптитрола, ПБР не только предотвращает наработку, но и является раствором многоразового использования, т.е. нет необходимости в утилизации раствора после окончания стройки скважины. После перевозки и хранения ПБР по необходимости реанимируется и используется на очередных скважинах. ПБР не имеет срока давности и может после реанимации использоваться многократно – до сотни и более раз.

В процессе углубления до проектной глубины концентрация МВТ и технологические показатели ПБР POLYCAT проявили исключительную стабильность. Так, плотность раствора плавно

Таблица 2. Влияние различных составов буровых растворов на проницаемость терригенного коллектора**Table 2. Influence of different drilling fluid compositions on the permeability of a terrigenous reservoir**

Испытуемый раствор Test fluid	Проницаемость по керосину, мД Kerosene permeability, mD			
	K_n	K_o	K_p	β
Безглинистый биополимерный / Clay-free biopolymer $T = 32$; $\eta_{пл} = 16$; $\tau_0 = 7$; $\Phi = 8$	17,0	17,3	1,52	8
Меловой биополимерный / Chalk biopolymer $T = 42$; $\eta_{пл} = 19$; $\tau_0 = 8$; $\Phi = 6$	29,15	29,63	4,23	14
Меловой биополимерный с ПАВ / Chalk biopolymer with surfactants $T = 41$; $\eta_{пл} = 17$; $\tau_0 = 6$; $\Phi = 5$	26,44	25,92	6,62	25
Крахмальный / Starch $T = 38$; $\eta_{пл} = 20$; $\tau_0 = 10$; $\Phi = 6$	38,74	38,74	1,36	3
Меловой крахмально-лигносульфонатный / Chalk starch lignosulfonate $T = 45$; $\eta_{пл} = 22$; $\tau_0 = 12$; $\Phi = 5$	37,69	36,75	2,47	6
Буровой раствор с углеводородной средой / Hydrocarbon-based drilling fluid	42,2	40,0	29,1	69
POLYCAT, 5% MAX HIB $T = 32$; $\eta_{пл} = 20$; $\tau_0 = 6$; $\Phi = 8$	38,55	38,92	28,4	73
POLYCAT, 10% MAX HIB $T = 36$; $\eta_{пл} = 24$; $\tau_0 = 11$; $\Phi = 6$	6,32	6,25	5,1	81
POLYCAT, 15% MAX HIB $T = 44$; $\eta_{пл} = 32$; $\tau_0 = 14$; $\Phi = 5$	64,13	64,23	54,13	84

K_n – прямая проницаемость / direct permeability; K_o – обратная проницаемость / reverse permeability; K_p – проницаемость после воздействия технологической жидкости / permeability after exposure to process fluid; β – коэффициент восстановления / coefficient of restitution; T – условная вязкость / funnel viscosity; $\eta_{пл}$ – пластическая вязкость / plastic viscosity; τ_0 – динамическое напряжение сдвига / dynamic strength; Φ – фильтрация бурового раствора / filtration of drilling fluid.

увеличили, согласно проекту, от 1,20 до 1,40 г/см³ в процессе углубления. Условная вязкость поддерживалась в диапазоне 56–100 сек/кварта, пластическая вязкость – 20–53 мПа*с, ДНС – 8–45 Па, ПФ – 2,5–3,4 мл/30 мин, СНС1 – 30–70 дПа, СНС10 – 50–120 дПа. Таким образом, все основные технологические показатели соответствовали программным значениям. Поскольку бурение глинистых пород первой группы осуществляется долотами большого диаметра (т.к. они залегают на небольшой глубине), то существуют риски, связанные с неудовлетворительной транспортировкой шлама на поверхность, и для решения этой проблемы производят увеличение реологических показателей раствора. Неудовлетворительная транспортировка обвального и выбуренного шлама приводит к зашламлению ствола, периодическим накоплениям «шламовых пробок» в стволе скважины. Следовательно, для безопасного бурения интервалов глинистых пород с коагуляционными контактами целесообразнее обеспечивать достаточное гидростатическое давление на стенки скважины для предотвращения течения глинистых пород в ствол скважины.

ОПИ ПБР POLYCAT на месторождении Узень прошли успешно. Наряду со снижением экологической нагрузки на окружающую среду за счёт повторного использования ПБР POLYCAT, стоит отметить такой важный факт, как самоизлив нефти на пробуренных эксплуатационных скважинах 8295 и 8272 без проведения операции по интенсификации притока нефти – ГРП.

На ранее пробуренных эксплуатационных скважинах на лигносульфонатно-полимерном растворе были определены проблемы с вызовом притока нефти, в связи с чем проводили ГРП.

Результаты и обсуждение

Анализируя полученные результаты по исследованию ПБР, можно сделать ряд выводов:

1. ПБР POLYCAT в процессе строительства трех эксплуатационных скважин проявил исключительную стабильность технологических показателей: традиционно проблемные для всех предыдущих систем буровых растворов водоносные интервалы в отложениях валанжина, а также обводненные юрские продуктивные пласты и пропластки пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения параметров POLYCAT (прежде всего, повышения вязкостно-реологических показателей и водоотдачи).

2. Применение ПБР POLYCAT предотвращает наработку раствора и снижает экологическую угрозу окружающей среде.

3. По результатам бурения трех скважин на месторождении Узень принято решение продолжить ОПИ еще на трех скважинах месторождения Жетыбай.

Полученные результаты имеют практический интерес. Широкомасштабное применение ПБР позволит недропользователю значительно снизить экологическую нагрузку и повысить экономическую эффективность

при строительстве скважин в сложных геолого-технических условиях.

ПБР по эффективности применения в глинистых, солевых и подсолевых отложениях, а также при воздействии агрессивных факторов не имеют аналогов – они значительно превосходят все известные типы буровых

растворов, поэтому наиболее перспективным в средне- и долгосрочном периоде является дальнейшее развитие и продвижение полимеркатионной системы на рынке буровых растворов, что приведёт к укреплению научно-технического авторитета Казахстана в этой области на международной арене.

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: Яремко А.В. – анализ и проверка результатов исследования, написание редактирование рукописи; Карабалин У.С. – детальный анализ, проведение исследований, интерпретация и систематизация результатов, написание рукописи; Юсубалиев Р. – анализ и проверка результатов исследования, редактирование рукописи; Гайдаров А.М. – генерация идеи исследования, постановка задач, написание и редактирование рукописи, разработка полимеркатионной системы.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Artem V. Yaremko – analysis and verification of the research results, writing and editing the manuscript; Uzakbay S. Karabalin – detailed analysis, conducting research, interpreting and systematizing the results, writing the manuscript; Renat Yussubaliyev – analysis and verification of the research results, editing the manuscript; Azamat M. Gaydarov – generating the idea of the study, setting the tasks, writing and editing the manuscript manuscript, developing the polymer cation system.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., и др. Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора // Нефтяное хозяйство. 2019. №2 (114). С. 33–38. doi: [10.24887/0028-2448-2019-2-33-38](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-33-38).
2. Златина В.Ю. Анализ эффективности применения современных буровых растворов для повышения качества бурения надсолевого комплекса в структурной зоне Припятского прогиба // МИТПо 2022 – Машиностроение. Инновации. Технологии. Робототехника; Декабрь 1, 2022; Гомель. Режим доступа: <https://elib.gstu.by/handle/220612/29444?locale-attribute=en>. Дата обращения: 09.09.2024.
3. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р. К вопросу об устойчивости глинистых пород // Территория Нефтегаз. 2014. № 5. С.22–32.
4. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., и др. Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. №7. С. 36–49.
5. Маковей Н. Гидравлика бурения / пер. с рум. В.И. Балабана, под ред. А.И. Литвинова. Москва : Недра, 1986. 536 с.
6. Иванов Д.Ю., Марусов М.А., Мойса Ю.Н., и др. Ингибирование глин при строительстве скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. №3 (364). С. 28–34.
7. Гайдаров А.М., Кадыров Н.Т., Хуббатов А.А., и др. Исследование реологических показателей поликатионных буровых растворов // Научно-технический сборник вести газовой науки. 2021. №2(47). С. 138–148.
8. Гайдаров М.М.-Р., Кишин В.И., Кулигин А.В., и др. Катионные буровые растворы для бурения глинистых отложений // Газовая промышленность. 2014. №9. С. 114–119.
9. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород / под ред. академика Е.М. Сергеева. Москва : Недра, 1989. 211 с.
10. Приведенный М.В., Бекетов С.Б., Яремко А.В., и др. Буровые растворы на основе нитрата кальция с добавками асфальтенов и ингибиторов ХБН // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. №3(375). С. 41–46.
11. Трофимов В.Т., Королев В.А., Вознесенский Е.А., и др. Грунтоведение. / под редакцией В.Т. Трофимова. 6-е изд., переработ. и доп. Москва : Изд-во МГУ, 2005. 1024 с.

REFERENCES

1. Gaydarov MMR, Khubbatov AA, Gaydarov AM, et al. Recommendations for evaluation of inhibiting and strengthening (casing) properties of the drilling fluid. *Oil Industry Journal*. 2019;2(114):33–38. doi: [10.24887/0028-2448-2019-2-33-38](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-33-38).
2. Zlatina VY. Analiz effektivnosti primeneniya sovremennykh burovyyh rastvorov dlya povysheniya kachestva bureniya nadsolevogo kompleksa v strukturnoy zone Pripyatskogo progiba. MITRo 2022 – Mashinostroenie. Innovacii. Tekhnologii. Robototekhnika; 2022 Dec 1; Gome!'. Available from: <https://elib.gstu.by/handle/220612/29444?locale-attribute=en>. (In Russ).
3. Khubbatov AA, Gaydarov AM, Norov AD, Gaydarov MMR. K voprosu ob ustojchivosti glinistykh porod. *Territoriya Neftegaz*. 2014;5:22–32. (In Russ).
4. Gaydarov AM, Hubbatov AA, Hrabrov DV, et al. Polikationnye sistemy Katburr – novoe napravleniye v oblasti burovyykh rastvorov. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2017;7:36–49. (In Russ).
5. Macovei N. *Hidraulica Forajului*. 1982. București: TEHNICA; 495 p.
6. Ivanov DY, Marusov MA, Moysa YN, et al. Ingibirovaniye glin pri stroitel'stve skvazhin. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2023;3(364):28–34. (In Russ).
7. Gaydarov AM, Kadyrov NT, Khubbatov AA, et al. Applying rheological indicators of polycationic muds. *Scientific and technical collection of gas science news*. 2021;2(47):138–148. (In Russ).
8. Gaydarov MMR, Kirshin VI, Kuligin AV, et al. Kationnye burovye rastvory dlya bureniya glinistykh otlozheniy. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014;9:114–119. (In Russ).
9. Osipov VI, Sokolov VH, Rumyantseva NA. Mikrostruktura glinistykh porod. Sergeev EM, editor. Moscow: Nedra; 1989. 211 p. (In Russ).
10. Privedenny MV, Beketov SB, Yaremko AV, et al. Burovye rastvory na osnove nitrata kal'tsiya s dobavkami asfal'tenov i ingibitorov HBN. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2024;3(375):41–46.
11. Trofimov VT, Korolev VA, Voznesenskiy EA, et al. *Gruntovedeniye*. 6th edition. Trofimov VT, editor. Moscow: MSU publisher; 2005. 1024 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Яремко Артем Владимирович**ORCID [0009-0009-3842-6000](https://orcid.org/0009-0009-3842-6000)e-mail: a.yaremko@asiapetroservice.kz.**Карабалин Узакбай Сулейменович**

докт. техн. наук

ORCID [0000-0002-7471-7851](https://orcid.org/0000-0002-7471-7851)e-mail: u.karabalin@kazenergy.com.**Ренат Юсубалиев**ORCID [0009-0003-7029-5537](https://orcid.org/0009-0003-7029-5537)e-mail: yussubaliev.r@kaznigri.kz.**Гайдаров Азамат Миталимович**

кандидат технических наук

ORCID [0009-0008-0298-0133](https://orcid.org/0009-0008-0298-0133)e-mail: a.gaidarov@asiapetroservice.kz.

AUTHORS' INFO

***Artem V. Yaremko**ORCID [0009-0009-3842-6000](https://orcid.org/0009-0009-3842-6000)e-mail: a.yaremko@asiapetroservice.kz.**Uzakbay S. Karabalin**

Doct. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-7471-7851](https://orcid.org/0000-0002-7471-7851)e-mail: u.karabalin@kazenergy.com.**Renat Yussubaliyev**ORCID [0009-0003-7029-5537](https://orcid.org/0009-0003-7029-5537)e-mail: yussubaliev.r@kaznigri.kz.**Azamat M. Gaydarov**

PhD

ORCID [0009-0008-0298-0133](https://orcid.org/0009-0008-0298-0133)e-mail: a.gaidarov@asiapetroservice.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 550.832.53
МРНТИ 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Получена: 16.09.2024.

Одобрена: 10.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента при любом заполнении скважин

Л.Б. Поляченко, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов

Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В статье представлена новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии (далее – ННК-Ц) скважин месторождений углеводородного сырья, разработанная Институтом нефтегазовых технологий «ГеоСпектр» (Россия). Технология ННК-Ц предназначена для контроля качества цементирования скважин; состояния, целостности и герметичности цементной крепи любого типа и плотности (в т.ч. лёгкого цемента) при любом заполнении скважин (жидкостью, газом, смесью), применима на всех стадиях жизни нефтяных и газовых скважин – от строительства до эксплуатации, в последнем случае – без их глушения и извлечения насосно-компрессорных труб. ННК-Ц свободна от известных серьезных ограничений стандартных (традиционных) методов гамма-гамма и акустической цементометрии.

Цель. Целью метода ННК-Ц является оперативная и экономически дешёвая оценка состояния целостности / разрушенности цементной крепи любых действующих скважин. По сравнению с ННК-Ц, стандартные методы цементометрии непригодны для этого, поскольку они неприменимы для облегченных цементов, а также в скважинах с насосно-компрессорными трубами или с газовым заполнением.

Материалы и методы. Научные основы, методика и программно-интерпретационное обеспечение ННК-Ц разработаны с помощью математического моделирования. Метод тестирован и опробован путем сопоставления с данными измерений на реальных скважинах.

Результаты. Метод ННК-Ц протестирован в 12 и опробован более чем в 20 скважинах, где показал хорошее согласие со стандартными методами цементометрии и сравнимую с ними высокую точность оценки цемента. В промышленных условиях подтверждена возможность количественной оценки цемента в условиях, недоступных стандартной цементометрии: в скважинах с насосно-компрессорными трубами, газонаполненных скважинах и при цементаже облегченными цементами. Технология ННК-Ц была успешно применена в РК на нефтегазоконденсатных месторождениях Кожасай и Алибекмола и подземном хранилище газа «Бозой».

Заключение. Технология обеспечивает оперативное получение достоверной, точной и экономически рентабельной информации о качестве цементирования строящихся скважин; состоянии, целостности и герметичности цементной крепи (цементного кольца) скважин эксплуатационного фонда.

Ключевые слова: нейтрон-нейтронная цементометрия, цементная крепь, контроль цементирования, облегченный цемент, диагностика состояния цемента, целостность цементного камня, герметичность скважины.

Как цитировать:

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В. Новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента при любом заполнении скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 98–111.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

UDC 550.832.53
CSCSTI 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Received: 16.09.2024.

Accepted: 10.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

New Integral Neutron-Neutron Logging for Cement Integrity Analysis of any backfilling.

Lyudmila B. Polyachenko, Anatoly L. Polyachenko, Sergey A. Egurtsov,
Yury V. Ivanov

Oil & Gas Technology Institute «Geo-Spectrum», Moscow, Russia

ABSTRACT

Background: The article presents a new technology of integral neutron-neutron logging technology for cement integrity analysis (hereinafter – NNL-C) of wells in hydrocarbon fields, developed by GeoSpectr Oil and Gas Technology Institute (Russia). NNL-C is designed to ensure the quality of well cementing focusing on the condition, integrity and leak tightness of any type and density of cement casing (including light cement). It can be used in any kind of well filling whether liquid, gas, or a mixture. NNL-C is applicable at all stages of the oil and gas well lifecycle – from construction to operation – without well-kill operation and tubing removal. This technology is free from the major limitations of standard (conventional) gamma-gamma and acoustic logging techniques for cement integrity evaluation.

Aim: The purpose of the NNL-C is to offer a prompt and cost-effective evaluation of the integrity or failure of cementing in any active wells. In contrast to NNL-C, the standard methods for analyzing cement integrity are inadequate for this purpose, as they cannot be applied to lightweight cement, tubing wells, or gas-filled wells.

Materials and methods: The science behind, methodology, and interpretation software for NNL-C were developed employing mathematical modeling. This technology has been tested against measurement data from real wells.

Results: The NNL-C method was tested in 12 and tried in more than 20 wells, demonstrating a good correlation with standard methods and achieving high accuracy of cement-bond logging. The possibility of quantifying cement under field conditions was confirmed in scenarios where standard cement-bond logging techniques are typically not applicable, such as in tubing wells, gas-filled wells, and during the use of lightweight cement. The NNL-C technology has been successfully implemented in Kazakhstan at the Kozhasai and Alibekmola oil and gas condensate fields, as well as the Bozoi underground gas storage facility.

Conclusion: The technology provides reliable, accurate, and cost-effective information on the quality of cementing of wells under construction such as condition, integrity and tightness of cementing (cement sheath) of production wells.

Keywords: *neutron-neutron cement-bond logging; cement sheath; cementing control; lightweight cement; cement diagnostics; cement integrity; well tightness.*

To cite this article:

Polyachenko LB, Polyachenko AL, Egurtsov SA, Ivanov YV. New Integral Neutron-Neutron Logging for Cement Integrity Analysis of any backfilling. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):98–111. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

ӨОЖ 550.832.53

FTAXP 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Қабылданды: 16.09.2024.

Мақұлданды: 10.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Ұңғымаларды кез келген толтыру кезінде цементтің күйін бақылауға арналған интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометрияның жаңа технологиясы

Л.Б. Поляченко, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов

«ГеоСпектр» мұнай-газ технологиялары институты, Мәскеу қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мақалада «ГеоСпектр» (Ресей) Мұнай және газ технологиялары институты әзірлеген көмірсутекті кен орындарының ұңғымаларының интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометриясының (бұдан әрі – ННК-Ц) жаңа технологиясы ұсынылған. ННК-Ц технологиясы ұңғымаларды цементтеу сапасын бақылауға арналған; ұңғымаларды кез келген толтыру үшін (сұйықтық, газ, қоспа) кез келген түрдегі және тығыздықтағы (жеңіл цементті қоса алғанда) мұнай және газ ұңғымаларының қызмет етуінің барлық кезеңдерінде қолданылатын цемент қаптамасының жай-күйі, тұтастығы және герметикалығы – құрылыстан пайдалануға дейін, соңғы жағдай – оларды бітмей және сорғы-компрессор құбырларын алып тастамай. ННК-Ц стандартты (дәстүрлі) гамма-гамма және акустикалық цементометрия әдістерінің белгілі елеулі шектеулерінен бос.

Мақсаты. ННК-Ц әдісінің мақсаты кез-келген қолданыстағы ұңғымалардың цемент бекіткішінің тұтастығы / бұзылу жағдайын жедел және экономикалық арзан бағалау болып табылады. ННК-Ц-мен салыстырғанда, цементометрияның стандартты әдістері бұл үшін жарамсыз, өйткені олар жеңіл цементтерге, сондай-ақ сорғы-компрессорлық құбырлары бар немесе газбен толтырылған ұңғымаларға қолданылмайды.

Материалдар мен әдістер. ННК-Ц ғылыми негіздері, әдістемесі және бағдарламалық-интерпретациялық қамтамасыз етілуі математикалық модельдеу көмегімен әзірленген. Әдіс нақты ұңғымалардағы өлшеу деректерімен салыстыру арқылы сыналған.

Нәтижелері. ННК-Ц әдісі 12 ұңғымада сыналған және 20-дан астам ұңғымаларда сыналған, онда ол стандартты цементометрия әдістерімен жақсы келісімді және цементті бағалаудың салыстырмалы жоғары дәлдігін көрсетті. Кәсіпшілік жағдайларда стандартты цементометрияға қол жетімсіз жағдайларда цементті сандық бағалау мүмкіндігі расталды: сорғы-компрессорлық құбырлары бар ұңғымаларда, газ толтырылған ұңғымаларда және жеңілдетілген цементтермен цементтеу кезінде. ҚР-да Қожасай және Әлібекмола мұнай-газ конденсаты кен орындарында және "Бозой" жерасты газ қоймасында ННК-Ц технологиясы сәтті қолданылды.

Қорытынды. Технология салынып жатқан ұңғымаларды цементтеу сапасы; пайдалану қорының ұңғымаларының цемент бекіткішінің (цемент сақинасының) жай-күйі, тұтастығы және герметикалығы туралы сенімді, дәл және экономикалық тиімді ақпаратты жедел алуды қамтамасыз етеді.

Негізгі сөздер: нейтрон-нейтрондық цементометрия, цемент бекіткіші, цементтеуді бақылау, жеңіл цемент, цемент күйін диагностикалау, цемент тасының тұтастығы, ұңғыманың тығыздығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В. Ұңғымаларды кез келген толтыру кезінде цементтің күйін бақылауға арналған интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометрияның жаңа технологиясы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 98–111 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

Введение

Плановые сроки промышленной разработки крупных месторождений углеводородного сырья составляют десятки лет. Это предопределяет актуальность проблемы поддержания инфраструктурных объектов месторождений в безопасном и работоспособном состоянии. Их важнейшей частью является фонд скважин.

Для обеспечения выполнения им своего функционального назначения проводится цементирование обсадных колонн нефтегазовых скважин, преследующее три главные цели: первая – разобщение нефте-, газо- и водонесных горизонтов для изоляции их друг от друга, исключения межпластовых перетоков, предотвращения смешивания флюидов, обеспечение максимально длительного периода безводной добычи углеводородов; вторая – повышение общей конструкционной прочности (цементирование скважин снижает влияние на обсадные трубы сил, возникающих при подвижках пород) и обеспечение целостности; третья – защита металлических труб скважины от коррозионного воздействия вмещающей среды.

В процессе строительства скважин возникают проблемы с контролем качества цементирования лёгкими и облегчёнными цементами, когда стандартные гамма-гамма (далее – ГГК-Ц) и акустическая (далее – АКЦ) цементометрии «не работают».

При эксплуатации скважины подвергаются различным внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям технологического и геологического характера. В результате этого в цементной крепи скважины (цементного кольца) могут формироваться дефекты объёмно-контактного типа: вертикальные каналы и трещины, кольцевые микрозоры на границах с обсадной колонной и горными породами, разрывы сплошности, каверны и др. В итоге нарушается герметичность затрубного пространства, возникают межпластовые и межколонные (затрубные) перетоки. Пустотное пространство цемента заполняется флюидом (газ, вода, нефть, рапа, их смеси). Мигрируя по каналам в цементном камне, флюид может выйти на поверхность. Возникает угроза обеспечению промышленной и экологической безопасности. В связи с этим контроль технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи скважин требует особого внимания.

Одним из важнейших показателей технического состояния скважин является целостность их цементной крепи (цементного кольца), которое может быть охарактеризовано комплексом параметров: сцеплением цементного камня с колонной и вмещающей породой, ин-

тегральной заполненностью затрубного и межколонного пространства цементным камнем, наличием дефектов объёмного типа и их заполненностью флюидом, наличием проявления межколонных давлений, движением флюида по заколонному пространству, заполненностью дефектов флюидом.

Для контроля технического состояния цементной крепи скважин применяются специальные методы геофизических исследований (далее – ГИС), получившие общее название «цементометрия». Стандартными (традиционными) методами цементометрии, входящими в обязательный комплекс ГИС для изучения качества цементирования колонн и состояния цементного кольца за колонной в обсаженных скважинах, являются плотностной ГГК-Ц и АКЦ, однако у них есть ряд ограничений, которых не имеет НКК-Ц.

Сравнение НКК-Ц с традиционными методами цементометрии. Место НКК-Ц в контроле цементирования строящихся скважин и диагностике

Наиболее широко распространённый в скважинной геофизике метод ГГК-Ц с использованием селективных гамма-дефектомеров-толщиномеров (далее – СГДТ) физически основан на эффекте плотностной контрастности – существенном превышении плотности цементного камня ($PL_{\text{цем}}$) над плотностью вытесненной им скважинной жидкости ($PL_{\text{ж}}$), причём примерно не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$ (1):

$$PL_{\text{цем}} > PL_{\text{ж}} + 0,4 \quad (1)$$

Таким образом, если принять максимальный диапазон $PL_{\text{ж}}$ от $0,9$ до $1,3 \text{ г/см}^3$, ГГК-Ц неприменим при $PL_{\text{цем}} < 1,3-1,7 \text{ г/см}^3$.

Метод АКЦ как с отечественными приборами типа АКЦ [1, 2], так и с аппаратурой Schlumberger типа DSLT, USIT, IBS¹ [3] физически основан на регистрации акустических характеристик среды в звуковом и ультразвуковом диапазоне, что позволяет фиксировать прежде всего сцепления цементного камня с колонной и в меньшей степени с породой, а также наличие или отсутствие цементного камня и – на качественном уровне – степень его разрушенности.

Оба метода, ГГК-Ц и АКЦ, в современном приборном исполнении позволяют с высокой точностью изучать качество цементирования скважин на этапе их строительства и капитального ремонта. Однако, учитывая физику методов и массогабаритные характеристики данных скважинных приборов, даже такие вы-

¹ DSLT – прибор цифрового акустического каротажа, состоит из зонда акустического каротажа и картриджа акустического цифрового каротажа; USI – ультразвуковой имиджер, проверяет состояние обсадной колонны и качество сцепления цемента с колонной по всей длине окружности колонны; IST – изоляционный сканер, применяется для оценки цементирования, сочетает традиционный метод эхозондирования с новой ультразвуковой техникой (построение изображения волн изгиба) для точной оценки любого вида цемента

сокотехнологичные инструменты не лишены недостатков, в частности:

1) область применения данных методов ограничена скважинами с извлечёнными насосно-компрессорными трубами (далее – НКТ) и заполненными жидкостью, при этом исключается возможность их применения в скважинах, заполненных газом или газожидкостной смесью малой либо неоднородной плотности, что типично для газоконденсатных объектов;

2) они неприменимы (за исключением изоляционного сканера IST) при использовании цемента с пониженной плотностью ($PL_{\text{цемент}} < 1,4 \text{ г/см}^3$); это означает, что они неприменимы для всех марок лёгких и облегчённых цементов ($PL_{\text{цемент}} < 1,4\text{--}1,6 \text{ г/см}^3$), а применимы только для обычных ($PL_{\text{цемент}} \approx 1,75\text{--}1,95 \text{ г/см}^3$) и утяжелённых ($PL_{\text{цемент}} \approx 2\text{--}2,2 \text{ г/см}^3$) типов цемента;

3) для корректной оценки цемента эти методы требуют учета пористости (K_p) и насыщения пород-коллекторов ($K_{\text{нр}}$), которые также влияют на показания зондов цементометрии и которые желательно получать теми же физическими методами и в той же спуско-подъёмной операции (далее – СПО). Однако K_p и $K_{\text{нр}}$ достоверно известны далеко не всегда, но даже когда они известны, то измеряются в другой СПО и другими приборами, работающими «на пласт», что усложняет технологию этих видов цементометрии в целом, требует увязки по глубине каротажных кривых в обеих СПО, комплексной интерпретации их данных и в итоге снижает достоверность результатов;

4) применение приборов АКЦ, кроме вышеперечисленных недостатков, имеет высокие требования к подготовке ствола скважин к проведению ГИС в части очистки внутренней поверхности стенки эксплуатационной колонны и однородности жидкости глушения, что влечёт за собой существенное увеличение затрат времени и стоимости подготовительных работ.

Институтом нефтегазовых технологий «ГеоСпектр» в рамках развиваемой научно-технологической платформы предложен и разработан мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж (далее – ММНК) [4], опробован и применяется на практике новый метод цементометрии – ННК-Ц, ставший основой технологии интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента любого типа и плотности, при любом заполнении скважин (жидкостью, газом, смесью), применимый на всех стадиях жизни скважин от их строительства до эксплуатации, а также свободный от указанных выше недостатков классических методов ГГК-Ц и АКЦ [5].

ННК-Ц реализуется теми же двухзондовыми установками нейтронного каротажа (далее – 2ННК-Т, 2ННК-Нт), которые входят в приборы ряда ММНК, работающие «на пласт», с использованием тех же данных измерений, но обрабатываемых по другим алгоритмам.

Отсюда вытекает ещё одно важное технологическое преимущество реализующего его аппаратно-методического комплекса (далее – АМК) ММНК: за одну СПО АМК позволяет исследовать одновременно и пласт, и цемент, в то время как и ГГК-Ц, и АКЦ для этого нужно по два СПО с двумя разными приборами [1, 2].

Еще одно достоинство ННК-Ц по сравнению с ГГК-Ц и АКЦ состоит в том, что этот алгоритм оценки цемента не требует знания K_p и $K_{\text{нр}}$ пласта, которые бывают неизвестны или плохо неизвестны, внося определённую ошибку в оценку состояния цемента.

Перечисленные выше качества характеризуют ННК-Ц как потенциально наиболее универсальный метод цементометрии интегрального типа.

Необходимо отметить, что поскольку предложенный метод ННК-Ц использует радионуклидные источники, изотропно излучающие быстрые нейтроны, в настоящее время он может быть реализован только в интегральном варианте, т.к. реализация им азимутальной развёртки для изучения распределения цемента по периметру на практике пока невозможна из-за высокой проникающей способности быстрых нейтронов и трудности их коллимации. Данное ограничение снижает детальность исследований метода ННК-Ц относительно акустических методов, но позволяет его использовать на безальтернативной основе для оперативной диагностики в условиях действующих скважин без их глушения и извлечения НКТ.

Результатом ННК-Ц служит цементограмма объёмной доли цементного камня ($C_{\text{ем}}$) от всего затрубного пространства в каждом кванте глубины протяженностью 10 или 20 см. Величина $C_{\text{ем}}$ является интегральным показателем степени целостности цемента, а величина $1-C_{\text{ем}}$ – интегральным показателем разрушенности цемента или доли его изначального отсутствия при цементировании.

Метод ННК-Ц решает задачи контроля качества цементного строящихся скважин и диагностики состояния, целостности и герметичности цементного камня в скважинах эксплуатационного фонда. Это две разные задачи и по смыслу, и по постановке. Качество цементирования строящихся скважин оценивается сразу после их крепления, когда измерения проводятся в скважине с промывочной жидкостью, а в прискважинной зоне пласта (далее – ПЗП) в пределах глубинности нейтронного каротажа поровое пространство пласта еще заполнено фильтратом бурового раствора (далее – ФБР). В скважинах эксплуатационного фонда нужно оценивать состояние и целостность цементного кольца при любом текущем заполнении скважин (газ / жидкость / смесь), когда зона проникновения ФБР давно расформировалась, и ПЗП может быть заполнена любым флюидом, в т.ч. с переменной по радиусу насыщенностью вследствие техно-

генных нарушений и воздействий за историю скважины.

Для решения задачи оценки качества цементирования в условиях скважин действующего эксплуатационного фонда метод ННК-Ц является более предпочтительным не только по экономическим соображениям, но и потому что только в режиме незаглушенной скважины возможно более достоверно решать задачи, связанные с выявлением межколонных и межпластовых перетоков флюидов по зазорам и пустотам цементного камня. После глушения скважин процессы перетоков и их последствий, в т.ч. межколонные давления, не проявляются, и выявление причин их появления, как правило, невозможно. Кроме того, состояние цементного камня в прискважинной зоне пласта (далее – ПЗП) бывает причиной снижения проектных показателей по добыче, и выявление данных фактов также возможно только в естественных условиях пласта без влияния на ПЗП жидкости глушения.

Ниже рассматриваются основные аспекты ННК-Ц как метода ГИС.

Физические основы ННК-Ц

Физической основой ННК-Ц является значительная контрастность по водородосодержанию (W) между цементным камнем ($W_{\text{цемент}}$) с $W_{\text{цемент}} \approx 0,4$ и флюидами в затрубном пространстве, находившимися там или попавшими туда из пласта, водородосодержание которых ($W_{\text{фл}}$) обычно сильно отличается от цементного $W_{\text{цемент}}$. Из-за этого эффект некачественности цементного кольца, т.е. заполненных флюидами пустот в нём, заметно меняет среднее водородосодержание затрубного пространства скважины $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ в зависимости от доли цемента Сем или от доли заполненных флюидом пустот $1-\text{Сем}$ в нем. Величина и изменения $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ уверенно фиксируются нейтронными зондами ННК благодаря их высокой чувствительности к изменению концентрации водорода в любой из зон системы «скважина – пласт», в данном случае затрубья.

В строящихся скважинах флюид в затрубном пространстве – это промывочная жидкость (далее – ПЖ) с водородосодержанием ($W_{\text{пж}}$) $W_{\text{пж}} \approx 1$, оставшаяся там в местах некачественного цементатажа. В зрелых и старых скважинах этот флюид – пластовая вода с водородосодержанием ($W_{\text{вод}}$) $W_{\text{вод}} \approx 1$ или газ из пласта с водородосодержанием ($W_{\text{газ}}$) $W_{\text{газ}} \approx 0,01-0,05$, и оба этих флюида могут заполнять трещины и пустоты в разрушающемся цементном камне (здесь и ниже водородосодержание всех зон и веществ выражается, как обычно, в единицах водородосодержания пресной воды, принимаемой за 1).

Контрастность по водородосодержанию ($\Delta W_{\text{фл}}$) в паре «цемент – флюид» (2) для вышеречисленных флюидов (промывочной жидкости ($\Delta W_{\text{пж}}$), пластовой воды ($\Delta W_{\text{вод}}$) и газа ($\Delta W_{\text{газ}}$)) имеет примерно следующие значения: $\Delta W_{\text{пж}} \approx \Delta W_{\text{вод}} \approx -0,6$; $\Delta W_{\text{газ}} \approx 0,37$.

$$\Delta W_{\text{фл}} = W_{\text{цемент}} - W_{\text{фл}} \quad (2)$$

Таким образом, она всегда является большой по абсолютной величине, а для жидкостей и газов $\Delta W_{\text{фл}}$ имеет ещё и разные знаки. Оба эти свойства водородной контрастности $\Delta W_{\text{фл}}$ – большая величина и смена знака при переходе от жидкости к газу – благоприятны для метода ННК-Ц, т.к. увеличивают его чувствительность и надёжность определения доли цемента Сем .

Если цемент замещает промывочную жидкость с $W_{\text{пж}} \approx 1$ (или в него внедряется пластовая вода с $W_{\text{вод}} \approx 1$), то $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ при объёмной доле Сем в нем приближённо равно (3):

$$\begin{aligned} W_{\text{затр}}(\text{Сем}) &\approx \text{Сем} \cdot W_{\text{цемент}} + (1-\text{Сем})W_{\text{пж}} \approx \\ &\approx W_{\text{пж}} + \Delta W_{\text{пж}} \cdot \text{Сем} \approx 1-0,6\text{Сем} \end{aligned} \quad (3)$$

Это означает, что фактически измеряемое $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с ростом Сем в затрубье от 0 до 100% линейно уменьшается с высоким коэффициентом чувствительности, равным контрастности $\Delta W_{\text{пж}} \approx -0,6$. При этом водородосодержание затрубья падает от $W_{\text{затр}}(0) \approx W_{\text{пж}} \approx 1$ до $W_{\text{затр}}(100\%) \approx W_{\text{цемент}} \approx 0,4$, обеспечивая максимальную дифференциацию в 2,5 раза. Показания зондов ННК при этом существенно возрастают.

Если в цемент внедряется газ из пласта с типовым $W_{\text{газ}} \approx 0,03$, то $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с объёмной долей Сем в нём примерно равно (4):

$$\begin{aligned} W_{\text{затр}}(\text{Сем}) &\approx \text{Сем} \cdot W_{\text{цемент}} + (1-\text{Сем})W_{\text{газ}} \approx \\ &\approx W_{\text{газ}} + \Delta W_{\text{газ}} \cdot \text{Сем} \approx 0,03+0,37\text{Сем} \end{aligned} \quad (4)$$

Это значит, что в газоносных пластах происходит всё наоборот: измеряемое $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с ростом Сем от 0 до 100% линейно увеличивается с коэффициентом чувствительности, равным контрастности $\Delta W_{\text{газ}} \approx 0,37$, при этом $W_{\text{затр}}$ резко меняется от $W_{\text{затр}}(0) \approx W_{\text{газ}} \approx 0,03$ до $W_{\text{затр}}(100\%) \approx W_{\text{цемент}} \approx 0,4$, т.е. в 13 раз. Показания зондов ННК при этом значительно уменьшаются.

Описанное выше поведение $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ и показаний ННК при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом позволяют решить обратную задачу по оценке показателя его целостности Сем . Потенциал ННК-Ц при использовании большего числа нейтронных зондов разных типов содержит возможность определить также и тип флюида,

внедрившегося в цемент, и тем самым характер насыщения ПЗП.

Обращаем внимание на следующую важную физическую особенность метода ННК-Ц: при изменении S_{em} в затрубье за счёт внедрения в него флюидов меняется не только $W_{затр}(S_{em})$, но и его средняя плотность ($PL_{затр}(S_{em})$), на чём основана цементометрия ГГК-Ц. Однако, в отличие от ГГК-Ц, вариации плотности $PL_{затр}(S_{em})$ влияют на показания ННК-Ц настолько слабо и по абсолютной величине, и по сравнению с $W_{затр}(S_{em})$, что ими оказалось возможным фактически пренебречь. Это доказано точными расчётами прямых задач ННК-Ц для разнообразных геолого-технических условий (далее – ГТУ) с помощью математического моделирования.

Приведём пример. Пусть при цементаже буровой раствор / (далее – ПЖ) с плотностью 1 г/см^3 замещается облепчённым цементом одинаковой с ним плотности 1 г/см^3 . $PL_{затр} = \text{const} = 1 \text{ г/см}^3$ и не меняется с увеличением S_{em} в нём с 0 до 100%. Тем не менее по расчётам показания разных зондов 2ННК-Нт и 2ННК-Т при этом существенно возрастают, что может происходить только из-за уменьшения $W_{затр}(S_{em})$. При этом одно уменьшение плотности исходного цементного камня ($PL_{цем}$) во всём интервале от тяжёлого $\sim 2 \text{ г/см}^3$ до лёгкого $\sim 0,9 \text{ г/см}^3$ приводит лишь сравнительно к незначительному росту чувствительности ННК к показателю S_{em} . Это означает, что выделять и оценивать S_{em} в скважинах с облепчённым цементом несколько легче, чем с обычным и тяжёлым цементом. Причина этого в том, что скорость изменения $W_{затр}(S_{em})$ равна контрастности водородосодержаний обеих сред (5), которая тем больше, чем легче цемент, т.к. концентрация водорода в цементе пропорциональна его плотности:

$$|\Delta W_{ж}| = W_{ж} - W_{цем}(S_{em}, PL_{цем}) \quad (5)$$

Теоретическая разработка метода ННК-Ц

Обоснование возможностей и разработка алгоритмов количественной оценки S_{em} в затрубном пространстве скважин методом ННК-Ц производилось на основе математического моделирования показаний зондов 2ННК-Нт и 2ННК-Т аппаратуры ряда ММНК методом Монте-Карло по программе MCNP5 [6] и секционно-многогрупповым методом по программе POLE (разработка Института нефтегазовых технологий «ГеоСпектр») [7]. Были рассмотрены два типа заполнения затрубного пространства, не занятого цементным камнем: жидкостью (ПЖ или пластовая вода) и газом. Сначала метод ННК-Ц был разработан теоретически на основе обширных расчётов показаний 2ННК Нт

и 2ННК-Т с различным набором длин зондов, которые охватили широкий круг ГТУ:

- скважины, эксплуатационные колонны и НКТ различных диаметров и толщин, в геометриях с НКТ и без неё;
- различные заполнения скважины – газом, промывочной жидкостью и (в небольшом объёме) газовой смесью;
- максимально широкий интервал пористостей пласта $K_n = 0-40\%$;
- газо- и водонасыщенные пласты с коэффициентами газонасыщенности (K_r) в максимальном диапазоне от 0 до 0,85, реально встречающимся на практике;
- интервал изменения минерализации пластовой воды ($C_{пл}$) $C_{пл} = 0-250 \text{ г/л}$;
- цементные камни с плотностью в интервале $PL_{цем} = 0,9-2 \text{ г/см}^3$, охватывающие все типы лёгких, облепчённых и обычных цементов;
- S_{em} в затрубном пространстве скважин менялась в максимальном диапазоне от 0 до 100%.

Как известно, зонды ННК весьма чувствительны к водонасыщенной пористости K_n и газонасыщенности K_r пласта, но в меньшей степени к состоянию цемента. Естественно, что в методе ННК-Ц именно вариации K_n и K_r пласта выступают одними из главных «помех». Поэтому при создании метода одна из трудных задач состояла в нахождении (конструировании) таких функционалов от показаний зондов ММНК, чувствительность которых к S_{em} максимальна, а к параметрам пласта (K_n , K_r) – минимальна. Такое математическое преобразование (функционал) было найдено – это нормализация обратных показаний малого нейтронного зонда к большому, в результате которой нормализованные зонды совпадают при целом цементе и различаются при разрушенном / некачественном цементе, причём это положение сохраняется при всех значениях K_n и K_r пласта.

Пример эффективности этого преобразования приведен на рис. 1, где показаны зависимости обратных показаний малого (J_{mz}) и большого J_{bz} зондов ННК-Т от K_n после нормализации малого зонда к большому при решении задачи оценки качества цементирования в строящихся скважинах.

На рис. 1 нормализованные кривые $1/J_{mz, \text{норм}}$ и $1/J_{bz}$ практически совпадают при целом цементе $S_{em} = 100\%$ (кривые 1 и 3) и существенно расходятся при полностью отсутствующем цементе $S_{em} = 0$ (2 и 4), а при частичном разрушении цемента расхождение пропорционально величине S_{em} . Из графиков можно также увидеть ещё одну важную особенность ННК-Ц: относительная разность кривых 2 и 4 приближённо постоянна и почти не зависит от K_n . Последнее позволяет ввести измеряемый функционал от показаний

$Si[J_i]$, равный относительной разности нормализованных обратных показаний двух зондов 2ННК (6), который пропорционален показателю разрушенности / некачественности цементного камня (1-Сем), не зависит или слабо зависит от K_n и K_p , меняется от 0 до 1 при изменении Сем от целого до отсутствующего. Константа $K1$ находится из расчётов Монте-Карло, она различна для разных приборов ММНК и ГТУ и готовится заранее.

$$Si = K1 * (1/J_{мз,норм} - 1/J_{бз}) / (1/J_{мз,норм} + 1/J_{бз}) \sim 1 - Сем \quad (6)$$

Для некоторых условий, например, для больших диаметров (D_c) скважин $D_c \geq 243$ мм более подходящим функционалом Si , характеризующим разрушенность / некачественность цемента (1-Сем) и слабо зависящим от K_n и K_p , будет абсолютная разность нормализованных обратных показаний двух зондов ННК (7):

$$Si = K2 * (1/J_{мз,норм} - 1/J_{бз}) \quad (7)$$

Тогда искомый показатель Сем выражается через функционал Si следующей формулой (8):

$$Сем = (1 - Si) * 100\% \quad (8)$$

Для практического применения метода ННК-Ц необходимо знать, как в алгоритме интерпретации следует реализовать ключевую операцию нормализации показаний малого и большого зондов 2ННК. На основе анализа обширных расчётов Монте-Карло было установлено, что нормализация математически должна представлять из себя возведение обратных показаний малого зонда в некоторую положительную степень α . Оказалось, что α зависит от класса ГТУ и от типа прибора ММНК. Найти α можно двумя способами: 1) точно и априори – путём расчёта по Монте-Карло баз данных α (ГТУ) для требуемой области ГТУ, объёмом от одной скважины до месторождения (в последнем случае это может быть очень трудоёмким); 2) приближенно и онлайн – кросс-плотным способом по измеренным данным 2ННК в исследуемом интервале данной скважины, что вполне оперативно.

На рис. 2 приведён пример теоретического кросс-плота, рассчитанного методом Монте-Карло для зондов надтепловых нейтронов 2ННК-Нт прибора ряда ММНК, который построен в координатах « $J_{нт,мз} - J_{нт,бз}$ » («скорость счёта малого зонда – скорость счёта большого зонда») в двойном логарифмическом масштабе. Данный кросс-плот демонстрирует, что точки, соответствующие хорошему цементу, находятся приближённо на одной прямой линии, которая описывается уравнением линейной регрессии в этих координатах (9):

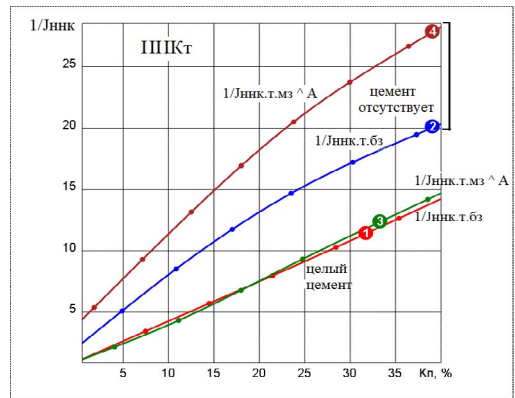


Рисунок 1. Теоретические зависимости обратных показаний малого и большого зондов ННК-Т от пористости K_n после нормализации малого зонда к большому

Figure 1. Theoretical dependences of the inverse readings of the small and large NNL-C probes on the porosity K_p after normalization of the small probe to the large probe

Решается задача оценки качества цементирования в новых строящихся обсаженных скважинах. Обсаженная скважина диаметром 216 мм с эксплуатационной колонной 168 мм и НКТ 73 мм, заполнена водой, $PL_{цем}$ за эксплуатационной колонной составляет 1,8 г/см³. Зависимости рассчитаны методом Монте-Карло (ниже индекс «ННК» в показаниях J опускается).

The problem of cementing quality evaluation in new cased wells under construction is to be addressed. A 216 mm diameter cased well with 168 mm production casing and 73 mm tubing is filled with water, PL_{cem} behind the production casing is 1.8 g/cm³. Dependencies are calculated by Monte Carlo method (below the NNL index in J readings is omitted).

$$\log J_{bz} = \alpha \log J_{mz} + B \quad (9)$$

где угловой коэффициент α и есть искомая степень, в которую при нормализации надо возводить обратные показания малого зонда.

На рис. 3 аналогичный кросс-плот построен по данным скважинных измерений двухзондовым прибором 2ННК-Т в координатах « $J_{т,мз} - J_{т,бз}$ » («скорость счёта малого зонда – скорость счёта большого зонда») в двойном логарифмическом масштабе. На кросс-плоте нижняя касательная прямая соответствует хорошему состоянию цемента. По ней степень α определяется описанным выше способом.

Онлайн-нахождение степени α кросс-плотным способом обычно является приближённым, поскольку кросс-плот не всегда имеет определённую форму и/или не всегда содержит достаточное количество точек для однозначного построения касательной и вычисления α как её углового наклона. Поэтому если ГТУ в исследуемой скважине известны, то точнее определять искомую степень α априори расчётным способом. Но когда это

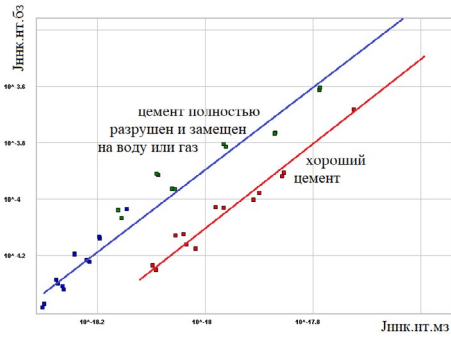


Рисунок 2. Теоретический кросс-плот в координатах «скорость счёта малого зонда $J_{\text{ННК.ПТ.МЗ}}$ – скорость счёта большого зонда $J_{\text{ННК.ПТ.БЗ}}$ » в двойном логарифмическом масштабе, рассчитанный методом Монте-Карло для прибора 2ННК-Нт
Figure 2. Theoretical crossplot in coordinates “small probe count rate $J_{\text{NNL.mz.nt}}$ – large probe count rate $J_{\text{NNL.bz.nt}}$ ” in double logarithmic scale, calculated by Monte Carlo method for the 2NNL-Nt tool

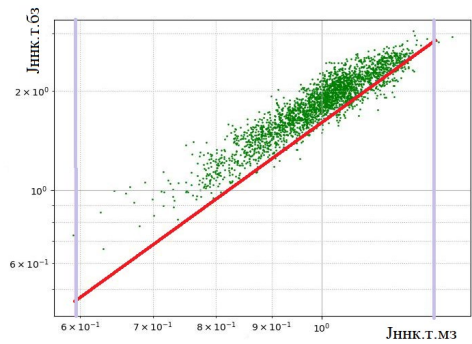


Рисунок 3. Кросс-плот в координатах «скорость счёта малого зонда $J_{\text{T.Mz}}$ – скорость счёта большого зонда $J_{\text{T.Bz}}$ » в двойном логарифмическом масштабе, построенный по реальным измерениям в скважине прибором 2ННК-Т
Figure 3. Cross-plot in coordinates “small probe count rate $J_{\text{T.mz}}$ – large probe count rate $J_{\text{T.bz}}$ ” in double logarithmic scale, plotted based on real measurements in the well by 2NNL-T device

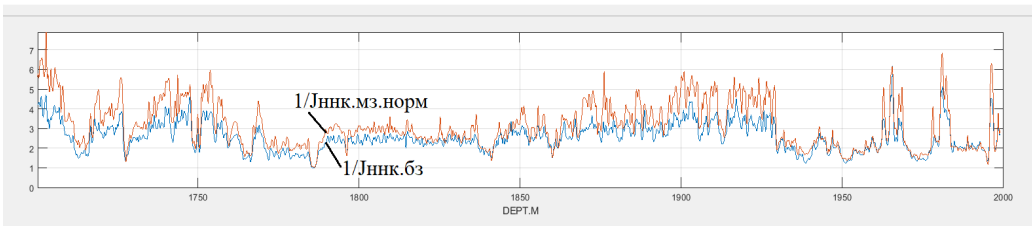


Рисунок 4. Пример нормализованных кривых обратных скоростей счёта малого и большого зондов тепловых нейтронов прибора 2ННК-Т
Figure 4. Example of normalized curves of inverse count rate curves of small and large thermal neutron probes of the 2NNL-T tool

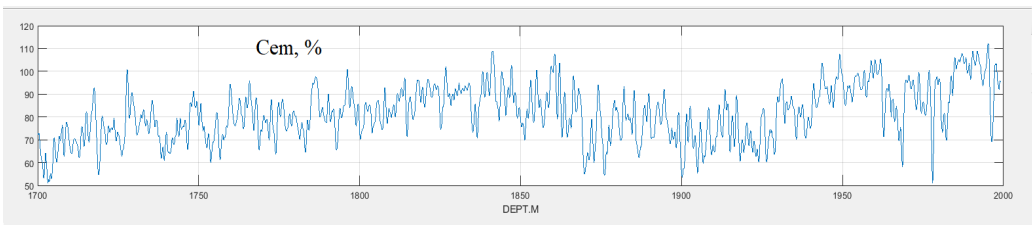


Рисунок 5. Пример результата расчета целостности цемента Cem за эксплуатационной колонной с использованием двухзондового прибора 2ННК-Т
Figure 5. Example of integrity calculation result of Cement ‘Cem’ behind a production casing using a 2NNL-T dual probe tool

*Кривая Cem соответствует кривым скоростей счёта, изображенным на рис. 4.
 The Cem curve corresponds to the count rate curves shown in Fig. 4.*

почему-либо невозможно (нет времени, неизвестен ряд ГТУ или др.), допускается приближенное определение степени α по кросс-плоту.

После нахождения верного значения искомой степени α ключевая операция

нормализации при обработке ННК-Ц выполняется путём возведения обратных показаний малого зонда $1/J_{\text{mz}}$ в эту степень α . Пример таким образом нормализованных каротажных кривых 2ННК, измеренных в реальной скважине, приведён на рис. 4. По относительной разности

Si этих кривых по формуле (8) рассчитывается целостность цемента Сем . Пример цементограммы скважины $\text{Сем}(H)$, полученной по кривым рис. 4, приведён на связанном с ним рис. 5.

Опытно-промышленные испытания нейтронной цементометрии ННК-Ц

Алгоритм ННК-Ц был создан целиком на основе математического моделирования и теории. Для подтверждения правильности работы нейтронной цементометрии с применением предложенного метода ННК-Ц были выполнены его опытное опробование на моделях и испытания на реальных скважинах.

В качестве методического подхода к проведению сравнительных испытаний ННК-Ц было выбрано сопоставление с результатами оценки состояния цементного кольца, полученными одним из основных стандартных методов – ГГК-Ц (скважинный прибор СГДТ). Кривая плотности заколонного пространства (пространства между колонной и стенкой скважины), рассчитанная по методу ГГК-Ц, принята при сопоставлении за эталонную кривую.

Выбор последнего объясняется двумя причинами. Во-первых, оба метода поквартиво определяют одну и ту же физическую величину Сем в затрубном пространстве, только ГГК-Ц по его средней плотности, а ННК-Ц по его среднему водородосодержанию. Во-вторых, метод ГГК-Ц/СГДТ обеспечивает достаточно высокую точность оценки Сем , если выполнены условия его применимости: водонаполненные скважины и превышение плотности цемента над плотностью промысловой жидкости в затрубном пространстве не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$, т.е. использование в основном обычных цементов.

Наиболее серьёзную трудность при проведении тестирования ННК-Ц по данным ГГК-Ц/СГДТ вызвал поиск нужных скважин (их было рассмотрено порядка сотни) по следующим причинам:

а) немного скважин, где одновременно проводились измерения ГГК-Ц/СГДТ и ММНК/ННК-Ц;

б) в старых скважинах измерения приборами СГДТ часто были проведены гораздо раньше, чем приборами ММНК с нужными для ННК-Ц зондами, поэтому за прошедшее время цементное кольцо могло дополнительно разрушиться, из-за чего тестирование ННК-Ц в этих скважинах могло быть не вполне некорректным и занижать значения Сем ;

в) именно газонаполненные скважины представляют особый интерес для применения ННК-Ц, поскольку в них не работают никакие другие методы цементометрии, например, с приборами СГДТ, АКЦ, USIT, но из-за того, что ГГК-Ц в таких скважинах не проводится, трудно было найти для тестирования газонаполненные скважины, в которых ранее (при заполнении

этих скважин водой) были проведены измерения СГДТ.

Тем не менее было найдено репрезентативное количество подходящих водозаполненных и газозаполненных обсаженных скважин, в которых было выполнено опробование и тестирование ММНК/ННК-Ц по данным традиционной цементометрии ГГК-Ц/СГДТ. Некоторые примеры из них приведены на рис. 6 и 7.

На рис. 6 демонстрируется достоверность результатов интерпретации предложенным методом ННК-Ц, которая подтверждается сопоставлением кривой плотности цементного камня, полученной независимо методом ННК-Ц по данным тепловых зондов 2ННК-Т (синяя кривая) и ГГК-Ц/СГДТ (коричневая кривая) при оценке степени разрушенности цемента в скважине, заполненной жидкостью.

На рис. 7 показано сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента с использованием 2ННК-Т (а) и 2ННК-Нт (б). Оба изображения соответствуют одной и той же скважине. Скважина заполнена жидкостью. Хорошее согласие кривых подтверждает достоверность методики ННК-Ц. Кривая плотности, рассчитанная по 2ННК-Нт, имеет более сильные флуктуации из-за пониженной статистики для данных зондов.

На рис. 8, 9 демонстрируется достоверность результатов ННК-Ц в четырех газозаполненных скважинах, подтверждаемая сопоставлением кривых плотности цементного камня, полученных предложенным методом ННК-Ц с помощью прибора 2ННК-Т (синие кривые) в газозаполненных скважинах и методом ГГК-Ц/СГДТ (коричневые кривые) в тех же водозаполненных скважинах.

Обсуждение

Предложен, разработан, опробован и применяется на практике новый метод интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц с использованием аппаратуры ММНК, оценивающий состояние цементной крепи любой скважины: с произвольным заполнением, с любым типом/плотностью цемента, с одной колонной или оборудованной НКТ, применимый на всех стадиях жизни скважины – от строительства до эксплуатации в фонде зрелых и старых скважин, а также свободный от ограничений стандартных методов ГГК-Ц и АКЦ.

Состав технологии ННК-Ц:

- методические рекомендации по применению технологии ННК-Ц [5]. При необходимости технология адаптируется под уникальные ГТУ недропользователя;

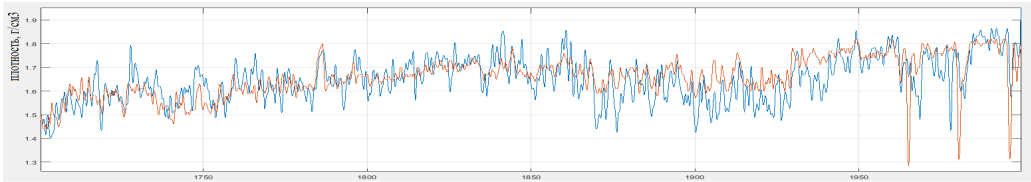


Рисунок 6. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц по данным тепловых зондов 2ННК-Т (синяя кривая) и независимо по СГДТ (коричневая кривая) при оценке степени разрушенности цемента
Figure 6. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method using 2NNL-T thermal probes (blue curve) and independent cement density log (brown curve) when estimating the degree of cement failure

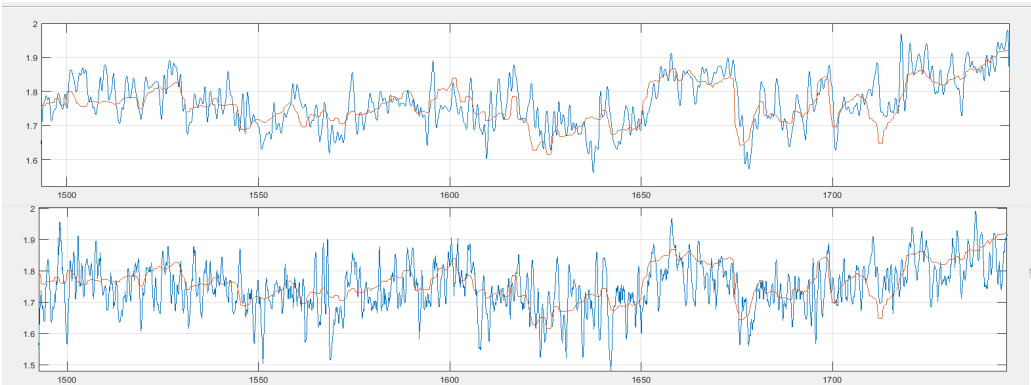


Рисунок 7. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента
Figure 7. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure

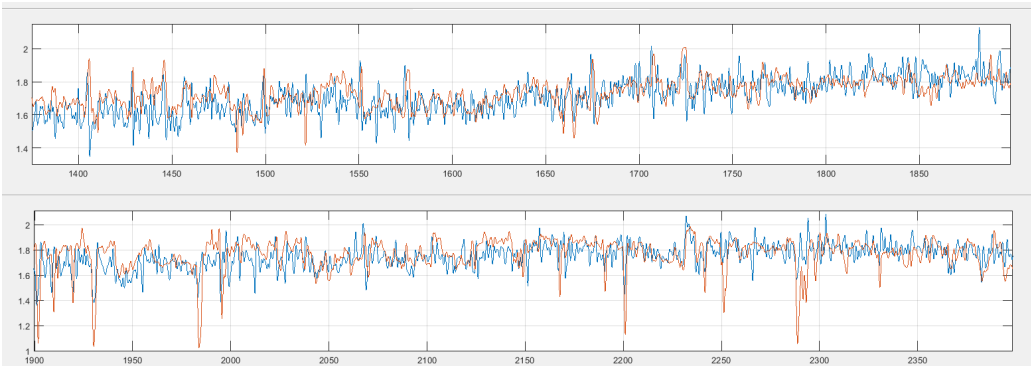


Рисунок 8. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента в двух скважинах
Figure 8. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure in two wells

Оба результата ННК-Ц получены по данным 2ННК-Т в скважинах, заполненных газом. Оба результата СГДТ получены в тех же водогазонасыщенных скважинах.

Both NNL-C results are derived from 2NNL-T data in gas-filled wells. Both cement density log results are obtained in the same water-filled wells.

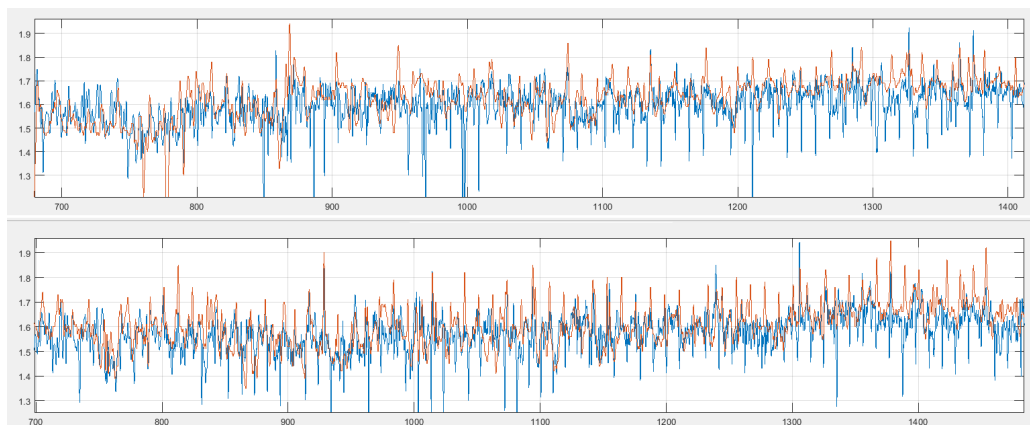


Рисунок 9. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента в двух скважинах

Figure 9. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure in two wells

Оба результата ННК-Ц получены по данным 2ННК-Т в скважинах, заполненных газом. Оба результата СГДТ получены в тех же водозаполненных скважинах.

Both NNL-C results are derived from 2NNL-T data in gas-filled wells. Both cement density log results are obtained in the same water-filled wells.

- программно-интерпретационное обеспечение методики ННК-Ц;

- база данных «DB_NNK-CEMENT» интерпретационных палеточных зависимостей ММНК от параметров ГТУ;

- рекомендации по выбору скважинной аппаратуры для реализации технологии ННК-Ц.

Метод реализуется в зависимости от ГТУ измерений с приборами 2ННК-Т или 2ННК-Нт; работает с любыми типами цементов, включая лёгкие и обычные; применим для широкой номенклатуры диаметров скважин, эксплуатационных колонн и НКТ, применяющихся на практике, в скважинах с НКТ и без НКТ. Заполнение скважины может быть любое: газ, жидкость или их смеси. Метод не требует трудоёмкой работы по созданию обширных баз данных палеточных зависимостей, что упрощает решение задачи цементометрии; работает в максимальном диапазоне пористостей (0–40%), при этом знание величины K_p для оценки цемента не требуется, что значительно упрощает решение задачи цементометрии. Метод работает в пластах с любым характером насыщенности: нефть, вода, конденсат, газ или их смеси и практически для любых реально встречающихся K_{np} , кроме самых высоких (0,75–0,8), при этом не требует знания величины K_{np} , что также значительно упрощает решение задачи цементометрии. Очень высокие K_p являются помехой, несколько искажающей результат.

Заключение

ННК-Ц решает задачу контроля качества цементирования новых строящихся скважин с использованием любой аппаратуры ряда ММНК, в т.ч. наиболее распространённых монометодных двухзондовых приборов 2ННК-Т или 2ННК-Нт.

Задача оценки разрушенности цемента в скважинах эксплуатационного фонда несколько лучше решается приборами 2ННК-Нт, которые работают в любых ГТУ, включая высокоминерализованные пластовые воды или газозаполненные скважины. Но и более распространённые приборы 2ННК-Т здесь также применимы, хотя и в немного более ограниченной области ГТУ, т.к. они имеют несколько меньшую чувствительность к цементу.

Достоверность результатов метода ННК-Ц подтверждена сопоставлением результатов обработки данных 2ННК-Нт и 2ННК-Т в водозаполненных и газозаполненных реальных скважинах с результатами традиционной цементометрии ГГК-Ц/СГДТ в этих же скважинах.

Технология ННК-Ц готова к применению в реальных эксплуатационных условиях на объектах недропользователей Республики Казахстан.

На метод ННК-Ц получен патент РФ на изобретение [8]. На программу и базу данных получены свидетельства о государственной регистрации [9, 10].

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: Поляченко Л.Б. – разработка алгоритмов и обрабатывающих программ методики интерпретации ННК-Ц, их тестирование на скважинных данных приборов ММНК, написание второй части статьи; Поляченко А.Л. – разработка физико-геологических основ метода ННК-Ц, проверка их с помощью математического моделирования, написание первой части статьи; Егурцов С.А. – анализ и ранжирование геолого-технических условий, влияющих на показания зондов ММНК, и оценка связанных с ними погрешностей ННК-Ц; Иванов Ю.В. – поиск и отбор данных скважинных измерений стандартных методов цементометрии гамма-гамма ГГК-Ц и акустического АКЦ, подходящих для тестирования методики

нейтронной цементометрии ННК-Ц, участие в опробовании ННК-Ц.

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: Lyudmila B. Polyachenko – development of algorithms and processing programs for the NNL-C interpretation method, their testing on the well data of MMNL tools, writing the second part of the article; Anatoly L. Polyachenko – development of physical and geological bases of the NNL-C method, their verification using mathematical modeling, writing the first part of the article; Sergey A. Eгуртов – analysis and ranking of geological and technical conditions affecting the readings of MMNL probes and assessment of associated NNL-C errors; Yury V. Ivanov – search and selection of borehole measurement data of standard gamma-gamma GGL-C and acoustic AL-C cement bond log methods suitable for testing the NNL-C cement bond log methodology, participation in NNL-C tests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов О.Л. Поляченко А.Л. Скважинная ядерная геофизика: справочник геофизика. 2-е изд. Москва : Недра, 1990. 318 с.
2. Сквородников И.Г. Геофизические исследования скважин. 3-е изд. Екатеринбург : Институт испытаний; 2009. 471 с.
3. slb.ru [интернет]. ООО «Технологическая компания Шлюмберже» [дата обращения 02.03.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.slb.ru>.
4. Методические рекомендации по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа / под ред. А.Л. Поляченко. Москва-Тверь : ПолиПРЕСС, 2022. 204 с.
5. Методические рекомендации по применению технологии и методики нейтрон-нейтронной цементометрии действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа (технология ННК-Ц) / под ред. А.Л. Поляченко. Москва-Тверь : ПолиПРЕСС, 2023. 88 с.
6. McKinney G. (Los Alamos National Laboratory). MCNP – A general Monte Carlo code n-particle transport code, Version 5. X-5 Monte Carlo Team; 2000 March. Report No.: LA-13709-M.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2021610817/ 19.01.21. Бюл. №1. Поляченко А.Л., Бабкин И.В., Поляченко Л.Б. Векторная программа для многогруппового сеточного моделирования полей, показаний и палеток методов ядерного каротажа в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах (программа «POLE»). Режим доступа: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610817&TypeFile=html. Дата обращения: 12.08.2024.
8. Патент РФ на изобретение № 2778620/ 22.08.22. Бюл. №24. Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А., и др. Метод нейтрон-нейтронной цементометрии (ННК-Ц) для контроля качества цементирования облепченными и обычными цементами строящихся скважин и состояния цементного камня эксплуатируемых нефтегазовых скважин, заполненных любыми типами флюидов. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2778620&TypeFile=html. Дата обращения: 12.08.2024.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ РФ № 2021613443/ 09.03.21. Бюл. №9. ООО «ИНТ «ГеоСпектр». Программа интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК (программа «N-Cement»). Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html. Дата обращения: 22.08.2024.
10. Свидетельство о государственной регистрации базы данных РФ № 2022622979/ 21.11.22. Бюл. №12. ООО «ИНТ «ГеоСпектр». База данных интерпретационных палеточных зависимостей для нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах «DB_NNK-CEMENT». Режим доступа https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html. Дата обращения: 22.08.2024.

REFERENCES

1. Kuznetsov OL, Polyachenko AL. *Skvazhinnaya yadernaya geofizika: spravochnik geofizika*. 2-e izd. Moscow: Nedra; 1990. 318 p. (In Russ).
2. Skovorodnikov IG. *Geofizicheskiye issledovaniya skvazhin*. 3-e izd. Ekaterinburg: Institut ispytaniy; 2009. 471 p. (In Russ).
3. slb.ru [Internet]. ООО «Технологическая компания Шлюмберже» [cited 2 March 2024]. Available from: <https://www.slb.ru>.
4. Polyachenko AL, editor. *Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu tekhnologii i metodiki mul'timetodnogo mnogozondovogo neytronnogo karotazha dlya opredeleniya gazonasyschennosti plastov-kollektorov v obszhennykh skvazhinakh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy i podzemnykh khranilishch gaza*. Tver': PoliPRESS; 2022. 204 p. (In Russ).
5. Polyachenko AL, editor. *Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu tekhnologii i metodiki neytron-neytronnogo tsementometrii deystvuyushchikh skvazhin neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy i podzemnykh khranilishch gaza (tekhnologiya NNK-C)*. Moskva-Tver': PoliPRESS; 2023. 88 p. (In Russ).
6. McKinney G (Los Alamos National Laboratory). MCNP – A general Monte Carlo code n-particle transport code, Version 5. X-5 Monte Carlo Team; 2000 March. Report No.: LA-13709-M.
7. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM RU 2021610817/ 19.01.21. Byul. №1. Polyachenko AL, Babkin IV, Polyachenko LB. *Vektornaya programma dlya mnogogruppyovogo setchnogo modelirovaniya poley, pokazaniy i paletok metodov yadernogo karotazha v vertikal'nykh i naklonno-gorizontal'nykh skvazhinakh (programma «POLE»)*. Available from: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610817&TypeFile=html. (In Russ).
8. Patent RUS № 2778620/ 22.08.22. Byul. №24. Polyachenko AL, Polyachenko LB, Polyachenko YA, et al. *Metod neytron-neytronnogo tsementometrii (NNK C) dlya kontrolya kachestva cementirovaniya oblegchennymi i obychnymi cementami stroyashchihsya skvazhin i sostoyaniya cementnogo kamnya ekspluatiruemyykh neftegazovykh skvazhin, zapolnennykh lyubymi tipami flyuidov*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2778620&TypeFile=html. (In Russ).
9. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM RUS № 2021613443/ 09.03.21. Byul. №9. GeoSpektr. *Programma interpretatsii dannykh neytronnogo tsementometrii pri issledovanii obszhennykh skvazhin neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy apparatury mul'timetodnogo mnogozondovogo neytronnogo karotazha – MMNK (programma «N-Cement»)*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html. (In Russ).
10. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii bazy dannykh RUS № 2022622979/ 21.11.22. Byul. №12. GeoSpektr. *Baza dannykh interpretatsionnykh paletochnykh zavisimostey dlya neytron-neytronnogo tsementometrii NNK-C v obszhennykh gazovykh skvazhinakh «DB_NNK-CEMENT»*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Поляченко Людмила Борисовна

канд. физ.-мат. наук

ORCID 0009-0006-0498-896X

e-mail: l_polyachenko@int-geos.ru.**Поляченко Анатолий Львович**

докт. физ.-мат. наук

ORCID 0009-0009-6523-1479

e-mail: a_polyachenko@int-geos.ru.**Егурцов Сергей Алексеевич**

ORCID 0009-0004-6341-8305

e-mail: s_egurtsov@int-geos.ru.***Иванов Юрий Владимирович**

канд. техн. наук

ORCID 0009-0001-9888-4304

e-mail: y_ivanov@int-geos.ru.

AUTHORS' INFO

Lyudmila B. Polyachenko

Cand. Sc. (Physical and Mathematical)

ORCID 0009-0006-0498-896X

e-mail: l_polyachenko@int-geos.ru.**Anatoly L. Polyachenko**

Doct. Sc. (Physics and Mathematics)

ORCID 0009-0009-6523-1479

e-mail: a_polyachenko@int-geos.ru.**Sergey A. Egurtsov**

ORCID 0009-0004-6341-8305

e-mail: s_egurtsov@int-geos.ru.***Иванов Юрий Владимирович**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID 0009-0001-9888-4304

e-mail: y_ivanov@int-geos.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 665.6/.7
МРНТИ 61.51.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>

Получена: 07.10.2024.

Одобрена: 29.11.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Интеграция термо-, гидродинамических, кинетических факторов в математическом моделировании процесса каталитического риформинга

Г.Ж. Сейтенова¹, Р.М. Дюсова², Е.А. Жакманова³, Я. Сергеевс², М. Борашова⁴

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

²Торайгыров Университет, г. Павлодар, Казахстан

³Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан

⁴Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Интеграция различных факторов, влияющих на технологические процессы нефтеперерабатывающей промышленности, является ключом к повышению эффективности и устойчивости этой отрасли. В условиях изменяющегося рынка и ужесточения экологических требований важно постоянно обновлять подходы, разрабатывать инновационные решения и оптимизировать производственные процессы для достижения наилучших результатов.

Цель. Целью исследования является объединение термодинамических, кинетических и гидродинамических аспектов в единую модель, а также её валидация на основе экспериментальных данных и реальных условий эксплуатации, чтобы обеспечить точность и надёжность предсказаний модели.

Материалы и методы. Основные методы исследования включают статистический анализ данных, моделирование процессов и экспериментальные исследования на различных стадиях технологического цикла.

Результаты. В результате работы были выявлены ключевые параметры, которые оказывают наибольшее влияние на качество конечного продукта и эффективность производства. Кроме того, предложены рекомендации по оптимизации производственных процессов с учётом полученных данных.

Заключение. Основные выводы исследования заключаются в том, что интеграция различных факторов позволяет значительно улучшить показатели производства и снизить затраты на переработку сырья. Исследование подчеркивает важность комплексного подхода к управлению производственными процессами в нефтеперерабатывающей промышленности, что может быть полезно для дальнейшего развития отрасли. Разработанная модель может быть использована для обучения персонала в области моделирования технологических процессов, обладает интуитивным интерфейсом и не требует глубоких знаний в программировании, что делает её идеальной для начальной подготовки специалистов.

Ключевые слова: математическое моделирование, каталитический риформинг, топливо, повышение эффективности, оптимизация, термодинамика, гидродинамика, кинетика.

Как цитировать:

Сейтенова Г.Ж., Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сергеевс Я., Борашова М. Интеграция термо-, гидродинамических, кинетических факторов в математическом моделировании процесса каталитического риформинга // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 112–121. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>.

UDC 665.6/.7

CSCSTI 61.51.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>

Received: 07.10.2024.

Accepted: 29.11.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

Integration of Thermo-, Hydrodynamic, and Kinetic Factors in the Mathematical Modeling of the Catalytic Reforming Process

Gayni Zh. Seitenova¹, Rizagul M. Dyussova², Yekaterina A. Zhakmanova³, Yakobs Sergeevs², Moldir Borashova⁴

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

²Toraighyrov University, Pavlodar, Kazakhstan

³Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

⁴Atyrau University of Oil and Gas, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The integration of various factors affecting processes in oil refining is crucial for enhancing both the efficiency and sustainability of the industry. In a changing market and increasingly stringent environmental regulations, it is essential to continuously update approaches, develop innovative solutions, and optimize production processes to achieve the best possible outcomes.

Aim: The study aims to integrate thermodynamic, kinetic and hydrodynamic aspects into a unified model, and to validate the outcome based on experimental data and real-world operating conditions to ensure the accuracy and reliability of model predictions.

Materials and methods: The primary research methods include statistical data analysis, process modeling, and experimental studies at various stages of the production cycle.

Results: The study identified the key parameters that significantly impact the quality of the final product and production efficiency. Furthermore, it offers recommendations for optimizing production processes based on the data obtained.

Conclusion: The study concludes that integrating various factors can significantly enhance production performance and reduce refining costs. The study emphasizes the importance of an integrated approach to the management of production processes in the oil refining industry, which can facilitate the further development of the industry. The model created can be utilized for training personnel in process simulation. With its user-friendly interface, it requires no extensive programming knowledge, making it well-suited for the initial training of specialists.

Keywords: *mathematical modeling; catalytic reforming; fuel; efficiency improvement; optimization; thermodynamics; hydrodynamics; kinetics.*

To cite this article:

Seitenova GZ, Dyussova RM, Zhakmanova YA, Sergeevs Y, Borashova M. Integration of Thermo-, Hydrodynamic, and Kinetic Factors in the Mathematical Modeling of the Catalytic Reforming Process. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):112–121. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>

ӨЖ 665.6/.7
FTAХР 61.51.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>

Қабылданды: 07.10.2024.

Мақұлданды: 29.11.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Каталитикалық риформинг процесін математикалық модельдеудегі термо-, гидродинамикалық, кинетикалық факторлардың интеграциясы

Г.Ж. Сейтенова¹, Р.М. Дюсова², Е.А. Жакманова³, Я. Сергеевс², М. Борашова⁴

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

²Торайғыров Университеті, Павлодар қаласы, Қазақстан

³Л.Н.Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті, Астана қаласы, Қазақстан

⁴С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай өңдеу өнеркәсібінің технологиялық процестеріне әсер ететін әртүрлі факторлардың интеграциясы осы саланың тиімділігі мен тұрақтылығын арттырудың кілті болып табылады. Өзгермелі нарық пен экологиялық талаптардың қатаңдауы жағдайында ең жақсы нәтижеге қол жеткізу үшін тәсілдерді үнемі жаңартып отыру, инновациялық шешімдерді әзірлеу және өндірістік процестерді оңтайландыру маңызды.

Мақсаты. Біздің зерттеуіміздің мақсаты - термодинамикалық, кинетикалық және гидродинамикалық аспектілерді біртұтас модельге біріктіру, сонымен қатар модель болжамдарының дәлдігі мен сенімділігін қамтамасыз ету үшін эксперименттік мәліметтер мен нақты пайдалану жағдайларына негізделген валидация.

Материалдар мен әдістер. Зерттеудің негізгі әдістеріне статистикалық деректерді талдау, процестерді модельдеу және технологиялық циклдің әртүрлі кезеңдеріндегі эксперименттік зерттеулер жатады.

Нәтижелері. Жұмыс нәтижесінде түпкілікті өнімнің сапасы мен өндіріс тиімділігіне үлкен әсер ететін негізгі параметрлер анықталды. Сонымен қатар, алынған деректерді ескере отырып, өндірістік процестерді оңтайландыру бойынша ұсыныстар ұсынылған.

Қорытынды. Зерттеудің негізгі қорытындылары әртүрлі факторларды біріктіру өндіріс көрсеткіштерін айтарлықтай жақсартуға және шикізатты өңдеу шығындарын азайтуға мүмкіндік береді. Зерттеу мұнай өңдеу өнеркәсібіндегі өндірістік процестерді басқарудың кешенді тәсілінің маңыздылығын көрсетеді, бұл саланы одан әрі дамыту үшін пайдалы болуы мүмкін. Өзірленген модельді технологиялық процестерді модельдеу саласында персоналды оқыту үшін пайдалануға болады, интуитивті интерфейске ие және бағдарламалауда терең білімді қажет етпейді, бұл оны мамандарды бастапқы даярлау үшін өте қолайлы етеді.

Негізгі сөздер: математикалық модельдеу, каталитикалық риформинг, отын, тиімділікті арттыру, оңтайландыру, термодинамика, гидродинамика, кинетика.

Дәйексөз келтіру үшін:

Сейтенова Г.Ж., Дюсова Р.М., Жакманова Е.А., Сергеевс Я., Борашова М. Каталитикалық риформинг процесін математикалық модельдеудегі термо-, гидродинамикалық, кинетикалық факторлардың интеграциясы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 112–121 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108790>.

Введение

Производство нефтепродуктов остаётся актуальным в мире, несмотря на сдвиг к использованию альтернативных, экологически чистых источников энергии. Для устойчивого развития страны необходимо принимать меры для оптимизации существующих предприятий, производящих нефтепродукты (префективность, энергосбережение, ресурсоэффективность, декарбонизация, эффективная эксплуатация и варианты чистой ликвидации).

В Казахстане три крупных нефтеперерабатывающих предприятия. Согласно годовому отчету АО НК «КазМунайГаз» за 2022 г. нефтеперерабатывающие (далее – НПЗ) и нефтехимические (далее – НХЗ) заводы Казахстана имеют следующие индексы Нельсона: Атырауский НПЗ – 13,9, Павлодарский НХЗ – 10,5, Шымкентский НПЗ – 8,2. Современные НПЗ США и Европы имеют индекс Нельсона свыше 15, при этом в рыночных условиях смогут выжить НПЗ с индексом Нельсона не ниже 10 [1].

Для повышения мощности и глубины переработки эффективно используется метод математического моделирования. Этот подход помогает решать задачи рационального использования углеводородных ресурсов, прогнозирования состава продуктов и планирования, а также оптимизации работы действующих нефтеперерабатывающих установок с целью увеличения ресурсоэффективности и энергосбережения. Применение математических моделей в нефтехимической промышленности предоставляет возможность не только разрабатывать, но и оптимизировать технологические режимы эксплуатации как для нового, так и для действующего оборудования. Это позволяет гибко адаптировать установки к изменяющемуся составу сырья, обеспечивая стабильность производственных процессов и повышение их эффективности.

Современные модели процесса каталитического риформинга объединяют несколько подходов для более точного описания. Кинетические модели позволяют предсказывать изменение состава продукта на основе реакционных механизмов, но для достижения полной картины процесса их необходимо сочетать с гидродинамическими и термодинамическими моделями. Например, для реакторов с неподвижным слоем катализатора важно учитывать распределение температуры и давления, что делает интеграцию гидродинамики и теплопередачи в модель крайне важной.

Каталитический риформинг – это процесс с высокой экзотермичностью реакций, что требует точного контроля над температурным режимом реактора. Неравномерное распределение температуры может привести к снижению активности катализатора, деградации продукта или даже повреждению оборудования.

Целью нашего исследования является объединение термодинамических, кинетических и гидродинамических аспектов в единую модель, а также её валидация на основе экспериментальных данных и реальных условий эксплуатации, чтобы обеспечить точность и надёжность предсказаний модели.

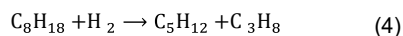
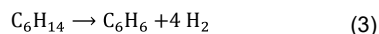
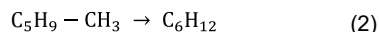
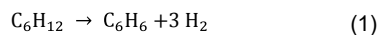
При создании математической модели каталитического риформинга критически учитывались термодинамические параметры (температура, давление, состав исходных реагентов), кинетические параметры (коэффициенты скорости реакций, механизмы реакций и энергия активации) и гидродинамические параметры (скорость потока, распределение скорости и поведение потока). Также учитывались катализаторные параметры (тип, состав и активная поверхность катализатора), параметры реактора (тип, размер и форма) и теплообмен. Все эти факторы влияют на точность модели и эффективность предсказаний для оптимизации процесса.

Материалы и методы исследования

Объект исследования – установка каталитического риформинга, производительность которой составляет 1000 тыс. т/г.

Каталитический риформинг представляет собой сложный химический процесс, включающий в себя множество реакций, благодаря которым существенно изменяется углеводородный состав бензиновых фракций. Основная цель процесса – ароматизация бензинов. Достигается она путём дегидрогенизации шестичленных нафтен и дегидроциклизации парафинов:

- дегидрогенизация шестичленных нафтен (1);
- дегидрогенизация пятичленных нафтен (2);
- дегидроциклизация парафинов (3);
- гидрокрекинг парафинов (4).



Помимо этого, процесс включает реакции изомеризации, крекинга и гидроочистки, которые также влияют на состав и качество продуктов. В результате всего комплекса реакций увеличивается выход ароматических углеводородов (далее – УВ), таких как бензол, толуол и ксилол. Поскольку основные реакции риформинга требуют тепла, важным аспектом процесса является поддержание высокой температуры для обеспечения стабильности и эффективности каталитических преобразований.

Параметры работы установки каталитического риформинга представлены на рис. 1. Тяжёлая бензиновая фракция, используемая в качестве сырья, поступает из кубовой части сплиттера нефти секции на вход сырьевых насосов блока риформинга, а затем направляется на смешение с водородсодержащим газом (рис. 2).

Математическое моделирование процесса каталитического риформинга

На первом этапе были использованы результаты экспериментальных исследова-

ний, зафиксированные методом газовой хроматографии [2–5]. Данные по технологическому режиму установки были взяты с завода (табл. 1). Математическое моделирование химико-технологических процессов представляет собой мощный инструмент для анализа и оптимизации технологических систем через серию комплексных компьютерных расчётов. Этот метод позволяет оперативно получить детализированное описание работы проектируемого оборудования, а также выявить основные закономерности исследуемого процесса, что способствует дальнейшей его оптимизации. В основе этого подхода

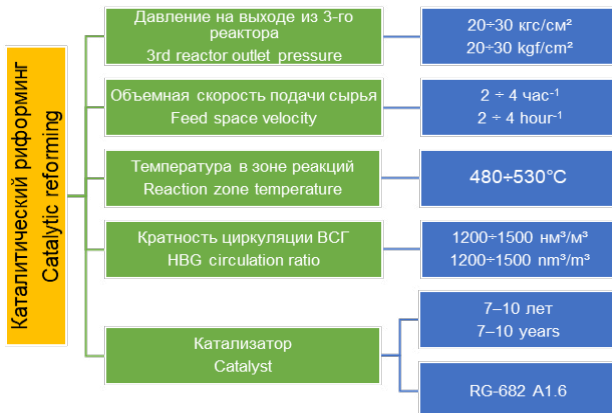


Рисунок 1. Параметры работы установки каталитического крекинга

Figure 1. Operating parameters of the catalytic cracking unit

ВСГ / HBG – водородсодержащий газ / hydrogen-bearing gas; RG-682 A1.6 – катализатор риформинга / reforming catalyst

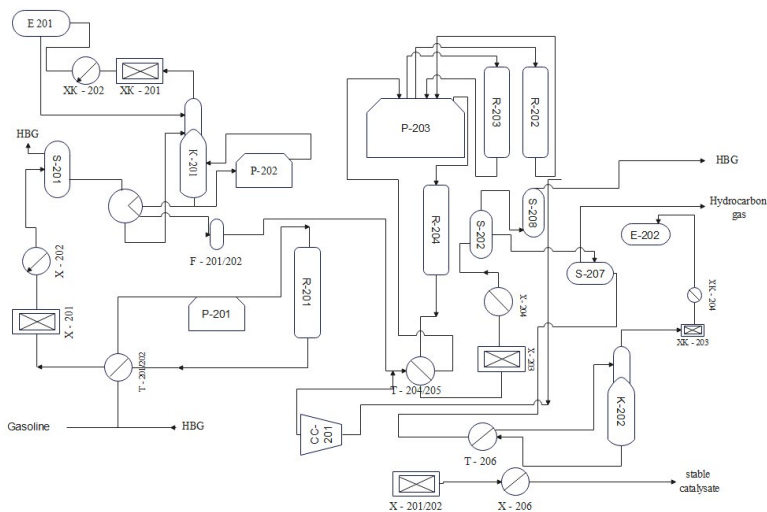


Рисунок 2. Установка каталитического риформинга

Figure 2. Catalytic Reforming Unit

R – реактор / reactor; P – печь / furnace; S – сепаратор / separator; T – теплообменник / heat exchanger; F – фильтр / filter; CC – компрессор циркуляционного газа / cycled gas compressor; K – стабилизационная колонна / stabilizer; E – ёмкость орошения / reflux drum; XK – холодильник-конденсатор / condenser cooler; X – холодильник / cooler; HBG – водородсодержащий газ / hydrogen-bearing gas.

лежит разработка математической модели, выбор эффективных алгоритмов для её решения, а также создание программного обеспечения, обеспечивающего точные и оперативные расчёты.

На этапе построения модели для процессов каталитического риформинга первостепенной задачей является определение ключевых химических реакций и механизмов их протекания. Важно учитывать термодинамические, кинетические и гидродинамические параметры, такие как энтальпия, энтропия, энергия Гиббса и степень превращения вещества, а также активность катализатора, применяемого в реакторе.

Каталитический риформинг значительно трансформирует углеводородный состав бензиновых фракций, увеличивая содержание ароматических УВ благодаря ряду каталитических реакций. Эти реакции включают дегидрирование циклогексана и его производных, изомеризацию и последующее дегидрирование производных циклопентана, а также дегидроциклизацию парафинов. Дополнительные важные реакции, такие как гидрокрекинг, гидрогенолиз и изомеризация УВ, оказывают существенное влияние на конечный состав продуктов. Для предотвращения образования кокса процесс часто проводят при высоком давлении водорода, используя движущийся слой катализатора, что обеспечивает его непрерывную регенерацию и стабильность работы системы [6, 7].

Термодинамический анализ реакций осуществляется для оценки вероятности протекания каждой стадии процесса. При этом рассчитываются значения энергии Гиббса (5), константы равновесия реакций, энтальпия и энтропия реакций (6):

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \tag{5}$$

$$\ln(K_p) = -\frac{\Delta G}{RT} \tag{6}$$

где G – свободная энергия Гиббса, кДж/моль; H – Энтальпия, Дж/моль; T – температура, К; S – энтропия, Дж/К; K_p – стандартная константа равновесия; R – универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/(моль·К).

Термодинамическое моделирование включает расчёты распределения температуры по длине реактора и по всему объёму катализаторного слоя. Это требует решения уравнений теплообмена в комбинации с уравнениями состояния вещества, чтобы определить равновесие фаз и изменение состояния катализатора при различных температурах.

Разработанная система включает 69 групповых компонентов. Математическая модель представляет собой комбинацию, основанную на ранее предложенных моделях. Она описывается системой из 70 диф-

Таблица 1. Технологические параметры установки каталитического риформинга
Table 1. Technological Parameters of the Catalytic Reforming Unit

№	Параметры Parameters	Давление, атм Pressure, atm	Температура, °С Temperature, °C	Перепад температур, °С Temperature difference, °C
1	Реактор R-202 / Reactor R-202	20	498,4	60
2	Реактор R-203 / Reactor R-203	20	498,7	25
3	Реактор R-204 / Reactor R-204	20	498,5	10
4	Объём переработанного сырья, т Processed feed volume, tons	637171		
5	Расход ВСГ, м³/ч HVG consumption, m³/hour	194603		
6	Влажность ВСГ, ppm / HVG humidity, ppm	15,0		
7	Серы в гидрогенизате, ppm Sulfur in hydrogenate, ppm	0,10		
8	Расход сырья, м³/ч Feed consumption, m³/hour	130,0		

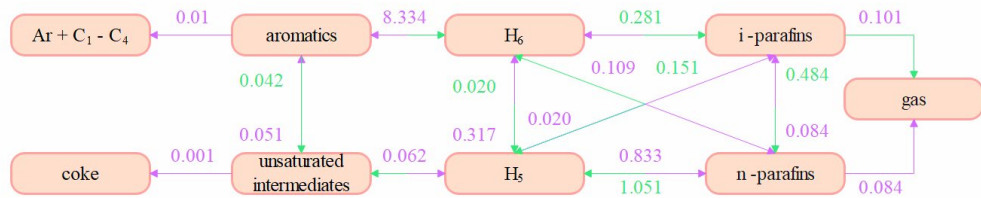


Рисунок 3. Цепочка превращений УВ в процессе каталитического риформинга, учитывающая константы скорости химических реакций
Figure 3. Hydrocarbon transformation chain in the catalytic reforming process, taking into account the rate constants of chemical reactions

ференциальных уравнений (69 уравнений для групп компонентов и одно уравнение для температуры), представленных уравнениями (7–8) и (9). Численное решение данной системы осуществлено с использованием многошагового метода, реализованного в специально разработанной компьютерной программе. Схема реакций была разработана на основе экспериментальных данных по составу сырья и продуктов с учетом термодинамических расчетов [8–9] (рис. 3).

На основе предложенных схем превращений были разработаны кинетические модели процесса, а также составлены уравнения материальных и тепловых балансов. Путём решения обратной кинетической задачи были рассчитаны значения констант скоростей реакций. Константа скорости реакции k_i подчиняется зависимости Аррениуса (7):

$$k_i = A_i \cdot \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \quad (7)$$

где A_i – предэкспоненциальный фактор (частота столкновений); E_a – энергия активации.

Для описания поведения потоков газа и жидкости в реакторе используются уравнения Навье-Стокса (8):

$$\rho = \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \cdot \nabla v\right) = -\nabla p + \mu \nabla^2 v + f \quad (8)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³; v – вектор скорости потока, м/с; p – давление, Па; μ – динамическая вязкость, Па·с; f – внешние силы (например, гравитация).

Для моделирования теплообмена в каталитическом риформинге необходимо использовать уравнение теплопередачи (9):

$$\partial T / \partial t + v \cdot \nabla T = k / (\rho C_p) \nabla^2 T + Q / (\rho C_p) \quad (9)$$

где k – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К; C_p – теплоемкость, Дж/кг·К; Q – источник тепла, Вт/м³ (например, теплота реакции).

В реакторах с неподвижным слоем катализатора потоки газа или жидкости описаны через модели конвективно-дисперсионного переноса (10):

$$u \frac{\partial C_i}{\partial z} = D_{ax} \frac{\partial^2 C_i}{\partial z^2} + R_i \quad (10)$$

где u – средняя скорость потока вдоль оси реактора, м/с; D_{ax} – осевой коэффициент дисперсии.

Учёт процесса дезактивации при эксплуатации платиносодержащих катализаторов риформинга вследствие закоксовывания кислотных и металлических центров осуществляется при построении модели через функцию дезактивации (11–12):

$$K'_{jm} = K_{jm} \cdot F_m \quad (11)$$

$$K'_{jk} = K_{jk} \cdot F_k \quad (12)$$

где K'_{jm} , K'_{jk} – константы скоростей стадий, протекающих на металлических и кислотных центрах закоксованного катализатора, соответственно; F_m , F_k – функции дезактивации металлических и кислотных центров катализаторов.

После идентификации пиков и определения массового содержания УВ в образцах с использованием программы Aktiv на основе базы данных компонентов автоматически создаются файлы для дальнейших расчетов. После формирования этих расчетных файлов с помощью программы и доступных технологических данных проводится расчет ключевых характеристик процесса каталитического риформинга.

Результаты и обсуждение

Для проверки адекватности расчета были взяты 10 нефтяных фракций с различными групповым и компонентным составом (рис. 4). Как видно из данного рисунка, содержание н-парафинов в пробах варьируется от 21,58% до 31,55%. В экспериментах №4, 5 и 9 их содержание наибольшее по сравнению с другими экспериментами. Высокое содержание н-парафинов обеспечивает увеличение выхода продукта с высоким октановым числом, т.к. н-парафины легко преобразуются в ароматические УВ.

Доля изо-парафинов колеблется от 18,71% до 26,63%. Они менее реакционноспособны, однако их присутствие способствует улучшению октанового числа конечного продукта через процессы изомеризации и циклизации.

Содержание нафтенов колеблется от 26,95% до 44,5%, что благоприятно для процесса риформинга, т.к. они легко преобразуются в ароматику, повышая октановое число.

Содержание ароматических УВ варьируется от 7,11% до 26,6%. Это говорит о том, что исходное сырьё уже обладает некоторыми свойствами высокого октанового числа, однако нужно следить за уровнем коксообразования.

Сырьё с высоким содержанием нафтенов является наиболее ценным для процесса риформинга, поскольку нафтеновые УВ превращаются в ароматические соединения с более высокой селективностью по сравнению с парафиновыми.

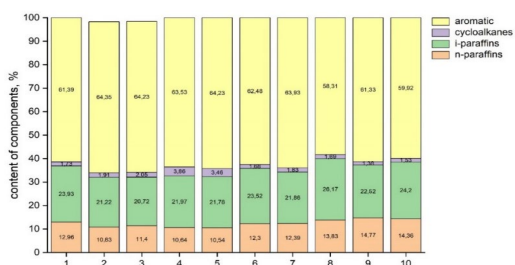


Рисунок 4. Расчётные составы сырья каталитического риформинга

Figure 4. Calculated compositions of the catalytic reforming feedstock

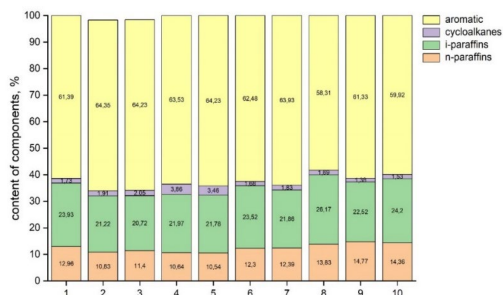


Рисунок 5. Расчётные составы катализата каталитического риформинга

Figure 5. Calculated compositions of the catalytic reforming catalyst

На рис. 5 представлены данные в процентном содержании различных компонентов в 10 образцах продукта каталитического риформинга – катализата. Ароматические соединения составляют наибольшую долю во всех образцах, варьируясь от 58,31% (№9) до 64,35% (№2). Содержание циклоалканов минимально по сравнению с другими компонентами и варьируется от 1,84% (№1) до 3,86% (№4). Содержание изопарафинов колеблется между 20,72% (№ 3) и 26,17% (№8), что делает их вторым по значимости компонентом после ароматических УВ. Содержание нормальных парафинов варьируется от 10,54% (№5) до 14,36% (№ 10).

Диаграмма демонстрирует преобладание ароматических УВ в составе всех образцов углеводородных смесей с меньшей долей изопарафинов и нормальных парафинов и минимальной долей циклоалканов.

Для оценки точности математической модели были проведены сравнения расчётных и экспериментальных данных 10 исследуемых образцов (табл. 2). Указаны погрешности прогнозирования ΔX. Абсолютная погрешность моделирования определяется как разница между расчётными и фактическими данными

процесса. Допустимые пределы погрешности регламентируются отраслевыми стандартами. Для расчётов, выполненных с помощью программного обеспечения для моделирования процесса каталитического риформинга, погрешность не превышает 3%, что подтверждает адекватность модели и высокую точность воспроизведения технологического процесса.

Заключение и выводы

В результате проведённого исследования была успешно интегрирована математическая модель, объединяющая термодинамические, кинетические и гидродинамические аспекты нефтеперерабатывающего процесса. Модель была верифицирована на основе экспериментальных данных и условий реальной эксплуатации, что позволило достичь высокой точности и надёжности. Абсолютная погрешность не превышает 3%. Также для оценки адекватности исследовались 10 образцов сырья, различных по составу и преобладанию групп парафиновых, нафтеновых или ароматических УВ.

Полученные результаты подтвердили, что комплексный подход к моделированию обеспечивает более глубокое понимание процесса и эффективное управление им, что в свою

Таблица 2. Сравнение между расчётными и экспериментальными значениями показателей каталитического риформинга

Table 2. Comparison between calculated and experimental values of catalytic reforming parameters

№	n-paraffins		ΔX	i-paraffins		ΔX	cyclo-alkanes – 5		ΔX	cyclo-alkanes – 6		ΔX	aromatics		ΔX
	X0	X		X0	X		X0	X		X0	X		X0	X	
1	12,95	11,62	0,7	23,93	23,23	0,7	1,72	1,85	0,13	1,01	1,4	0,39	61,39	61,34	0,05
2	12,66	10,85	1,81	21,53	20,52	1,01	1,71	2,22	0,51	1,18	1,45	0,27	63,92	63,83	0,09
3	13,31	10,67	2,64	21,01	20,47	0,54	1,74	2,26	0,52	1,3	1,79	0,49	63,64	63,65	0,01
4	14,36	12,39	1,97	24,2	24,47	0,27	1,08	1,55	0,47	0,44	0,85	0,41	59,91	59,89	0,02
5	10,65	11,55	0,9	21,97	21,18	0,79	3,35	1,77	1,58	0,51	1,5	0,99	63,53	63,59	0,06
6	10,54	10,68	0,14	21,79	21,95	0,16	2,94	1,43	1,51	0,51	1,82	1,31	64,22	64,19	0,03
7	12,29	10,95	1,34	23,54	23,42	0,12	0,76	1,26	0,5	0,93	1,25	0,32	62,48	62,54	0,06
8	12,39	10,87	1,52	21,86	21,5	0,36	1,86	1,79	0,07	0,97	1,54	0,57	63,93	63,94	0,01
9	14,76	12,7	2,06	22,53	22,76	0,23	1,86	1,98	0,12	0,52	0,92	0,4	61,33	61,25	0,08
10	13,83	14,32	0,49	26,17	24,54	1,63	1,29	1,5	0,21	0,4	0,54	0,14	58,31	58,23	0,08

очередь способствует оптимизации и улучшению его характеристик.

Данная модель может быть эффективно использована для обучения персонала в области моделирования технологических процессов. Программа отличается простотой в применении: технологическая схема уже разработана и включает готовый шаблон для ввода необходимых исходных данных.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование финансируется в рамках проекта «Жас ғалым» AP19175752 «Научно-техническое обеспечение энергосбережения и ресурсоэффективности технологии приготовления высокооктановых бензинов и ароматических углеводородов» AP23487495 «Повышение ресурсоэффективности и энергосбережения технологии приготовления продуктов нефтепереработки методом гибридного моделирования» (Грант № «BR24992883 Создание научно-технологического парка нефтехимии и полимерных материалов для предоставления услуг, и внедрения прикладных результатов НИР в приоритетные сектора экономики страны»).

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Сейтенова Г.Ж. – концепция исследования; Дюсова Р.М. – анализ полученных данных; Жакманова Е.А. – сбор и обработка данных, написание текста; Сергеевс Я. – сбор и обработка данных, иллюстрации; Борашова М. – сбор и обработка данных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. kmg.kz [интернет]. АО НК «КазМунайГаз». Годовой отчет за 2022 год [дата обращения: 27.07.2024]. Доступ по ссылке: <https://ar2022.kmg.kz/ru>.
2. astm.org [интернет]. ASTM D6730-01(2011) Содержание индивидуальных компонентов в топливах для двигателей внутреннего сгорания [дата обращения: 18.08.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.astm.org/d6730-01r11.html>.
3. astm.org [интернет]. ASTM D2427-06 Содержание легких углеводородов в бензинах [дата обращения: 20.06.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.astm.org/d2427-06r19.html>.
4. astm.org [интернет]. ASTM D4052 Плотность [дата обращения: 18.08.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.astm.org/standards/d4052>.
5. astm.org [интернет]. ASTM D86 Фракционный состав [дата обращения: 27.07.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.astm.org/standards/d86>.
6. Сейтенова Г.Ж., Дюсова Р.М., Бурумбаева Г.Р. Математическое моделирование процессов нефтепереработки как метод ресурсосбережения и энергоэффективности // Научно-технический журнал «Нефть и газ». 2023. №1 (133). С. 144–154. doi: [10.37878/2708-0080/2023-1.13](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.13).
7. Zainullin R.Z., Zagoruiko A.N., Koledina K.F., et al. Multi-Criterion Optimization of a Catalytic Reforming Reactor Unit Using a Genetic Algorithm // Catalysis in petroleum refining industry. 2020. Vol. 12. P. 133–140. doi: [10.1134/S2070050420020129](https://doi.org/10.1134/S2070050420020129).
8. Smith J.M., Van Ness H.C., Abbott M.M., Swihart M.T. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics. 9th ed. New York : McGraw Hill Education, 2022.

В отличие от программного обеспечения Aspen HYSYS, используемого в АО НК «КазМунайГаз», которое может представлять сложность для начинающих пользователей, предложенная модель обладает более интуитивным интерфейсом и не требует глубоких знаний в программировании или моделировании, что делает её идеальной для начальной подготовки специалистов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research is funded under the "Zhas Galym" project AP19175752 "Scientific and technical support for energy saving and resource efficiency of the technology for preparation of high-octane gasoline and aromatic hydrocarbons", AP23487495 "Enhancing resource efficiency and energy saving in the technology for producing oil refining products through hybrid modeling" (Grant No. "BR24992883 Creation of a scientific and technological park for petrochemicals and polymer materials to provide services and implement applied research results in priority sectors of the country's economy").

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: Gaini Zh. Seitenova – research conceptualization; Rizagul M. Dyussova – analysis of obtained data; Yekaterina A. Zhakmanova – data collection and processing, writing the text; Yakobs Sergeevs – data collection and processing, illustrations; Moldir Borashova – data collection and processing.

9. Ivanchina D., Chuzlov V.A., Ivanchin N.R., et al. Frame-Production Model of Petroleum Feedstocks Catalytic Processing for the Representation of Knowledge about Process // *Petroleum and Coal*. 2021. Vol. 63, Issue 3. P. 668–673.

REFERENCES

1. kmg.kz [Internet]. АО НК «КазМунайГаз». Годовой отчет за 2022 год [cited 2024 Jul 27]. Available from: <https://ar2022.kmg.kz/ru>.
2. astm.org [Internet]. ASTM D6730-01(2011) Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100 Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography [cited 2024 Aug 18]. Available from: <https://www.astm.org/d6730-01r11.html>.
3. astm.org [Internet]. ASTM D2427-06 Standard Test Method for Determination of C2 through C5 Hydrocarbons in Gasolines by Gas Chromatography (Withdrawn 2023) [cited 2024 Jun 20]. Available from: <https://www.astm.org/d2427-06r19.html>.
4. astm.org [Internet]. ASTM D4052 Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter [cited 2024 Aug 18]. Available from: <https://www.astm.org/standards/d4052>.
5. astm.org [Internet]. ASTM D86 Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products and Liquid Fuels at Atmospheric Pressure [cited 2024 Jul 27]. Available from: <https://www.astm.org/standards/d86>.
6. Seitenova GZ, Dyussova RM, Brumbayeva GR. Matematicheskoye modelirovaniye processov neftepererabotki kak metod resursosberezheniya i energoeffektivnosti. *Oil & Gas*. 2023;1(133):144–154. doi: [10.37878/2708-0080/2023-1.13](https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.13). (In Russ).
7. Zainullin RZ, Zagoruiko AN, Koledina KF, et al. Multi-Criterion Optimization of a Catalytic Reforming Reactor Unit Using a Genetic Algorithm. *Catalysis in petroleum refining industry*. 2020;12:133–140. doi: [10.1134/S2070050420020129](https://doi.org/10.1134/S2070050420020129).
8. Smith JM, Van Ness HC, Abbott MM, Swihart MT. *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*. 9th ed. New York: McGraw Hill Education; 2022.
9. Ivanchina D, Chuzlov VA, Ivanchin NR, et al. Frame-Production Model of Petroleum Feedstocks Catalytic Processing for the Representation of Knowledge about Process. *Petroleum and Coal*. 2021;63(3):668–673.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сейтенова Гайни Жумагалиевна

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

e-mail: gainiseitenova@gmail.com.

***Дюсова Ризагуль Муслимовна**

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

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

Жакманова Екатерина Андреевна

ORCID [0000-0003-0545-5912](https://orcid.org/0000-0003-0545-5912)

e-mail: ekaterina.zakmanova1998@gmail.com.

Сергеевс Якобс

ORCID [0009-0009-2090-9143](https://orcid.org/0009-0009-2090-9143)

e-mail: sergeevs_yakobs@mail.ru.

Молдир Борашова

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0009-2842-0078](https://orcid.org/0009-0009-2842-0078)

e-mail: moldirborasheva1992@gmail.com.

AUTHORS' INFO

Gaini Zh. Seitenova

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

e-mail: gainiseitenova@gmail.com.

***Rizagul M. Dyussova**

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

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

Yekaterina A. Zhakmanova

ORCID [0000-0003-0545-5912](https://orcid.org/0000-0003-0545-5912)

e-mail: ekaterina.zakmanova1998@gmail.com.

Yakobs Sergeevs

ORCID [0009-0009-2090-9143](https://orcid.org/0009-0009-2090-9143)

e-mail: sergeevs_yakobs@mail.ru.

Moldir Borashova

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID [0009-0009-2842-0078](https://orcid.org/0009-0009-2842-0078)

e-mail: moldirborasheva1992@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

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

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, ГТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица

2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подписуочные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в неотредактированном формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при

необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задаётся прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/

Corresponding author) («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected

as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. The initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment –

on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver)

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”, АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ”) is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold.

An asterisk (“*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “*Corresponding author” (“*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр

рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда *.doc, *.docx, *.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. ӘОЖ¹, 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.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gnti.ru/>

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Өрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация

мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Өрбір дереккөз жұмыс мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда

басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, 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 30.12.2024 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