

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(3), 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, № 3 (2024)**

Астана 2024

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

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
<b>Главный редактор</b>	
Утеев Рахим Нагангалиулы	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
<b>Заместители главного редактора</b>	
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
<b>Члены редколлегии</b>	
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
<b>Editor-in-Chief</b>	
Uteyev Rakhim Nagangaliuly	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
<b>Deputies of the Editor-in-chief</b>	
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)
<b>Members of the editorial board</b>	
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**

<b>АТЫ-ЖӨНІ</b>	<b>Лауазымы, атағы, дәрежесі</b>
<b>Бас редактор</b>	
Өтеев Рақым Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС бас директоры (Басқарма төрағасы), геология жөніндегі PhD
<b>Бас редактордың орынбасарлары</b>	
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.
<b>Редакциялық алқа мүшелері</b>	
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, № 3 (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

Карабадин 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

**Хафизов С.Ф., Куандыков Б.М., Сынгаевский П.Е.**

Условия формирования и сохранности углеводородных систем на больших (>6000 м) глубинах ..... 8

**Асылбаева А.О., Карамурзаева А.Б.**

Выявление перспективных участков нефтеносности в краевых частях продуктивных горизонтов Ю-12 и Ю-13 месторождения Жетыбай ..... 31

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Пичугин М.Н., Чураков А.В., Кряжев А.В., Дотков Ю.Н.**

Опыт разработки карбонатных объектов с гидроразрывом пласта на месторождениях группы компаний «Газпром нефть» ..... 48

**Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С.**

Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП ..... 59

**Жолдыбаева А.Т., Ибраев А.Е.**

Автоматизированная методика расчёта основных производственных показателей разработки нефтяных месторождений в модели бизнес-планирования ..... 72

### ТРАНСПОРТ НЕФТИ И ГАЗА

**Ерлеспесов М.У., Зайцев О.И., Ермеков А.А., Амиров С.К., Урбисинов Ж.С.**

Опробование функциональных возможностей программного обеспечения OLGA для определения оптимальных режимов транспортировки нефти, препятствующих выпадению твёрдых частиц ..... 82

### НЕФТЕХИМИЯ И ПЕРЕРАБОТКА

**Иманбаев Е.И., Онгарбаев Е.К., Мылтыкбаева Ж.К., Серикказинова А.К., Малаев А.К., Мукталы Д., Тилеуберди Е., Аяпбергенов Е.О.**

Исследование влияния ультразвуковой технологии на экстракцию битума из нефтебитуминозных пород ..... 94

### ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

**Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Любченко Н.П., Балтабекова Ж.А., Тастамбек К.Т., Кеняйкин П.В., Таубатырова А.**

Физико-химические и микробиологические показатели природных, промышленных оборотных вод и их очистка ..... 102

**Мақсұт Д.М., Биджиева С.Х., Бисенова М.А., Аяпбергенов Е.О., Сабалдаш В.В.**

Исследование биотехнологического потенциала углеводородокисляющих бактерий из нефтезагрязнённых грунтов месторождения Узень ..... 112

**Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»** ..... 124

# Kazakhstan journal for oil & gas industry

## 2024;6(3)

### 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  
Abilkhassimov Kh.B., D. Sc. (Geology and Mineralogy)  
Gabdullin M.T., Cand. Sc. (Physics and Mathematics), Ph.D. of Plasma Physics  
Pyatibratov P.V., Cand. Sc. (Engineering), Russia

#### Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

#### Address:

Building 8, Dinmukhamed Konayev Str., Astana

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

e-mail: vestnik@kmgce.kz

website: [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz)

© KMG Engineering LLP  
KazMunayGas NC JSC

## Contents

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

### GEOLOGY

**Khafizov S.F., Kuandykov B.M., Syngaevsky P.E.**  
Formation and Preservation conditions of ultra-deep (>6000 m) hydrocarbon systems ..... 8

**Assylbayeva A.O., Karamurzayeva A.B.**  
Identification of prospective oil-bearing areas in the peripheral parts of productive horizons U-12 and U-13 of the Zhetybai field ..... 31

### OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

**Churakov A.V., Pichugin M.N., Gorbachev Ya.I., Musin O.T., Kayukov K.A.**  
Enhancing the efficiency of hydraulic fracturing in mature fields . 48

**Iastrebov P.I., Prodan A.S., Rodionov V.V., Ugryumov A.S.**  
Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations ..... 59

**Zholdybayeva A.T., Ibrayev A.Ye.**  
Automated methodology for calculating key production indicators of oil field development for business planning model ..... 72

### OIL AND GAS TRANSPORTATION

**Yerlepessov M.U., Zaitsev O.I., Yermekov A.A., Amirov S.K., Urbissinov Zh.S.**  
Testing the functionality of OLGA software for determining optimal oil transport modes to prevent solid particle deposition .. 82

### PETROCHEMISTRY AND OIL REFINING

**Imanbayev Ye.I., Ongarbayev Ye.K., Myltykbaeva Zh.K., Serikkazinova A.K., Malayev A.K., Muktaly D., Tileuberdi Ye., Ayapbergenov Ye.O.**  
Study of the influence of ultrasonic technology on the extraction of bitumen from bituminous sands ..... 94

### PHYSICO-CHEMICAL AND MICROBIOLOGICAL STUDIES

**Boiko G.I., Sarmurzina R.G., Lyubchenko N.P., Baltabekova Z.A., Tastambek K.T., Kenyaikin P.V., A. Taubatyrova**  
Physico-chemical and microbiological parameters of natural, industrial recycled water and its treatment ..... 102

**Maksut D.M., Bidzhiyeva S.Kh., Bissenova M.A., Ayapbergenov Ye.O., Sabaldash V.V.**  
Study of biotechnological potential of hydrocarbon-oxidizing bacteria from oil-contaminated soils of the Uzen oil field ..... 112

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice ..... 126

# Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

## 6 том, № 3 (2024)

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

### Құрылтайшы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС  
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

### Бас редактор

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

### Редакциялық ұжымы

Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.  
докт., бас редактордың орынб.  
Оғай 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](http://vestnik-ngo.kz)

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

## Мазмұны

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

### ГЕОЛОГИЯ

**Хафизов С.Ф., Куандықов Б.М., Сынгаевский П.Е.**  
Үлкен (>6000 м) тереңдікте көмірсутекті жүйелерді  
қалыптастыру және сақтау шарттары ..... 8

**Асылбаева А.О., Қарамырзаева А.Б.**  
Жетібай кен орнының Ю-12 және Ю-13 өнімді  
горизонттарының шеткі бөліктерінде мұнайлылықтың  
перспективасы учаскелерін анықтау ..... 31

### МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

**Чураков А.В., Пичугин М.Н., Горбачев Я.И., Мусин О.Т.,  
Каюков К.А.**  
Жетілген кен орындарында гидравликалық сыну тиімділігін  
арттыру ..... 48

**Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С.**  
ҚГЖ операцияларын қолдауға модельдеу  
геомеханикалық аспектілері ..... 59

**Жолдыбаева Ө.Т., Ибраев А.Е.**  
Бизнес-жоспарлау моделінде мұнай кен орындарын  
игерудің негізгі өндірістік көрсеткіштерін есептеудің  
автоматтандырылған әдістемесі ..... 72

### МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ТАСЫМАЛУ

**Ерлеспесов М.У., Зайцев О.И., Ермаков А.А., Амиров С.К.,  
Үрбісінов Ж.С.**  
Қатты бөлшектердің тұнбаға түсуін болдырмайтын мұнайды  
тасымалдаудың оңтайлы режимдерін анықтау үшін OLGА  
бағдарламалық жасақтамасының функционалдығын тексеру 82

### МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨңДЕУ

**Иманбаев Е.И., Оңғарбаев Е.К., Мылтықбаева Ж.К.,  
Серикказинова А.К., Малаев А.Қ., Мұқталы Д.,  
Тілеуберді Е., Аялбергенов Е.О.**  
Мұнайбитумды жыныстардан таушайырды бөліп алуға  
ультрадыбыстық технологияның әсерін зерттеу ..... 94

### ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МИКРОБИОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР

**Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Любченко Н.П., Балтабекова Ж.А.,  
Тастамбек Қ.Т., Кеняйкин П.В., Таубатырова А.**  
Табиғи, өнеркәсіптік қайта өңделген судың физика-химиялық  
және микробиологиялық көрсеткіштері және оларды тазарту 102

**Мақсұт Д.М., Биджиева С.Х., Бисенова М.А., Аялбергенов Е.О.,  
Сабалдаш В.В.**  
Өзен кең орнының мұнаймен ластанған топырақтарынан  
көмірсутектікті тотықтырғыш бактериялардың  
биотехнологиялық әлеуетін зерттеу ..... 112

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-  
практикалық журналының мақалаларына қойылатын  
талаптар ..... 128

УДК 553.98  
МРНТИ 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Получена: 08.05.2022.

Одобрена: 11.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Научный обзор

# Условия формирования и сохранности углеводородных систем на больших (>6000 м) глубинах

С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, Б.М. Куандыков<sup>2</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>3</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

<sup>2</sup>Меридиан Петролеум, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>Chevron, Хьюстон, Техас, США

## АННОТАЦИЯ

За 40 лет существования концепции углеводородных систем был накоплен значительный объем фактических данных. Однако с началом освоения сверхбольших глубин (более 6000 м, хотя в настоящее время эта граница опустилась уже до 8000 м) выяснилось, что многие процессы протекают несколько иначе, и некоторые допущения перестают быть актуальными. В статье рассматриваются вопросы особенностей формирования и условий сохранности углеводородных систем при погружении на сверхбольшие глубины. Особое внимание уделено накопленным за последние десятилетия многочисленным примерам обнаружения углеводородов в жидкой фазе при существенном превышении верхнего «классического» порога пластовых температур, при которых, как предполагалось, должна происходить трансформация жидких углеводородов в газообразные.

Рассматриваемые в статье примеры изучения сверхглубоких разрезов, в первую очередь, скважинные данные позволяют постоянно пересматривать в сторону повышения максимальную температуру в залежах, приводящую к разрушению нефти, оцениваемую ранее довольно консервативно. Это, в свою очередь, вызывает переоценку углеводородного потенциала многих бассейнов. При этом объем запасов как нефти, так и газа в сверхглубоких разрезах постоянно увеличивается и особенно в Китае, где накоплен огромный опыт непосредственно континентальных проектов. При этом возможности подготовки каких-либо практических рекомендаций ограничены, разработка методов прогноза таких скоплений требует дальнейших значительных усилий.

Можно уверенно предполагать, что верхняя граница т.н. сверхбольших глубин опустится существенно ниже 8000 м, поскольку приводимые данные свидетельствуют о том, что геологические ограничения существенно снижаются, технологические решения появляются непрерывно, а их стоимость неуклонно снижается.

Развитие сверхглубоких проектов как альтернативы т.н. «сланцевым» проектам неизбежно приведет к повышению их эффективности по освоению залежей нефти и газа, которые сегодня таковыми и не воспринимаются.

В статье рассмотрены примеры сверхглубоких УВ систем бассейнов континентального Китая (Тарим, Джунгарский и Сычуань) и Мексиканского залива (складчатая область Пердидо).

**Ключевые слова:** углеводородные системы, сверхбольшие глубины, сверхглубокие разрезы, нефтяное и газовое «окно генерации», трансформация жидких углеводородов, бассейны Тарим, Джунгарский, Сычуань, складчатая область Пердидо.

## Как цитировать:

Хафизов С.Ф., Куандыков Б.М., Сынгаевский П.Е. Условия формирования и сохранности углеводородных систем на больших (>6000 м) глубинах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 8–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

UDC 553.98  
CSCSTI 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Received: 08.05.2022.

Accepted: 11.09.2024.

Published: 30.09.2024.

## Review article

# Formation and Preservation conditions of ultra-deep (>6000 m) hydrocarbon systems

Sergey F. Khafizov<sup>1</sup>, Baltabek M. Kuandykov<sup>2</sup>, Pavel E. Syngaevsky<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Gubkin University, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Meridian Petroleum, Almaty, Kazakhstan

<sup>3</sup>Chevron, Houston, Texas, USA

## ABSTRACT

For 40 years, the concept of petroleum systems has been well developed and a considerable amount of actual data has been accumulated. However, with the beginning of the development of ultra-large depths (more than 6000 m, although nowadays this boundary has been lowered to 8000 m) it became clear that many processes proceed somewhat differently, and some a priori assumptions cease to be relevant.

The article deals with the peculiarities of formation and conditions of preservation of petroleum systems when diving to ultra-large depths. Special attention is paid to numerous examples of HC detection in the liquid phase accumulated over the last decades, when the upper 'classical' threshold of formation temperatures, at which, as it was supposed, the transformation of liquid HC into gaseous should occur.

Examples of studies of ultra-deep sections, first, well data, considered in the article, allow us to constantly revise upward the maximum temperatures in the pools, leading to oil destruction, previously estimated rather conservatively. This, in turn, causes reassessment of HC potential of many basins. At the same time, the volume of reserves of both oil and gas in ultra-deep sections is constantly increasing, especially in China, where vast experience of direct continental projects has been accumulated. At the same time, there are limited opportunities to prepare any practical recommendations directly, and the development of methods for forecasting such accumulations requires further significant efforts.

It can be confidently assumed that the upper limit of the so-called ultra-deep will fall significantly below 8000 m, as the data show that geological constraints are significantly decreasing, technological solutions are continuously emerging, and their costs are steadily decreasing.

The development of ultra-deep projects as an alternative to the so-called 'shale' projects will inevitably lead to an increase in their efficiency in developing oil and gas deposits, which are not perceived as such today.

The article considers examples of ultra-deep hydrocarbon systems in the basins of continental China (Tarim, Dzungarian and Sichuan) and the Gulf of Mexico (Perdido folded zone).

**Keywords:** hydrocarbon systems; ultra-large depths; ultra-deep sections; oil and gas 'generation window'; transformation of liquid hydrocarbons into gaseous ones; Tarim; Dzungarian; Sichuan basins; Perdido folded zone.

## To cite this article:

Khafizov SF, Kuandykov BM, Syngaevsky PE. Formation and Preservation conditions of ultra-deep (>6000 m) hydrocarbon systems. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):8–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

ӨОЖ 553.98  
FTAХР 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Қабылданды: 08.05.2022.

Мақұлданды: 11.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Ғылыми шолу

# Үлкен (>6000 м) тереңдікте көмірсутекті жүйелерді қалыптастыру және сақтау шарттары

С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, Б.М. Куандықов<sup>2</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>3</sup>

<sup>1</sup>И.М. Губкин атындағы мұнай және газ РМУ (ҒЗУ), Мәскеу қаласы, Ресей

<sup>2</sup>Меридиан Петролеум, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

## АННОТАЦИЯ

Көмірсутекті жүйелер концепциясы өмір сүрген 40 жыл ішінде нақты деректердің айтарлықтай көлемі жинақталды. Алайда, өте үлкен тереңдіктердің игерілуінің басталуымен (6000 м-ден астам, бірақ қазіргі уақытта бұл шек 8000 м-ге дейін төмендеді), көптеген процестер біршама басқаша жүріп жатқаны белгілі болды, ал кейбір болжамдар енді өзекті емес.

Мақалада өте үлкен тереңдікке сұңғу кезінде көмірсутекті жүйелердің қалыптасу ерекшеліктері мен сақталу шарттары қарастырылады. Соңғы онжылдықтарда сұйық фазада көмірсутектерді табудың көптеген мысалдарына ерекше назар аударылды, олар сұйық көмірсутектердің газға айналуы керек деп болжанған қабаттық температураның жоғарғы «классикалық» шегінен едәуір асып кетті.

Мақалада қарастырылған өте үлкен терең секцияларды зерттеу мысалдары, ең алдымен, ұңғыма деректері мұнайдың жойылуына әкелетін шөгінділердегі максималды температураны үнемі жоғары қарай қайта қарауға мүмкіндік береді, бұл бұрын өте консервативті бағаланған. Бұл өз кезегінде көптеген бассейндердің көмірсутектік әлеуетін асыра бағалауды тудырады. Сонымен бірге аса терең учаскелердегі мұнай мен газ қорларының көлемі үнемі артып келеді, әсіресе Қытайда тікелей континентальды жобалардың үлкен тәжірибесі жинақталған. Сонымен қатар, кез келген практикалық ұсыныстарды дайындаудың тікелей мүмкіндіктері шектеулі, мұндай жинақтауларды болжау әдістерін әзірлеу одан әрі айтарлықтай күш салуды талап етеді.

Өте үлкен тереңдіктің жоғарғы шекарасы 8000 м-ден төмен түседі деп сенімді түрде болжауға болады, өйткені келтірілген мәліметтер геологиялық шектеулер айтарлықтай төмендегенін, технологиялық шешімдер үздіксіз пайда болатынын және олардың құны тұрақты түрде төмендейтінін көрсетеді.

«Сланецті» жобаларға балама ретінде аса терең жобаларды дамыту бүгінгі күні онша қабылданбайтын мұнай-газ кен орындарын игеруде олардың тиімділігін арттыруға алып келетіні сөзсіз.

Мақалада Қытайдың континенттік бассейндеріндегі (Тарим, Жоңғар және Сычуань) және Мексика шығанағындағы (Пердидо қатпарлы аймағы) өте терең КС жүйелерінің мысалдары қарастырылады.

**Негізгі сөздер:** көмірсутек жүйелері, өте терең тереңдіктер, өте терең учаскелер, мұнай-газ «генерация терезесі», сұйық көмірсутектердің трансформациясы, Тарим, Жоңғар, Сычуань бассейндері, Пердидо қатпарлы аймағы.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Хафизов С.Ф., Куандықов Б.М., Сынгаевский П.Е. Үлкен (>6000 м) тереңдікте көмірсутекті жүйелерді қалыптастыру және сақтау шарттары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 8–30 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

## Введение

Термин «углеводородная система» (далее – УВ-система; petroleum system) был использован А. Перродоном в 1980 г. [1]. Л. Магун с соавторами [2, 3] формализовали критерии идентификации материнских пород, их картирования, также назвали рассматриваемое направление «нефтяной системой» (или «углеводородной системой») – термином, который ныне стал общепринятым. Под УВ-системой понимается естественная флюидальная система, которая включает глубокопогруженный очаг активных нефтегазоматеринских пород (основной источник), все связанные с ним залежи нефти и газа и нефтепроявления, элементы и процессы, необходимые для формирования и сохранения этих аккумуляций углеводородов (далее – УВ) [3, 4]. В эту концепцию включаются также миграционные пути УВ, которые функционируют сейчас или в прошлом и которые связывают очаг активной генерации нефти и газа с зоной аккумуляции.

Под элементами УВ-системы понимаются нефтегазоматеринские толщи (далее – НГМТ), природные резервуары (коллекторские породы) и покрышки, обеспечивающие изоляцию залежей. Под процессами понимаются явления формирования ловушек, генерация и миграция УВ и формирование скоплений, а также последующие изменения нефти и газа в залежах.

Большая часть нефтяных залежей (~85%) обнаружена в интервале значений пластовых температур 60–120°C [5]. Это, вероятно, связано с низкой степенью биodeградации и одновременно с относительно небольшим влиянием на изменения в коллекторах. Как правило, при температурах 150–160°C, нефть начинает разлагаться, что приводит к преобладанию в «горячих» разрезах преимущественно газа и конденсата. Если исходить из усредненных показателей температурных градиентов, отметка около 5000 м должна быть нижней границей существования жидких УВ, однако сравнительно недавно притоки нефти уже получены с глубин, превышающих 8000 м.

Собственно, происхождение (генерация) УВ в глубоких и сверхглубоких разрезах является первой проблемой, требующей решения на стадии оценки перспективности выбранной территории. Ставшая практически классической теория преобразования керогена и генерации различных УВ при погружении с глубиной [6] оказалась слишком общей и не смогла объяснить многие геохимические особенности, с которыми пришлось столкнуться в сверхглубоких разрезах. Эта ситуация только усугубляется в случаях с древними породами, которые претерпевали длительные преобразования и многочисленные

разнонаправленные движения (погружения и подъёмы).

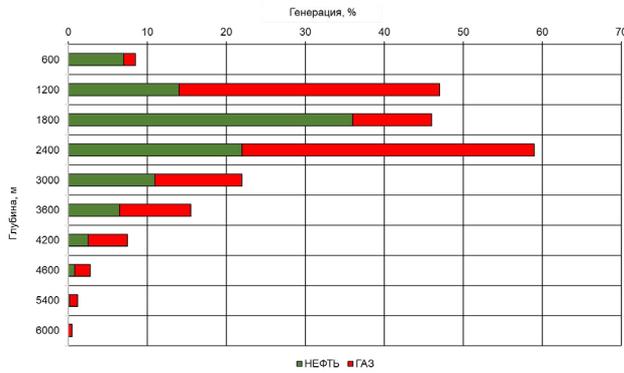
Состав УВ-смесей оказывается «усложненным» при существовании нескольких одновременно генерирующих УВ толщ или последовательной реактивации источников. Это объясняется присутствием мощных разнородных отложений, сложностью геологического развития и высокой вероятностью многостадийной генерации. Двумя основными причинами, отвечающими за формирование определенного типа УВ, являются состав органики нефтематеринской толщи и глубина погружения (т.е. температура и давление). Отклонения, связанные с преобразованием исходной УВ-смеси, зависят от:

- 1) разложения нефти и генерации газа при повышении температуры;
- 2) биodeградации (разложения) нефтей (при температурах менее 80°C);
- 3) растворения газов (преимущественно метана) в метеорных водах путем «водной отмывки».

Процессы, связанные с термическим разложением, могут переформировать нефтяную залежь в газоконденсатную, а биodeградация и «отмывка», наоборот, превратить конденсаты в нефть, как это произошло в бассейнах Карнарвон и Купер (Австралия) [7, 8]. Однако однозначно предсказать их результат бывает затруднительно из-за одновременных изменений газового фактора и давления насыщения.

Если попытаться учесть эти и другие фундаментальные неопределенности при прогнозировании развития фазовых состояний УВ-смесей, не становится ясно, можно ли вообще давать какие-то практические рекомендации, особенно в комплексах с несколькими УВ-системами. Дополнительные погрешности вносятся в случаях, когда участки бассейна не находятся в условиях термодинамического равновесия, т.е. когда пластовые флюиды в залежах не полностью перемешаны [9]. Наиболее достоверной является информация по уже обнаруженным залежам (флюидам), поэтому для сложных случаев, где присутствуют и нефти, и газ, ряд специалистов предлагает использование «обратного» геохимического моделирования – сверху вниз [10]. Такой подход потребует обширной базы данных и вряд ли сможет дать адекватный прогноз для новых территорий.

Первоначально идею о вертикальной зональности формирования УВ выдвинул в 1948 г. В. А. Соколов, затем Н.Б. Вассоевич [11] указал на неоднородность преобразований органики и выделил «нефтяное окно генерации»: 80–150°C. Чуть позднее С.Г. Неручев [12] выделил основное «газовое окно» с температурами существенно выше «нефтяных».

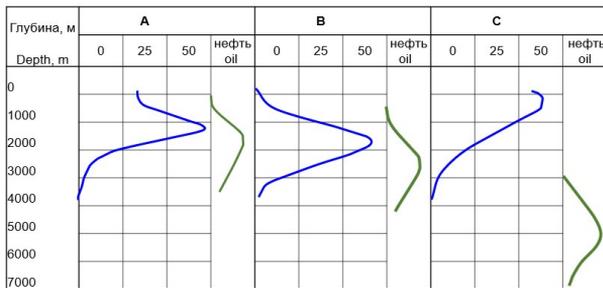


**Рисунок 1. Принципиальная схема вертикальной зональности генерации газа и нефти органическим веществом в процессе литогенеза [15]**

**Figure 1. Vertical zonation of oil and gas generation from organic matter during lithogenic processes [15]**

Исходя из возможностей биохимического и химического образования углеводородов, В. А. Соколов [15] первоначально выдвинул как одно из основных положений органической теории происхождения нефти понятие о зональности нефтегазообразования по разрезу осадочной толщи.

One of the basic principles of organic theory of oil origin is the notion of zonation of oil-gas formation. As originally was suggested by Sokolov V.A., it was based on the for biochemical and chemical formation of hydrocarbons potential.

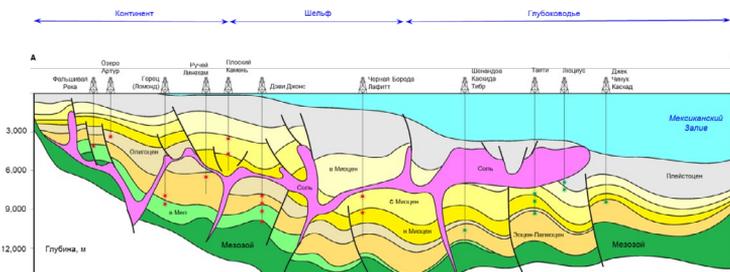


**Рисунок 2. Положение пика генерации нефти и распределение доказанных запасов в бассейнах разного типа [15]**

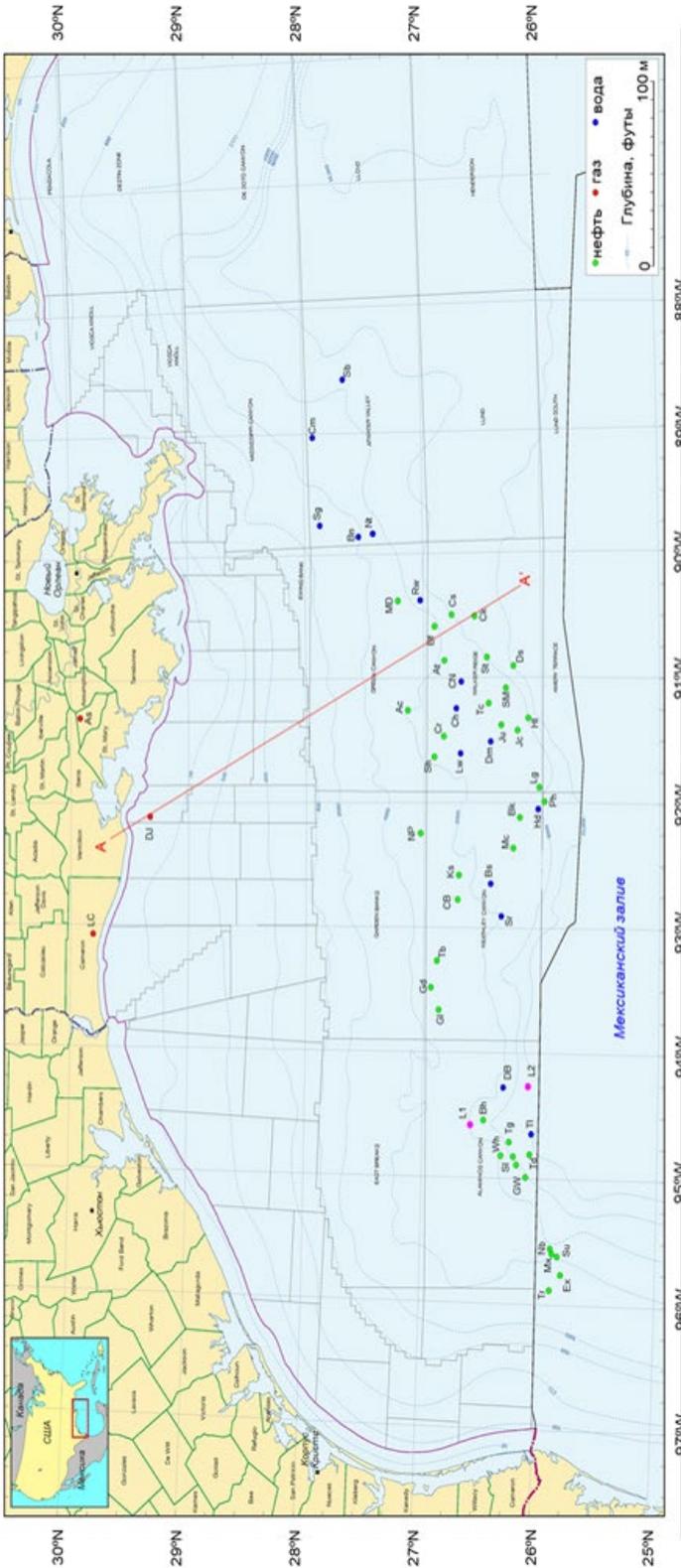
**Figure 2. Peak of oil generation and HC resources distribution in various types of basins**

A – «старые» кратоны (например, Пермский, Волго-Урал и Западно-Канадский бассейны) / “old” cratonic basins (Permian, Volgo-Urals and West Canadian); B – «молодые» кратоны (Мексиканский Залив и Западно-Сибирский супер-бассейн) / “young” cratonic basins (Gulf Of Mexico and West Siberia superbasins); C – «подвижные» или активные альпийского типа (Венский, Трансильванский, Южно-Каспийский бассейны) / “active” basins of Alpine type (Vienna, Transylvania and South Caspian)

Зелёной линией показано положение пика генерации нефти, синей – распределение доказанных запасов. Green lines shows peak of oil generation; blue – distribution of proved reserves.



**Рисунок 3. Сейсмогеологический разрез по линии А-А' (с северо-запада на юго-восток)**  
**Figure 3. Seismic-geological cross section line A-A' (NW-SE)**



Источник / Source: **ВОЕМ** <https://www.boem.gov/> 2020; CNH, 2016 <https://rondas.mexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/>

**Рисунок 4. Основные нефте- и газопоявления**

**Figure 4. Main oil and gas occurrences**

Положение глубоких и сверхглубоких скважин, вскрывших отложения шисты Уилкокс, на участках Мексиканского залива и побережья на 2018 г.

Location of deep and ultra-deep wells that have penetrated Wilcox Formation sediments in the Gulf of Mexico and coastal areas for 2018

L1 & L2 – положение 1D моделей складчатого пояса Перидо [16] / Location of 1D models of hydrocarbons of the Wilcox system of the Permian Folded Zone [16]

Месторождения в территориальных водах Мексики: Эк – Эксплоратус – 1, Мх – Максимино-1, Нб – Нобилиус – 1, Су – Супремус-1, Тр – Трион.

Месторождения и разрезы в территориальных водах США: Ак – Якорь, Ас – Предположение, Ат – Атлас, Вф – Вилфрут, Вк – Оленья Шкура, Вп – Бонзай, Бс – Басс, Вл – Ваха, Св – Огненная Кортеза, Сл – Чак, Ст – Шамплайн, Сл – Зеленый Залив, Ср – Коронадо, ДВ – Гремучая Змея (Даймондбэк), ДЖ – Дэйви Джонс, Дм – Дамаск, Дс – Кочка (Дас Бумп), Гд – Гваделупа, Гл – Гула, ГВ – Большая Белая, Hd – Хадриан, Hl – Хал, Jc – Джек, Ju – Джулия, LC – Ручей Лилехам, Lg – Логан, Lw – Льюис, MD – Бешеный Пес, Mc – Моккассин, Nl – Нептун, NP – Северный Платт, Ph – Фобос, Rw – Красное Дерево (Секавойя), Sb – Плавающий Театр (Сноубоут), Sh – Шенандоа, Sg – Стуртус, SI – Серебряный Ключ (Сильвертилл), SM – Святой Мало, Sr – Сардиния, St – Камни, Tc – Такер, Tb – Тубер, Td – Трайдент, Tg – Тигр, Tl – Толедо, Wh – Кит

Fields in Mexican territorial waters: Ex – Exploratus-1, Mx – Maximino-1, Nb – Nobilius-1, Su – Supremus-1, Tr – Trion.

Fields and geological sections in US territorial waters: Ac – Anchor, As – Assumption, At – Atlas, Bf – Bigfoot, Bk – Deerskin, Bn – Bonzai, Bs – Bass, Vl – Vaha, Sv – Cortez Bank, Sl – Chuck, Cm – Champain, Cn – Green Canyon, Cr – Coronado, Db – Rattlesnake (Diamondback), Dv – Davy Jones, Dm – Damascus, Ds – Кочка (Das Bump), Gd – Guadalupe, Gl – Gila, Gw – Great White, Hd – Hadrian, Hl – Hal, Jc – Jack, Ju – Julia, Lc – Lineham Creek, Lg – Logan, Lw – Lewis, Md – Mad Dog, Mc – Moccasin, Nl – Neptune, NP – North Platte, Ph – Phobos, Rw – Redwood (Sequoiia), Sb – Floating Theatre (Snowboat), Sh – Shenandoah, Sg – Slingus, Sl – Silver Wedge (Silvertip), Sm – St. Malo, Sr – Sardinia, St – Stones, Tc – Tucker, Tb – Tiber, Td – Trident, Tg – Tiger, Tl – Toledo, Wh – Whale

**Таблица 1. Характеристика некоторых сверхглубоких разрезов нефтегазоносных бассейнов Мира**  
**Table 1. Characteristics of some ultra-deep formations of hydrocarbon bearing basins of the World**

Бассейн Basin	Коллектор (reservoir)							Нефте- мате- ринская толща, возраст Source rocks	Тип бассейна Basin type
	воз- раст age	литология lithology	глуби- на, км depth, km	пори- стость, % porosity %	АВПД over- pres- sure	залежь (тип) accum- ulation	флюид fluids		
<b>Северная Америка / North America</b>									
Скалистые Горы Rocky Mountains	J-K	Обломочный известняк Fragmented limestone	6200	5–15	нет none	с	г-к-н	К	Форланд Forland
Анадарко Anadarko	O1	Обломочный Fragmented	8100	4–15	да yes	л-с	г	С	Форланд Forland
Пермский Permian	O-D	Известняк Limestone	>6500	>5	нет none	с-с	г-к	D	Краевой рифт – долина Rift – valley
Побережье Залива GOM	J-E	Песчаник Sandstone	7000	10–15	да yes	с	г-н	J	Пассивная окраина Passive margin
Калифорнийский California	E	Песчаник Sandstone	>6000	31	да yes	с	г	К	Форланд Forland
Аляска Alaska	E	Песчаник Sandstone	6500	28	нет none	с	г	К-E	Пассивная окраина
<b>Центральная и Южная Америка / Central and South America</b>									
Маракайбо Maracaibo	К	Известняк Limestone	6000		да yes	с	н	E	Форланд Forland
Санта-Круз Тарихи St-Cruz Tarija	S-D	Оолит известняк Pisolite, ls.	7200	4–15	да yes	с	н-г	S-D	Форланд Forland
Сурести Sureste	J-K	Доломит Dolomite	>6500	8–12	да yes	л-с	н-г	J-K	Пассивная окраина Passive margin
<b>Европа / Europe</b>									
Долина По Po Valley	T	Платформенный известняк Platform limestone	6300		да yes	с	г-н-к	T2	Форланд Forland
Аквитан Aquitane	E	Обломочный известняк Fragmented limestone	8000		нет none	с	г-н	К	Форланд Forland
<b>Средний Восток / Middle East</b>									
Оман Oman	O	Обломочный известняк Fragmented limestone	6000	5–10	нет none	с	г	P1	Пассивная окраина Passive margin
<b>Африка / Africa</b>									
Сирт Sirt	E	Обломочный Fragmented	7000		да yes	с	г	К-E	Рифт-долина Rift-valley
<b>Центральная Азия / Central Asia</b>									
Амударья Amu Darya	J-K	Известняк и песчаник Limestone and sandstone	>10000	18–20	нет none	л-с	г-н	J	Депрессия, рифт-долина Depression – rift.
Ферганская долина Fergana Valley	К	Углистые отложения Coaly sediments	7500		да yes	с	н	J-E	Предгорный прогиб Foredeep

\*с – структурный тип / с – structural; с-л – структурно-литологический тип / structural-lithological.; с-с – структурный с осложнениями тип / complex structural

\*\*г – газ / gas; к – конденсат / condensate; н – нефть / oil

С – каменноугольный / Carboniferous; D – девонский / Devonian; E – эоценовый / Eocene; J – юрский / Jurassic; J-E – юрско-эоценовый / Jurassic-Eocene; J-K – юрско-меловой / Jurassic-Cretaceous; К – меловой / Cretaceous; К-E – мел-эоценовый / Cretaceous-Eocene; O – ордовикский / Ordovician; O1 – раннеордовикский / Early Ordovician; O-D – ордовик-девонский / Ordovician-Devonian; P1 – раннепермский / Early Permian; S-D – силурийско-девонский / Silurian-Devonian; T – триасовый / Triassic; T2 – среднетриасовый / Middle Triassic

**Таблица 2. Основные свойства нефтей месторождения Шантоугол (Shuntuoguole) в бассейне Тарим [17]**

**Table 2. Tarim basin. Oil properties from Shuntuoguole filed [17]**

Скважина Well	Интервал, м Depth, m	Температура, °C Temperature, °C	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup> Density at 20°C, g/cm <sup>3</sup>	Вязкость при 50°C, МПа·с Viscosity at 50°C, MPa·s	ГФ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas factor, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Сера, % Sulphur, %	Смоли, % Tar, %
SB1	7268–7406	114,5	0,8313	2,16		0,08	3,95
SB1-1H	7458–7558	121,1	0,7917	2,41	459	0,11	3,15
SB1-2H	7469–7569	121,9	0,7964	2,57	448	0,1	4,5
SB1-3CH	7274–7358	121,4	0,7948	2,51	469	0,11	6,04
SB1-4H	7459–7562	123,1	0,7964	2,69	450	0,1	0,85
SB1-5H	7475–7576	120,8	0,7981	2,76	447	0,1	9,89
SB1-6H	7288–7340	123,3	0,7895	2,18	456	0,1	4,07
SB1-7H	7339–7456	123,0	0,7990	2,82	362	0,13	4,38
SB1-9	7191–7295	121,5	0,8040	0,95	451	0,11	
SB1CX	7259–7526	122,8	0,8020	2,67	372	0,11	
SBP1H	7419–7676	119,2	0,8117	4,05		0,16	
SB2	7349–7753	118,8	0,8000	2,83		0,12	4,88
SB3	7520–8120	129,5	0,8143	7,91		0,03	
SHB5-2	7489–7527	122,9	0,8260	6,18	65	0,19	
SHB5-4	7395–8064	121,9	0,8434	8,85	56	0,19	
SHB5	7315–7950	121,8	0,8290	4,97	50	0,21	

Затем Тиссо и Вельте в 1978 г. развили эту теорию и определили понятие «окна жидких УВ», которое хорошо работало при поисках и разведке различных месторождений на сравнительно небольших глубинах [6]. В 2008 г. группой специалистов из Норвегии было предложено использование понятия «золотого окна / интервала», в котором, по их мнению, формировалось до 90% УВ-потенциала. На основании обобщения имевшихся в их распоряжении материалов температурный режим для генерации был определен в 60–120°C, (что соответствует зрелости органики (Ro) 0,6–1,2%), а при его превышении ожидалось быстрое падение перспективности [13].

Положение пиков генерации УВ зависит от структурно-тектонического типа бассейна [14]. Смещение (погружение) пика генерации нефти и «нефтяного окна» отмечается для активных областей / бассейнов (рис. 2), краевых предгорных прогибов с лавинной седиментацией, областей с мощными соленосными отложениями. Хотя молодые осадки Южно-Каспийской депрессии не могут служить надежными аналогами верхнепалеозойских комплексов Прикаспийского бассейна, но весьма вероятны сходные процессы в условиях соляной тектоники, когда происходит многократное смещение и наложение различных УВ-систем.

В целом в мире накоплен обширный опыт освоения сверхглубоких (на данный момент >6000 м, но это значение постоянно растёт) разрезов. Характеристика некоторых из них приведена в табл. 1.

В ряде публикаций, преимущественно китайских специалистов, описываются случаи двухступенчатой и прерывистой генерации УВ. Это явление часто отмечалось в палеозойских комплексах бассейна Тарим, который служит хорошим аналогом для Прикаспийского бассейна. Первые публикации в английских и китайских журналах относятся к 2005–2008 гг., т.е. до того, как в нескольких бассейнах континентального Китая на глубинах, превышающих 6000 м, были открыты коммерческие залежи. Причем целый ряд нефтяных и нефтегазоконденсатных объектов был обнаружен в условиях, традиционно не рассматриваемых как перспективные из-за высоких пластовых температур и зрелости органического вещества. Эти результаты позволяют предполагать высокую перспективность глубокопогруженных комплексов верхнего палеозоя и в Прикаспийском бассейне.

#### Газовые залежи

Исторически первые целенаправленные поиски в сверхглубоких разрезах были направлены на залежи природного газа и конденсата, поскольку упомянутый верхний температурный предел существования нефтяных залежей в 120–150°C долгое время считался незыблемым, а он обычно регистрируется на относительно небольших глубинах. В процессе анализа первых результатов было выделено два основных источника газа:

1) собственно из материнской породы при достижении органикой определенной степени зрелости;

2) при разложении сгенерированной ранее нефти и/или переработке битумов (продуктов разложения нефти).

Переработка скоплений «палеонефти» может являться существенным источником для генерации газа на больших глубинах. В случае присутствия в нефтематеринской породе преимущественно сапропелевого типа органики можно предположить, что большая часть газовых залежей, связанных с этим источником, сформирована за счёт разложения первичных нефтяных залежей.

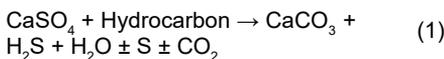
Согласно данным геохимии и изотопного состава углерода, было установлено, что газ месторождения Янба и залежи подсолевого кембрийского комплекса, вскрытые скв. Жонгшен-1 в бассейне Тарим, был получен в результате разложения сгенерированной ранее нефти из материнской толщи раннепермского возраста [18]. Одновременно с этим в керне и шламе скв. Жонгшен-1 было отмечено значительное количество пиробитума.

В случае с органикой гумусового типа практически весь газ бывает получен из исходного керогена. Примером такой УВ-системы могут служить сверхглубокие разрезы месторождения Кешен-Дабей, газ которых поступал из материнских толщ триасового возраста.

Дополнительные сложности при анализе происхождения газа связаны с возможностью его переработки и термохимическим изменением содержания  $H_2S$ . Сероводород в природных газах может быть получен в результате ряда процессов:

- сульфатного восстановления бактериями и микроорганизмами УВ нефтяного ряда;
- пиролиза соединений серы, содержащейся в нефти и/или генерирующей толще;
- термохимического сульфатного восстановления.

Как правило, считают, что при содержании  $H_2S$  в газе более 5% имело место термохимическое воздействие [19]. Происходящие при этом процессы описываются уравнением (1):



Ещё одним усложняющим фактором является поступление в залежи мантийных и коровых газов. Присутствие значительного количества гелия (He), азота ( $N_2$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ ) в пластовых флюидах отмечается практически во всех сверхглубоких разрезах континентального Китая, а также в кембрийских залежах Восточной Сибири. При достаточных

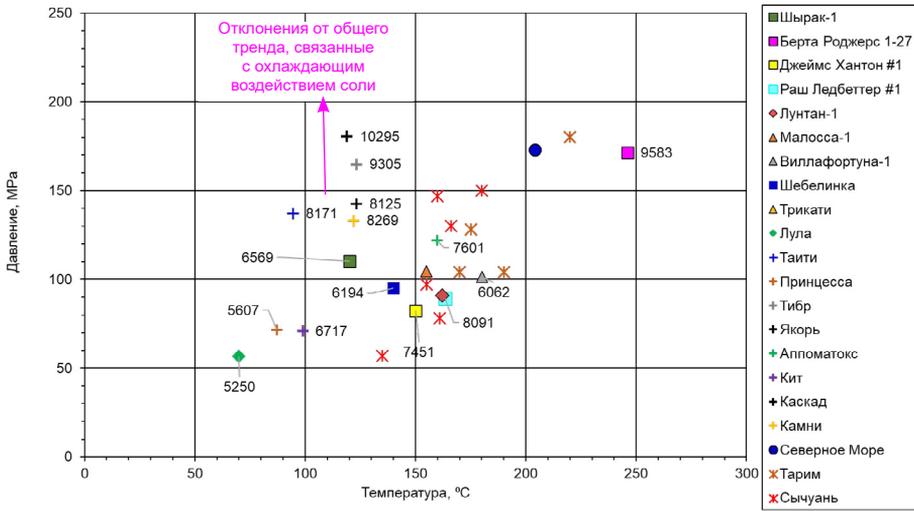
количествах они могут представлять экономическое значение. В настоящее время считается, что их поступление в ловушки УВ происходит по протяженным глубинным разломам. Смешиваясь с газом из материнских толщ, эти составляющие меняют его состав и свойства и значительно затрудняют диагностику вероятного источника.

### Нефтяные залежи

Отдельным пунктом прогноза продуктивности глубинных разрезов является обоснование возможности присутствия в них нефтяных скоплений. В рассматриваемых сверхглубоких разрезах пластовые температуры нередко превышают значения, определённые в классических представлениях об интервалах температур для сохранности жидких УВ (60–120°C). Жидкие флюиды были получены из кембрийских пород в скв. Жонгшен-1 (с глубины более 6000 м), скв. Ташен-1 (с отметки более 8000 м) и из разреза протерозоя в скв. Ньюдонг-1. Во всех случаях было отмечено, что интервал температур для генерации нефти менялся со временем в зависимости от геологических условий. Наиболее важными факторами при этом считаются изменения (снижение) геотермального градиента и существование / наличие аномально-высокого пластового давления (далее – АВГД) и региональной покрывки. Эти выводы хорошо согласуются со сделанными ранее анализами результатов бурения в бассейне Аанадо (штат Оклахома, США), где промышленные притоки газа были получены из карбонатной толщи раннеордовикского возраста (с глубин 7663 и 8083 м) и нефти с отметки 6553 м [20].

Депрессия Бахиан в бассейне Залив Бохай Бэй характеризуется глубоко погруженной УВ-системой эоценового возраста, которая в результате сложной истории погружения, дважды генерировала жидкие УВ [21]. В результате нефти ранней генерации позволили сохранить поровое пространство для последующих УВ более зрелых стадий и обеспечили возможность формирования залежи. При испытании интервала в 5671–6027 м из останцов докембрийских доломитов был получен приток легкой нефти дебитом 624,3 м<sup>3</sup>/сут, газа – 560 м<sup>3</sup>/сут. На конец 2019 г. это был самый «горячий» разрез восточного Китая, в котором при пластовых температурах 190–201°C была получена нефть.

Многие участки бассейна Тарим характеризуются быстрым погружением на значительные глубины на поздних стадиях развития и градиентами 1,5–2,0°C/100 м. В этом случае были созданы условия для генерации нефти в более позднее время и, соответственно, её сохранности на больших

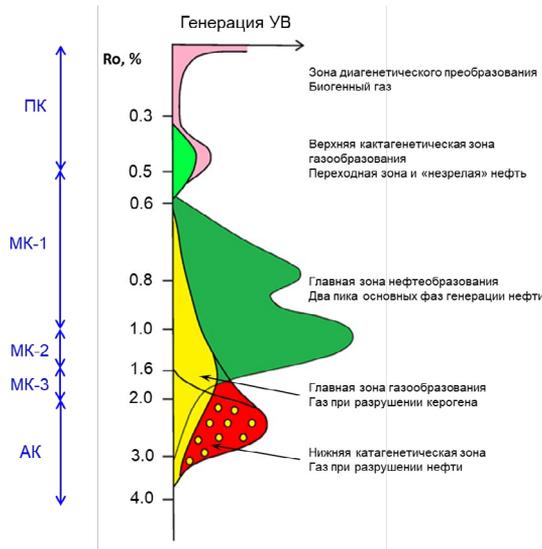


**Рисунок 5. Распределение пластовых давлений и температур сверхглубоких разрезов различных бассейнов**

**Figure 5. Distribution of formation pressures and temperatures of ultra-deep sections of different basins**

Цифрами показаны абсолютные отметки коллекторов. Ряд месторождений Мексиканского залива характеризуется пониженными значениями температур (<130°C), которые обусловлены охлаждением пластов эвапоритовыми массами. Для бассейнов Тарим и Сычуань приведены данные по продуктивным скважинам в разных структурно-тектонических элементах.

Numbers show absolute reservoir elevations. A number of fields in the Gulf of Mexico are characterised by low temperature values (<130°C), which are due to cooling of reservoirs by evaporite masses. For the Tarim and Sichuan basins, data on productive wells in different structural and tectonic elements are given.



**Рисунок 6. Модель генерации УВ депрессии Чуангхин (Chuangxin) с двойным пиком нефтеобразования; свита Феншенг (Fengcheng) нижнепермского возраста [22]**

**Figure 6. Chuangxin Depression HC generation model with double peak oil formation; Fengcheng Formation of Lower Permian age [22]**

Стрелками помечены зоны преобразования по Вассоевичу [11]: ПК – прото-катагенеза; МК – мезо-катагенеза (1 – слабого, 2 – умеренного, 3 – сильного); АК – апо-катагенеза

Arrows mark transformation zones according to Vassoevich [11]: ПК – proto-catagenesis; МК – meso-catagenesis (1 – weak, 2 – moderate, 3 – strong); АК – apo-catagenesis

глубинах. На востоке Китая в бассейне Сонглиао градиенты существенно выше и составляют 3,8–4,2°C/100 м, и в этом случае у обогащённых органикой отложений не остается значительного УВ-потенциала [18].

Сравнительно недавние работы на поднятии Шунгтуол (север провинции Тажонг) позволили установить, что нефтематеринские толщи раннекембрийского возраста во время гималайских орогенных процессов – формирования горных массивов и быстрого опускания территории в районе поднятия (40–60 млн лет) вследствие пониженных градиентов температур – всё ещё находились на стадии генерации конденсата и жирного газа [23]. Более того, на основании лабораторных исследований образцов керн-бассейна Тарим установлено, что нижняя граница для существования жидких УВ здесь опускается до отметки 9000–10000 м, что соответствует современной пластовой температуре в 210°C.

В пробуренной на севере бассейна Тарим скв. Фуян-1 с интервала 7322,17–7711,65 м в 2015 г. был получен приток чёрной нефти (0,825–0,843 г/см<sup>3</sup>, 20°C, вязкость 3,1–5,2 мПа·с). При этом пластовая температура в карбонатых отложениях ордовикского возраста составила 172°C, а газовый фактор 135 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это, вероятно, один из самых глубоких и самых «горячих» нефтеносных разрезов в мире. Низкие концентрации диамантоидов (адамантов, триадамантов) и дибензотиофенов указывают на генерацию нефти при относительно средней зрелости органики (Ro 0,8–1,0%) и отсутствии следов термального разложения. Молекулярный и изотопный состав попутных газов не противоречит этой интерпретации. Второй тест в интервале 7177,25–7568,99 м выполнен в скв. Фуян-102, при этом на Ø4 мм штуцере был получен приток нефти (156,87 м<sup>3</sup>/сут) и газа (27,828 м<sup>3</sup>/сут). Нефть оставалась неизменной при пластовых температурах 150–160°C из-за относительно короткого временного интервала (менее 5 млн лет), что существенно повышает перспективность на нефть этой части бассейна с горизонтами, залегающими в интервале глубин 6000–9000 м. Моделирование УВ-системы месторождения позволило предположить, что основное разложение нефти начинается на отметке 9000–9500 м при соответствующих температурах в 210–220°C [24]. К сходным результатам пришли и специалисты Китайского нефтяного университета, которые на основании анализа 16 образцов нефти из двух сверхглубоких разрезов определили начало генерации органическим веществом лёгких УВ при значениях Ro 1,2–1,5%. Они также отмечали, что в образцах пластовой нефти не замечено

следов биодеградаци и термохимического восстановления сульфатов [25]. В табл. 2 приводятся некоторые результаты этих измерений.

Коллекторы этого месторождения относятся к смешанному кавернозно-трещинному типу с пористостью, не превышающей 8% (среднее значение по разрезу около 3,6%). Покрышки представлены глинистыми известняками и аргиллитами ордовикского возраста.

На исключительную устойчивость палеозойских нефтей термическому воздействию указывают работы Лаборатории органической геохимии, Китайской Академии Наук [26]. Согласно экспериментальным результатам, образцы флюидов сверхглубоких разрезов бассейна Тарим начинают разлагаться при достижении температур в 148–162°C, что соответствует зрелости органики Ro 45%, а полное разложение достигается при величинах 245–276°C. Кембрий-ордовикские комплексы восточной части бассейна характеризуются керогеном I/II типа, содержанием органического вещества (*англ.* Total Organic Carbon, далее – TOC) в генерирующих толщах 2,48% вес. и суммарной мощностью осадочного разреза до 8000 м. В отличие от классических представлений о полном разложении нефти при температурах более 190–200°C в скв. TD-2, пробуренной в конце 2001 г., были обнаружены следы остаточной нефти.

Анализ УВ-системы показал, что разложение нефти началось при температуре в 165°C, однако из-за смены направления тектонических движений закончилось к началу девона; к этому времени было конвертировано от 60 до 70% исходных объёмов. Остаточные объёмы нефти по-прежнему могут представлять значительный интерес при поиске залежей. Моделирование процессов пиролиза и расчёт кинетики позволили установить нижнюю границу распространения жидких УВ в бассейне в 9000 м. Основными факторами, ответственными за это, являются низкий геотермальный градиент и произошедшее относительно недавно, быстрое погружение отложений [27].

Практически все сверхглубокие разрезы характеризуются развитым в разной степени АВПД. В условиях повышенных пластовых давлений изменение зрелости органики замедляется, и генерация УВ, в т.ч. жидких, начинается позднее. В бассейнах с чередованием нескольких нефтематеринских интервалов и особенно в бассейнах со сложным многоступенчатым тектоническим развитием УВ-системы могут вступать в стадию начала генерации несколько раз. Полученные при этом нефти будут нести в себе геохимические черты различных источников, а залежи характеризоваться многофазовым

строением, что оказывается весьма типичным для рассматриваемых сверхглубоких разрезов палеозоя.

То же относится к процессам пиролиза и вторичной, а в ряде случаев и третичной генерации из битумов. Геохимический анализ образцов нефти и газа месторождения Дабей, расположенного в передовом прогибе Куква, указывает на, по крайней мере, два последовательных периода генерации нефти и ещё одного – чистого газа [28].

Для разрезов, где термические градиенты в среднем не являются аномально низкими, т.е. там, где к 8000 м температура может достигать 250°C и более, крайне важным становится прогнозирование локальных аномалий пониженных температур. Важность наличия путей отвода тепла – как площадных, в первую очередь, на глубокой воде, так и локальных, таких как соляные купола, – отмечалась многократно.

Неслучайно первые шаги в освоении сверхглубоких залежей были сделаны именно на шельфе: опускание точки с почти нулевой температурой на глубину от сотен метров до первых километров существенно расширяет вниз интервал температур, благоприятный для генерации и сохранности жидких УВ. Один из таких примеров показан на рис. 3 [32]. Три скважины пробурены на глубины от 8750 до 10650 м (включая воду). Скв. Дэйви Джонс пробурена до глубины 9510 м в прибрежной зоне (глубина воды 6 м), а соли в ней практически отсутствуют. Скв. Каскида (10650 м) пробурена в точке с глубиной воды 1920 м: она вскрыла соли мощностью до 1500 м. Скв. Каскад Чинук занимает промежуточное положение: соли в её разрезе отсутствуют полностью, а глубина воды превышает 2650 м. Температура в скв. Дэйви Джонс оказалась ровно вдвое выше, чем в Каскиде, несмотря на то, что пласт в последней на 1150 м глубже (232°C против 116°C). Неудивительно, что выше залегающая залежь в Дэйви Джонс газовая, а более глубоководная Каскида – нефтяная.

Похожий пример имел место в Прикаспийской синеклизе [33]. Проектная глубина скв. П-1 на структуре Мынтобе (1985 г.) составляла 5200 м. На глубине 4793 м бурение было остановлено из-за аномально высокой температуры 248°C. Сама структура располагается под мольдой между двумя отстоящими друг от друга куполами. В скважинах, пробуренных на сопоставимые глубины, например, скв. Р-3 Росташинская (забой 5030 м, а.о. -4951 м), но в пределах развития соляного купола регистрируются температуры в два и более раза ниже (105°C в скв. Р-3).

Сводный график, иллюстрирующий влияние эвапоритов на пластовые температуры,

показан на рис. 5 и в табл. 3 (низкие пластовые температуры на сопоставимых глубинах – результат охлаждения через соляные купола). Граничные значения пластовых условий для характеристики глубоких зон различных нефтегазоносных бассейнов приведены в табл. 4.

Каких-либо систематических отличий свойств покрышек на сверхбольших глубинах от их аналогов в традиционных интервалах не отмечено. Специфика условий сохранности коллекторов в жёстких условиях больших глубин подробно описана в работе [34]. Кратко резюмируя содержание статьи, следует отметить, что основные факторы, отвечающие за это (они относятся как к карбонатным, так и терригенным разностям), в значительной степени перекрываются с условиями сохранности генерации жидких УВ на больших глубинах:

- низкий геотермальный градиент;
- наличие эвапоритов (солей), снижающих как давление вышележащих толщ, так и температуру;
- быстрое захоронение на значительную глубину (как дополнительный вариант, сначала медленное захоронение на незначительных глубинах);
- мономинеральный (преимущественно кварцевый для терригенных разностей) состав обломочной части;
- ранняя цементация, в т.ч. глинистым цементом;
- формирование АВПД;
- раннее поступление УВ.

### Примеры сверхглубоких УВ систем

Описывая основные достижения за 13-й пятилетний план (2016–2020 гг.) компании, Petro China отмечает исключительный вклад новых идей, позволивших переоценить перспективность многих сверхглубоких участков [34]. В частности, была предложена принципиально новая модель генерации УВ из органики, отложенной в условиях щелочных озёр депрессии Чуангхин (Chuangxin), свиты Феншенг (Fengcheng) раннепермского возраста с двойным пиком генерации жидких УВ (рис. 7). Также отмечалось, что сложно-построенные объекты больших глубин стали основным объектом поисков УВ, и это направление сохранится и на 14-й пятилетний план (2021–2026 гг.).

Новая геохимическая модель позволила обосновать переоценку перспективности целого ряда глубоко погруженных участков Джунгарского бассейна (Junggar), геологические ресурсы которых возросли почти в 6,5 раза – с  $4,3 \times 10^8$  до  $27,3 \times 10^8$  т н.э. При этом расстояние вертикальной миграции оценивалось в 2000–4000 м. Глубина залегания песчаников

**Таблица 3. Пластовые давления и температуры сверхглубоких разрезов в нефтегазовых бассейнах мира**  
**Table 3. Formation pressures and temperatures of ultra-deep sections in some World HC-basins**

Бассейн Basin	Месторождение / скважина Field / Well	Дата Date	Забой, м TD, m	Температура, °C Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Флюиды Fluids
Анадарко Anadarko	Берта Роджерс 1-27 Bertha Rodgers 1-27	1974	9583	246	171,33	H <sub>2</sub> S, газ и нефтепроявления / H <sub>2</sub> S, Gas and Oil Shows
	Джеймс Хантон #1 James Hunton #1	1975	7451	150	82,39	Газ / Gas
	Раш Ледбеттер #1 Rush Ledbetter #1	1977	8091	163,3	89,49	Газ / Gas
	Дэвис Брайант #1 Davis Bryant #1	1976	7552	157,2	93,28	Газ / Gas
	Брайан Газ Юнит #1-22 Bryant Gas Unit #1-22	1979	7514	138,3	83,08	Газ / Gas
	Онна Блэк #1 Ona Black #1	1981	7257	169,4	81,95	Газ, нефть / Gas, Oil
	Джей-Эф Даберри #3 JF Daberry #3	1983	7967	161,1	84,35	Авария, ликвидирована / Accident and abandoned
	Хайнес #1-84 Haynes #1-84	1983	7207	129,4	79,69	Сухо / Dry
Долина По Po Valley	Малосса-1 Malossa	1973	5545	155	104,66	Газ, конденсат / Gas, Condensate
	Виллафортунa-1 Villaafortuna	1984	6062	180,2	101,33	Газ, конденсат / Gas, Condensate
	Трикатти Tricati	1987	6377	172,2	107,21	Газ, конденсат / Gas, Condensate
		1987	5970	167,8	102,75	Газ, конденсат / Gas, Condensate
Сантос Santos	Лула Lula	2006	5250	70	56,88	Нефть и газ / Oil and Gas
Мексиканский залив GOM	Таити (GC 640 #1) Tahiti (GC 640 #1)	2002	8171	94,4	137,05	Нефть и газ / Oil and Gas
	Принцесса (MC 765 #3) Princess (MC 765 #3)	2003	5607	87,22	71,77	Нефть и газ / Oil and Gas
	Тибер (KC-57) Tiber (KC-57)	2014	9305	123,16	164,80	Нефть и газ / Oil and Gas
	Якорь (GC 807) Anchor (GC 807)	2015	10295	118,89	180,43	Нефть и газ / Oil and Gas
	Аппоматокс (MC 392) Appomattox (MC 392)	2014	7601	159,83	121,86	Нефть и газ / Oil and Gas
	Кит (AC 772) Whale (AC 772)	2017	6717	98,89	71,00	Нефть и газ / Oil and Gas
	Каскад (WR 206) Cascade (WR 206)	2013	8125	123,3	142,52	Нефть и газ / Oil and Gas
	Камни (WR 508) Stones (WR 508)	2005	8269	121,89	133,12	Нефть и газ / Oil and Gas
Тарим [29] Tarim [29]	Тахи Tahi			165	90,0	Нефть / Gas
	Шунбэй Shunbei			190	104,0	
	Халахатанг Halahatang			170	104,0	
	Шантаогол Балджи Shantaogol Balju			220	180,0	
	Кукакраси-Дабей Kukakrasi Dabei			175	128,0	
Сычуань [29] Sichuan [29]	Чуаншен 1 Chuanshen 1		8420	180	150,0	Газ / Gas
	Чуанки 1 Chuanqi 1		7560	166	130,0	
	Янба Yanba			160	147,0	
	Ануйи Anuyi			161	78,0	
	Пагуанг Paguang			135	57,0	
	Сланцевый Газ Shale gas			155	97,0	
ДДВ [30] DDV [30]	Шебелинка Shebelinka	1956	6194	140	95	Газ, конденсат / Gas, Condensate
Прикаспийский Pre-Caspian	Шырак-1 Shurak	2011	6569	120	110,3	Газопроявления / Gas Shows

ДДВ / DDV – Днепровско-Донецкая впадина / Dnipro-Donetsk Depression

**Таблица 4. Граничные значения для характеристики глубоких зон различных нефтегазовых бассейнов [31]**

**Table 4. Cut-off values for characterization of deep zones of different oil and gas bearing basins [31]**

Зоны Intervals	Пластовые условия / Formation conditions	
	температура, °C / temperature, °C	давление, МПа / Pressure, МПа
Сверхвысоких значений / Ultra-height	260	207
Очень высоких значений / Very height	204	138
Высоких значений / Height	177	103
Обычные условия / Common	149	69

и конгломератов, формирующих основные коллектора свиты Феншенг, составляет, по данным скважин, 3200–6000 м [35]. Таким образом, максимальное погружение расположенных ниже нефтематеринских толщ для активизации двойной / многостадийной генерации в этой области достигает уже 10000 м.

**Бассейны континентального Китая (Джунгарский и Сычуань)**

Начиная приблизительно с 2014 г., в китайских научных трудах появились концепции развития многостадийной генерации, различные импульсы которой могли прерываться и накладываться друг на друга [33]. Эти явления оказались особенно характерны для бассейнов сложной тектонической истории (и строения), при которой в течение значительного периода откладывались разнообразные потенциально генерирующие толщи и формировались многокомпонентные УВ-системы (источники УВ – коллекторы – покрывающие). К таким системам относят различные месторождения газа бассейна Сычуань: Вейюань (Weiyuan, возраст – докембрий), Вабаити и Дачиган (Wubaiti, Dachigan, возраст – каменноугольный), Пугуанг и Лонганг (Puguang and Longgang – пермтриас), а также месторождения нефти и газа Джунгарского бассейна (пермский возраст).

При проведении сравнительного анализа залежей и притоков, полученных в более чем 10 разрезах, было высказано предположение о существовании нескольких «золотых зон», генерировавших УВ на различных этапах. Сходные условия отмечены и для других континентальных бассейнов Китая: Тарим, Ордос и Сонглиао. Эти выводы нашли свое подтверждение в успешном открытии ряда коммерческих залежей нефти и газа на глубинах, превышающих 6000 м [19]. На этом этапе преимущественно рассматривался механизм первичной генерации разнообразных УВ из серии нефтематеринских толщ, следовавший классической теории, и второй пик, связанный с разрушением жидких УВ и их перестроением в газовые скопления. При таком механизме оценка ресурсного потенциала глубоких, преимущественно газоносных комплексов бассейна Тарим, возросла в 2,3 раза. Кроме того, было отмечено,

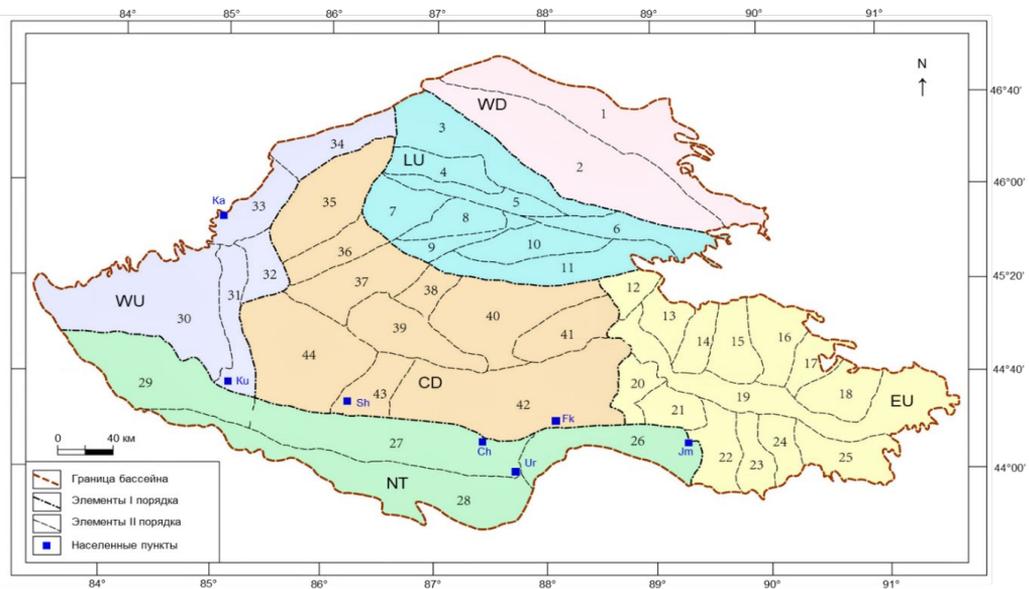
что в сложнопостроенных бассейнах с «многократными наложениями» УВ-систем существует высокая вероятность повторной генерации и формирования жидких УВ.

Джунгарский бассейн (Junggar / Zhungar) находится в области Хиндзианг (северо-запад Китая) с превышением около 500 м и покрывает территорию в 13,5×104 км². Его окружают горные комплексы Тянь-Шань, Богдашан, Алтай и Киламели. За более чем 60 лет поисков здесь было открыто значительное число месторождений, однако в основном это были небольшие нефтяные залежи. Ситуация принципиально изменилась, когда были обнаружены многопластовые газовые месторождения, относящиеся к гигантским: Махи (сентябрь 2006 г.) с суммарными доказанными запасами 303,63×108 м³ и Киламели (2003–2006 гг.) с запасами 1033,14×108 м³ [34].

Этот бассейн обладает рядом характеристик, которые позволяют выделить его в качестве ещё одного аналога верхнего палеозоя Прикаспийской депрессии. К самым важным из них относятся:

- сходные лито-фациальные и стратиграфические параметры седиментационных комплексов пермского и каменноугольного возраста, в т.ч. присутствие эвапоритовых разностей позднепалеозойского возраста;
- глубины залегания, превышающие 5000 м, на значительной площади достигающие ~7500 м;
- доказанная продуктивность верхнепалеозойских разрезов, в т.ч. и открытие уникальных нефтяных залежей на сверхбольших глубинах;
- одновременное существование здесь нескольких УВ-систем и многостадийности (унаследованности) развития многих структурно-тектонических элементов (депрессий);

Особенно богатыми органикой являются отложения каменноугольной системы, которые представлены чередованием морских и континентальных разностей, а в верхнем отделе – чередованием терригенных морских и вулканокластических, континентальных пород 2021 [35]. Суммарная мощность нефте- и газоматеринских разностей меняется от 10 до 350 м, но распространение ограничено несколькими депрессиями, в которых формировались независимые УВ-системы.



**Рисунок 7. Основные структурно-тектонические элементы Джунгарского бассейна [36]**

**Figure 7. Key structural-tectonic elements of Junggar basin**

CD – Депрессия Центральная; EU – Подъем Восточный; LU – Подъем Лулианг; NT – складчатый пояс Северный Тянь-Шань; WD – Депрессия Западная; WU – Подъем Вулунгу. Населенные пункты: Ch – Чангжи; Fk – Фуканг; Jm – Джимусар; Ka – Карамай; Ku – Кюютюн; Sh – Шихези; Ur – Урумжи  
 CD – Central Depression; EU – East Uplift; LU – Luliang Uplift; NT – North Tien Shan fold belt; WD – West Depression; WU – Wulungu Uplift. Settlements: Ch – Changzhi; Fk – Fukang; Jm – Jimusar; Ka – Karamau; Ku – Kiyutyun; Sh – Shihezi; Ur – Urumzhi

1 – зона разломов Хонгянь; 2 – депрессия СуоСуо Куан; 3 – подъем Шиюнган; 4 – депрессия Юнху; 5 – подъем Сангикван; 6 – подъем Дибей; 7 – подъем Хинюан; 8 – депрессия Саннан; 9 – подъем Шиху; 10 – депрессия Дишикван; 11 – подъем Динан; 12 – депрессия Вукайван; 13 – складчатая зона Шазанг; 14 – депрессия Шишугуо; 15 – подъем Хаунг Саохи; 16 – депрессия Шикунтан; 17 – подъем Хейшан; 18 – депрессия Вутонг Вози; 19 – подъем Ютай; 20 – подъем Бейсантай; 21 – депрессия Джимсар; 22 – подъем Гухи; 23 – депрессия Гученг; 24 – подъем Гудонг; 25 – депрессия Мулей; 26 – зона разломов Фуканг; 27 – антиклинальная зона Хуомату; 28 – складчатая зрота Цюйгу; 29 – депрессия Сикешу; 30 – подъем Чипайзи; 31 – зона разломов Хонгчи; 32 – подъем Жонг Гуай; 33 – зона разломов Кибай; 34 – зона разломов Вухиа; 35 – депрессия Маху; 36 – подъем Дабасонг; 37 – депрессия Пенъцизинси; 38 – подъем Мобей; 39 – подъем Мосуован; 40 – депрессия Донхай Даожи; 41 – подъем Байджиахай; 42 – прогиб Фуканг; 43 – подъем Монан; 44 – депрессия Шаван

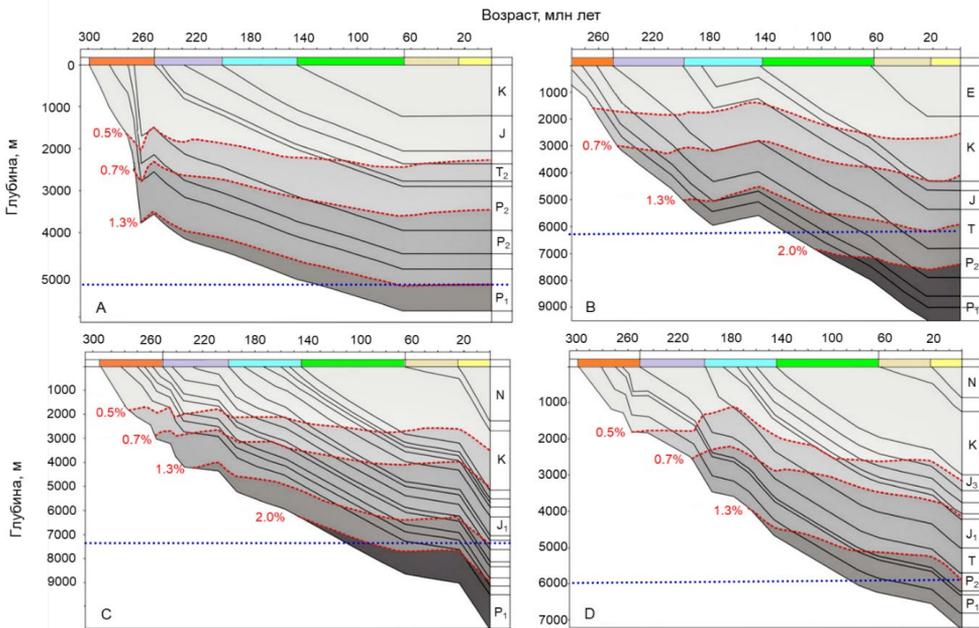
1 – Hongyan fault zone; 2 – SuoSuo Kuang depression; 3 – Shiyungtan uplift; 4 – Yunghee depression; 5 – Sangikwan uplift; 6 – Dibeil uplift; 7 – Hinyuan uplift; 8 – Sannan depression; 9 – Shihee uplift; 10 – Dishikwan depression; 11 – Dinnan uplift; 12 – Wukaiwan depression; 13 – Shazang folded zone; 14 – Shishuguo depression; 15 – Haung Saohi uplift; 16 – Shikuantan depression; 17 – Heishan uplift; 18 – Wutong Wozi depression; 19 – Yutai uplift; 20 – Beisantai uplift; 21 – Jimsar depression; 22 – Guhi uplift; 23 – Gucheng depression; 24 – Gudong uplift; 25 – Mulei depression; 26 – Fukang fault zone; 27 – Huomatu anticlinal zone; 28 – Qiugu folded zrog; 29 – Sikeshe depression; 30 – Chipayzi uplift; 31 – Hongchi fault zone; 32 – Zhong Guai uplift; 33 – Kibai fault zone; 34 – Wuhia fault zone; 35 – Mahu depression; 36 – Dabasong uplift; 37 – Pengjingsi depression; 38 – Mobei uplift; 39 – Mosuowan uplift; 40 – Donghai Daozhi depression; 41 – Baijiahai uplift; 42 – Fukang sag; 43 – Monan uplift; 44 – Shawang depression.

Большая часть залежей бассейна связана с этими отложениями.

Нефтематеринские породы представлены темными и карбонатными аргиллитами с тонкими и прерывистыми угольными прослоями. Содержание органики в темных аргиллитах от 0,03% до 4,04%, в карбонатных разностях – 0,46–24,6%, в углистых – 17,3–37,6%. со средними значениями около 29,5%. ТОС относится к смешанному типу II–III, что указывает на его происхождение во влажном климате.

В областях Жонггай-Шаван преобладает третий тип, а в депрессии Вулунгу органика относится к I–II типу, а её количество ниже, чем в остальных частях [35].

Нижнекаменноугольные породы оказываются погруженными на самые большие глубины и, соответственно, характеризуются большими значениями зрелости органического вещества (далее – ОВ). Эта часть разреза проходила через различные стадии погружения и температурного режима в зависимости



**Рисунок 8. Модели развития УВ-систем для различных элементов Джунгарского бассейна [16]**

**Figure 8. The reconstructed burial and thermal history for Junggar basin**

A – прогиб Маху / Mahu sag; B – прогиб Пенл Хи (Пеньцзинси) / Penl Xi sag; C – прогиб Шаван / Shawan sag; D – прогиб Фуканг / Fukang sag

от структурно-тектонического положения. Зрелость органики здесь меняется от 0,55 до 2,5%, достигая в отдельных разрезах 3,0% (скв. Мошен 1). В депрессиях Вукайвань и Дишуйкван верхнекаменноугольные разрезы характеризуются значениями Ro 0,54–1,83%, которые возрастают к области Шазханг и Бейсантай (рис. 8). На территории Шикунтан, Чипайзи и Вулунгу эти значения сравнительно низкие [34]. Их генерационный потенциал оценивается в  $0,41 \times 10^2$ – $7,18 \times 10^2$  мг/г (УВ / ТОС), что позволяет их относить к хорошим материнским толщам.

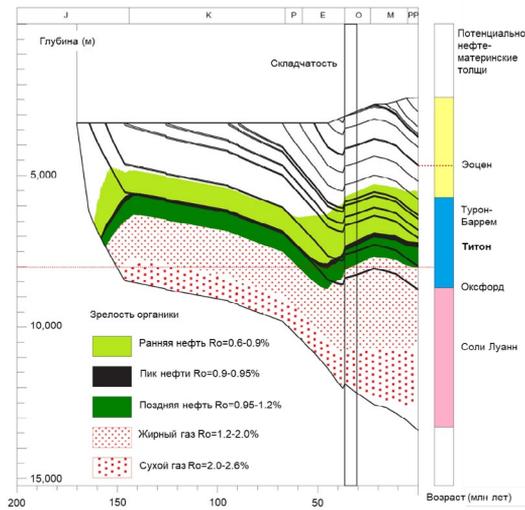
Во внутренних областях бассейна выделяются две основные генерирующие толщи: пермские отложения лагунного происхождения и каменноугольные – морские и переходные разности. С точки зрения распространения по площади, потенциально материнские толщи пермского, юрского и каменноугольного возраста, составляют 60, 30 и 2,25% соответственно. Палеогеографические реконструкции показывают, что отдельные области и обогащённые органикой интервалы проходили стадию «нефтяного окна» в различное время и на различных глубинах, сформировав весьма сложную многостадийную систему. Выполненное 1D моделирование по данным разведочных скважин показало,

что максимальная глубина достижения зрелости органикой в 1,3% меняется от 5000 до 7400 м (рис. 9).

**Мексиканский залив (складчатая область Пердидо)**

Свита Уилкокс (Wilcox) датируется верхним палеоценом-нижним эоценом и является одним из крупнейших объектов нефте- и газопоисковых работ в Мексиканском заливе (рис. 4). Детальные исследования этой части осадочного чехла начались более 90 лет назад, когда на территории штата Техас в ней были выявлены крупные залежи УВ. Одновременно в середине 90-х гг. более мелкие, преимущественно газовые месторождения были открыты в штатах Алабама, Миссисипи и Луизиана, а также в бассейне Бургос в Мексике.

Глубокие и сверхглубокие разрезы свиты стали объектом активного поиска в Мексиканском заливе приблизительно с 2001 г., сразу после первого открытия месторождения Баха (Баха AC 557 #2, забой 5843 м при глубине воды 2375 м) в Каньоне Аламинос, которое, несмотря на коммерческую неуспешность, подтвердило наличие как новой работающей УВ-системы, так и мощных песчаных коллекторов турбидитного происхождения.

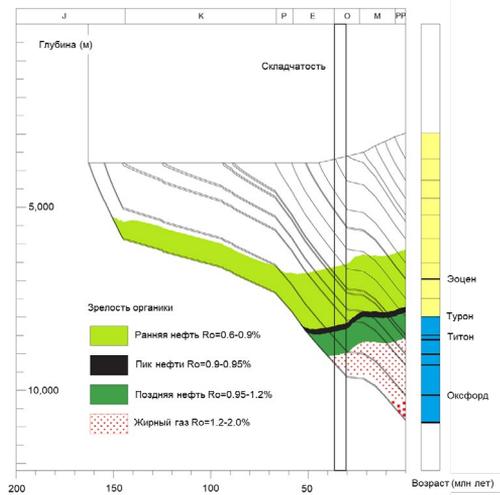


**Рисунок 9. Моделирование УВ-системы мезозоя – кайнозоя складчатого пояса Пердидо, позволившее обосновать перспективность глубоко залегающих песчаных комплексов Уилкоккс. Вариант первый – надсолевой [36]**

**Figure 9. Mesozoic HC System of Perdido fold belt, allowed to prove potential of deep terrigenous complexes in Wilcox formation. Version 1 supra salt [36]**

Основной источник титонского возраста достиг пика генерации нефти при погружении на глубину 6800–7200 м, а газовая фаза наступила на глубине в 8000 м. Органика эоцена (обогащенная ОВ толща показана коричневым) не дошла до фазы генерации УВ.

Main source rock of Tithonian age reached his oil generation peak at 6800–7200 m burial depth. And gas phase of generation started at 8000 m. Eocene organic matter (colored brown) did not reach its maturity.



**Рисунок 10. Моделирование УВ-системы мезозоя – кайнозоя складчатого пояса Пердидо, позволившее обосновать перспективность глубоко залегающих песчаных комплексов Уилкоккс. Вариант второй – бессолевой [36]**

**Figure 10. Mesozoic HC System of Perdido fold belt, allowed to prove potential of deep terrigenous complexes in Wilcox formation. Version 2 no salt [36]**

Пик генерации нефти находится на глубинах от 7700 до 8500 м, а возможность обнаружения конденсата – до 10000 м. Обогащенные органикой толщи эоцена находятся в начале «нефтяного окна».

Oil generation peak was reached at 7700-8500 burial depth interval, and condensate persectivity extended till 10000 m. Eocene sediments enriched with organic matter are at the beginning of "oil window" generation.

**Таблица 5. Основные характеристики сверхглубоких залежей УВ, в бассейнах Тарим и Сычуань [29]**

**Table 5. Main characteristics of ultra-deep HC fields in the Tarim and Sichuan basins [29]**

Бассейн Basin	Месторождение Field	Характеристики продуктивных пластов Characteristics of productive reservoir				Геологические запасы** Geological resources**
		глубина залегания, м depth, m	средняя температура, °C average temperature, °C	начальное пластовое давление, МПа initial reservoir pressure, MPa	тип коллектора reservoir type	
Тарим Tarim	Тахи Tahi	5350–6200	165	90	трещинный fractured	13,5×10 <sup>8</sup> т
	Шайбей Shaibei	6500–9000	190	104	трещинный fractured	17×10 <sup>8</sup> т ***
	Халахатанг Halahatang	5900–7100	170	104	трещинный fractured	2,5×10 <sup>8</sup> т
	Выступ Шантаогол Uplift Shantaogol	6600–8300	220	180	трещинный fractured	2×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup>
	Какуакраси-Дабей Kukakrasi Dabei	6000–8000	175	128	трещинно-поровый fracture-intergranular	3,5×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup>
Сычуань Sichuan	Кембрийские разрезы на северо-востоке бассейна Cambrian formations NW basin	8000–10000	Скв. Чуаншен 1, 180°C при забое 8420 м Chuanshen1	~150*	трещинно-поровый fracture-intergranular	10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup> в интервале 4570–5414 м 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> in the range 4570–5414 m
	Свита Лейкоупо на западе бассейна Leikuopo Formation W basin	5000–8000	Скв. Чуанки 1, 166°C при забое 7560 м Chuanki 1	~130*	поровый, и смешанный трещинно-поровый fracture and mixed fracture-intergranular	2166×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Янба Yangba	6240–7300	160	147	трещинно-поровый fracture-intergranular	2,199×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Ануи Anuyi	4500–6000	161	78	трещинно-поровый fracture-intergranular	10,570×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Пугуанг Puguang	4800–5500	135	57	поровый intergranular	4,121×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	«Сланцевый» газ Shale gas	3500–4500	155	97	поровый intergranular	более 212,5×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup> more than 212,5×10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>

\*точные измерения на забое отсутствуют / no accurate readings on logging tools

\*\*выделены доказанные запасы / marked – proved reserves

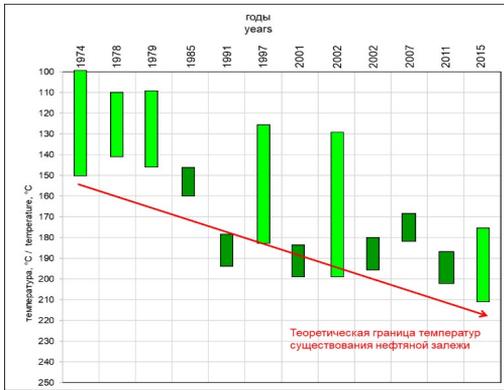
\*\*\*ресурсы

Хотя в разрезах Мексиканского залива отмечаются многочисленные обогащенные органикой толщи, основным источником УВ для свиты Уилкоккс (также, как и для Норфлет) считаются верхнеюрские отложения. На 2019 г. в районе складчатого пояса Пердидо эти комплексы не вскрыты бурением. Анализ геохимии образцов нефти и нефтепроявлений на дне океана показал, что наиболее вероятными источниками являются породы титонского и эоценового возраста, и некоторый потенциал сохраняется в отложениях баррема и турона.

Верхнеюрские отложения представлены обогащенными органикой глинистыми известняками, мергелями и карбонатными аргиллитами часто с высоким содержанием серы и керогеном II/III типа. Основываясь на методе аналогий, для толщ оксфорда

и титона содержание ТОС было принято от 0,5 до 2,5% вес., а для интервалов мела – 2,8–4,2% вес. Эоценовые поды относятся к глубокоководно-морскому типу, сложены пелагическими и гемипелагическими глинистыми разностями с органикой II/III типа и ТОС ~2,2%.

Изменения зрелости ОВ и времена генерации различных типов УВ сильно варьируют по территории Мексиканского залива. Однако в общем случае для глубокоководного комплекса пик генерации нефти приходится на интервал глубин 7600–10700 м, газа – 9100–12200 м (рис. 10, а–б). В конкретной области точное положение этих пиков зависит от совместного влияния разломов фундамента, положения автохтонных и аллохтонных эвапоритов, развития АВПД. Для об-



**Рисунок 11. Тенденция к переоценке температуры разрушения нефти и открытия глубоких залежей [37]**

**Figure 11. Trend of re-evaluation of temperatures for destruction of HC-accumulations, and deep discoveries [37]**

Светлым цветом показаны теоретические разработки, темным – открытия. Начиная с 1990-х гг., открытия иногда «опережают» теорию, заставляя пересматривать нижнюю границу распространения нефти в сторону её возрастания.

Theoretical assumptions are light-colored, and practical results – dark-colored. Since the 1990s, discoveries sometimes «outrun» the theory, forcing to revise the lower limit of oil accumulations.

ласти Пердидо, в которой располагается месторождение Трайдент, также важную роль играет относительное положение нефтематеринских толщ в сводовой или в синклинальной части структуры минибассейна [38].

Таким образом, опыт бурения на большие глубины показывает, что, вопреки традиционным воззрениям, наличие УВ-систем с возможностью формирования и сохранности как газовых, так и нефтяных залежей на глубинах свыше 6000 м – достаточно распространённое явление. Максимальные температуры в залежах, приводящие к разрушению нефтей, постоянно пересматриваются в сторону повышения (рис. 11) [37], что, в свою очередь, вызывает переоценку УВ потенциала многих

## 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,

бассейнов. При этом объем запасов как нефти, так и газа, в сверхглубоких разрезах постоянно увеличивается, особенно в Китае. Сводка основных характеристик сверхглубоких залежей УВ в бассейнах Тарим и Сычуань приведена в табл. 5.

При этом непосредственно возможности подготовки каких-либо практических рекомендаций по выбору конкретных перспективных участков в пределах этих бассейнов на основе прогноза наличия и фазового состава залежей УВ невелики, поскольку осложнены целым рядом факторов. Тем не менее, целенаправленное изучение глубоких разрезов и систематизация большого массива фактических данных в итоге делает эту задачу вполне решаемой.

## Выводы

На данный момент времени изучение и освоение сверхглубоких залежей УВ (>6000 м) как с точки зрения геологических представлений, так и по уровню развития технологий является вполне рутинным процессом. Это не означает, что все проблемы прогноза решены, но говорит о том, что сформированы общие принципы оценки сверхглубоких разрезов, основанные, в первую очередь, на оценке динамики формирования как самих разрезов, так и залежей в них.

Существование действующих УВ-систем на указанных глубинах доказано десятками задокументированных примеров.

С большой степенью вероятности можно говорить о том, что границы изучения сверхбольших глубин в ближайшее время существенно опустятся (до >8000 м и более).

Несмотря на критическую зависимость сверхглубоких проектов от экономических показателей (в основном, цен на нефть), развитие и удешевление технологий также, как и в случае с т. н. «сланцевыми» разрезами, неизбежно приведёт к повышению эффективности проектов по освоению залежей нефти и газа на больших глубинах.

проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Хафизов С.Ф. – написание текста, аналитика, работа с источниками, редактирование рукописи; Куандыков Б.М. – общее руководство подготовкой, структурирование текста; Сынгаевский П.Е. – работа с источниками, подготовка литературного обзора, подготовка рисунков и табличных данных.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published

and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Sergey F. Khafizov – text writing, analytics, work with sources, manuscript editing; Baltabek M. Kuandykov – general management of preparation, text structuring; Pavel E. Syngayevsky – work with sources, preparation of literature review, preparation of figures and tabular data.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Perrodon A.* Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Paris : Masson Elf Aquitaine, 1980. 381 p.
2. *Magoon L.B., Beamont E.A.* Petroleum Systems. Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology. Ch. 3. USA : AAPG, 1994. 34 p.
3. *Magoon L.B., Dow W.G.* The petroleum system: From source to trap // AAPG Memoir. 1994. N 60. P. 3–24.
4. *Хафизов С. Ф., Косенкова Н. Н., Жемчужова В. А., и др.* Углеводородные системы. Теория и практика. Москва : Красанд, 2019. 197 с.
5. *Nadeau P.H., Bjørkum P.A., Walderhaug O.* Petroleum system analysis: impact of shale diagenesis on reservoir fluid pressure, hydrocarbon migration and biodegradation risks // Petroleum Geology Conference series. 2005. Vol. 6, N 1. P. 1267–1274. doi: 10.1144/0061267.
6. *Tissot B.P., Welte D.H.* Petroleum formation and occurrence. 2nd ed. Berlin : Springer Verlag, 1984.
7. *Murray A.P., Dawson D.A., Carruthers D., Larter S.* Reservoir Fluid Property Variation at the Metre-scale: Origin, Impact and Mapping in the Vincent Oil Field, Exmouth Sub-basin // Proc. Western Australian Basins Symposium, Perth; Aug 2013; Australia. Available from: [https://pesa.com.au/western\\_australian\\_basins\\_symposium\\_2013\\_murray-pdf](https://pesa.com.au/western_australian_basins_symposium_2013_murray-pdf).
8. *Hall L.S., Palu T.J., Murray A.P., et al.* Hydrocarbon prospectivity of the Cooper Basin // AAPG Bull. 2019. Vol. 103, N 1. P. 31–63. doi: 10.1306/05111817249.
9. *Stainforth J.G.* New insights into reservoir filling and mixing processes // Understanding petroleum reservoirs: Towards an integrated reservoir engineering and geochemical approach. Geol. Soc. London special publication 237. 2004. P. 115–132.
10. *Murray A., He Z.* Oil vs. Gas: What are the Limits to Prospect-Level Hydrocarbon Phase Prediction? // Search and Discovery Article #42513. 2020. doi: 10.1306/42513Murray2020.
11. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
12. *Neruchev S.G.* Katagenez raseyannogo organicheskogo veshchestva porod i generatsiya nefti i gaza v protsesse pogruzheniya osadkov. *Dokl. AN SSSR, ser. geol.* 1970;194(5):1186–1189. (In Russ).
13. *Feyzullayev A.A., Lerche I.* Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin // Petroleum Research. 2020. Vol. 5, N 1. P. 70–76. doi: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.003.
14. *Guo X., Hu D., Li Y., et al.* Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/ Gas Exploration. // Engineering. 2019. Vol. 5, N 3. P. 458–470. doi: 10.1016/j.eng.2019.01.012.
15. *Sokolov V.A.* *Ocherki genezisa nefti.* M.-L.: Gosudarstvennoye nauchno-tehnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury; 1948. 460 p. (In Russ).
16. *Xiaojun W., Yong S., Menglin Zh., et al.* Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin // China Petroleum Exploration. 2021. Vol. 26, Issue 4. P. 29–43. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.04.003.
17. *Chai Z., Chen Z., Liu H., et al.* Light hydrocarbons and diamondoids of light oils in deep reservoirs of Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin: Implication for the evaluation on thermal maturity, secondary alteration and source characteristics // Marine and Petroleum Geology. 2020. Vol. 117. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104388.
18. *Orr W.L.* Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation – study of Big Horn Basin Paleozoic oils // AAPG Bull. 1974. Vol. 58, N 11. P. 2295–318.
19. *Davis G.H., Northcutt R.A.* The Greater Anadarko Basin: An Overview of Petroleum Exploration and Development // Anadarko Basin Symposium circular 90; 1988; University of Oklahoma, Norman. Available from: <https://ogs.ou.edu/docs/circulars/C89.pdf>.
20. *Zhao X., Jin Q., Jin F., et al.* Origin and accumulation of high-maturity oil and gas in deep parts of the Baxian Depression, Bohai Bay Basin, China // Pet. Sci. 2013. Vol. 10. P. 303–313. doi: 10.1007/s12182-013-0279-0.

21. Qi L.X. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin // *China Pet. Explor.* 2016. Vol. 21, N 03. P. 38–51. (In Chinese).
22. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // *Геофизический журнал.* 2014. Т. 36, № 4. С. 3–23.
23. Guangyou Zh., Li J., Zhang Zh., et al. Stability and cracking threshold depth of crude oil in 8000 m ultra-deep reservoir in the Tarim Basin // *Fuel.* 2020. Vol. 282. doi: 10.1016/j.fuel.2020.118777.
24. Wang Yu., Zhang Sh., Wang F., et al. Thermal cracking history by laboratory kinetic simulation of Paleozoic oil in eastern Tarim Basin, NW China, implications for the occurrence of residual oil reservoirs // *Organic Geochemistry.* 2006. Vol. 37, Issue 12. P. 1803–1815. doi: 10.1016/j.orggeochem.2006.07.010.
25. Zhu G., Zhang Zh., Zhou X., et al. Preservation of ultra-deep liquid oil and its exploration limit // *American Chemical Society // Energy & Fuels.* 2018. Vol. 32, Issue 11. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01949.
26. Cao L.Y. The hydrocarbon accumulation mechanism of Dabei–Kelasu structural zone in Kuqa Depression; dissertation. Beijing: China University of Geosciences, 2010. (In Chinese).
27. sipes.org [Internet]. Texas: Society of Independent Professional Earth Scientists [дата обращения: 09.07.2021]. Доступ по ссылке: <https://sipes.org/wp-content/uploads/2014/08/quarterlyMay10.pdf>.
28. Li Ya., Xue Zh., Cheng Zh., et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China // *China Petroleum and Chemical Corporation.* 2020. Vol. 25. N 1. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
29. Xu Ch., Zou W., Yang Yu., et al. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China // *Journal of Natural Gas Geoscience.* 2018. Vol. 3, Issue 1. P. 11–24. doi: 10.1016/j.jnggs.2018.03.004.
30. Куандықов Б.М., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формирование и сохранение коллекторов на больших (>6,000 м) глубинах // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана.* 2022. №1(10). С. 11–26. doi: 10.54859/kjogi100605.
31. He H., Tuzhi F., Xuji G., et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan // *China Petroleum Exploration.* 2021. Vol. 26, N 1. P. 43–54. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.004.
32. Henian L., Buqing Sh., Liangqing X., et al. Major achievements of CNPC overseas oil and gas exploration during the 13th Five-Year Plan and prospects for the future // *China Petroleum Exploration.* 2020. Vol. 25, N 4. P. 1–10. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.04.001. (In Chinese).
33. Wenzhi Zh., Suyun H., Wei L., et al. The multi-staged “golden zones” of hydrocarbon exploration in superimposed petroliferous basins of onshore China and its significance // *Petroleum Exploration and Development.* 2015. Vol. 42, Issue 1. P. 1–13. doi: 10.1016/S1876-3804(15)60001-5.
34. Dai J. *Giant Coal-Derived Gas Fields and Their Gas Sources in China.* Elsevier Inc.; 2016. 582 p.
35. Zhaoxu M., Wang F., Yang Yo., et al. Evaluation of the potentiality and suitability for CO<sub>2</sub> geological storage in the Junggar Basin, northwestern China // *International Journal of Greenhouse Gas Control.* 2018. Vol. 78. P. 62–72. doi: 10.1016/j.ijggc.2018.07.024.
36. Wang Ya., Jia D., Pan J., et al. Multiple-phase tectonic superposition and reworking in the Junggar Basin of northwestern China— Implications for deep seated petroleum exploration // *AAPG Bulletin.* 2018. Vol. 102, N 8. P. 1489–1521. doi: 10.1306/10181716518.
37. Zou C., Jinhu D., Chunchun X., et al. Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China // *Petroleum Exploration and Development.* 2014. Vol. 41, Issue 3. P. 306–325. doi: 10.1016/S1876-3804(14)60036-7.
38. Fiduk Joseph C., Weimer P., Trudgill D.B., et al. Quefelec. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems // *AAPG Bulletin.* 1999. Vol. 83, N 4. P. 578–612.

## REFERENCES

1. Perrodon A. *Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures.* Paris: Masson Elf Aquitaine; 1980. 381 p.
2. Magoon LB, Beamont EA. *Petroleum Systems. Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology.* Ch. 3. USA: AAPG; 1994. 34 p.
3. Magoon LB, Dow WG. The petroleum system: From source to trap. *AAPG Memoir.* 1994;60:3–24.
4. Khafizov SF, Kosenkova NN, Zhemchugova VA, et al. *Uglevodородnyye sistemy.* Teoriya i praktika. Moscow: Krasand, 2019. 197 p. (In Russ).
5. Nadeau PH, Bjørkum PA, Walderhaug O. Petroleum system analysis: impact of shale diagenesis on reservoir fluid pressure, hydrocarbon migration and biodegradation risks. *Petroleum Geology Conference series.* 2005;6(1):1267–1274. doi: 10.1144/0061267.
6. Tissot BP, Welte DH. *Petroleum formation and occurrence.* 2nd ed. Berlin: Springer Verlag; 1984.
7. Murray AP, Dawson DA, Carruthers D, Larter S. Reservoir Fluid Property Variation at the Metrescale: Origin, Impact and Mapping in the Vincent Oil Field, Exmouth Sub-basin. *Proc. Western Australian*

- Basins Symposium, Perth; Aug 2013; Australia. Available from: [https://pesa.com.au/western\\_australian\\_basins\\_symposium\\_2013\\_murray-pdf/](https://pesa.com.au/western_australian_basins_symposium_2013_murray-pdf/).
8. Hall LS, Palu TJ, Murray AP, et al. Hydrocarbon prospectivity of the Cooper Basin. *AAPG Bull.* 2019;103(1):31–63. doi: 10.1306/05111817249.
  9. Stainforth JG. New insights into reservoir filling and mixing processes. Understanding petroleum reservoirs: Towards an integrated reservoir engineering and geochemical approach. *Geol. Soc. London special publication* 237. 2004;115–132.
  10. Murray A, He Z. Oil vs. Gas: What are the Limits to Prospect-Level Hydrocarbon Phase Prediction? *Search and Discovery Article #42513*. 2020. doi: 10.1306/42513Murray2020.
  11. Vassoyevich NB. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefiti (istoricheskii obzor i sovremennoye sostoyaniye). *Izv. AN SSSR, ser. geol.* 1967;11:135–156. (In Russ).
  12. Neruchev SG. Katagenез rasseyanogo organicheskogo veshchestva porod i generatsiya nefiti i gaza v protsesse pogruzeniya osadkov. *Dokl. AN SSSR, ser. geol.* 1970;194(5):1186–1189. (In Russ).
  13. Feyzullayev AA, Lerche I. Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin. *Petroleum Research.* 2020;5(1):70–76. doi: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.003.
  14. Guo X, Hu D, Li Y, et al. Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration. *Engineering.* 2019;5(3):458–470. doi: 10.1016/j.eng.2019.01.012.
  15. Sokolov VA. *Ocherki genezisa nefiti*. M.-L.: Gosudarstvennoye nauchno-tehnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury; 1948. 460 p. (In Russ).
  16. Xiaojun W, Yong S, Menglin Z, et al. Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin. *China Petroleum Exploration.* 2021;26(4):29–43. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.04.003.
  17. Guangyou Z, Li J, Zhang Z, et al. Stability and cracking threshold depth of crude oil in 8000 m ultra-deep reservoir in the Tarim Basin. *Fuel.* 2020;282. doi: 10.1016/j.fuel.2020.118777.
  18. Orr WL. Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation – study of Big Horn Basin Paleozoic oils. *AAPG Bull.* 1974;58(11):2295–318.
  19. Davis GH, Northcutt RA. The Greater Anadarko Basin: An Overview of Petroleum Exploration and Development. Anadarko Basin Symposium circular 90; 1988; University of Oklahoma, Norman. Available from: <https://ogs.ou.edu/docs/circulars/C89.pdf>.
  20. Zhao X, Jin Q, Jin F, et al. Origin and accumulation of high-maturity oil and gas in deep parts of the Baxian Depression, Bohai Bay Basin, China. *Pet. Sci.* 2013;10:303–313. doi: 10.1007/s12182-013-0279-0.
  21. Qi LX. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin. *China Pet. Explor.* 2016;21(03):38–51. (In Chinese).
  22. Lukin AY. Hydrocarbon potential of great depths and prospects of its development in Ukraine. *Geofizicheskij zhurnal.* 1991;36(4):3–23. (In Russ.).
  23. Chai Z, Chen Z, Liu H, et al. Light hydrocarbons and diamondoids of light oils in deep reservoirs of Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin: Implication for the evaluation on thermal maturity, secondary alteration and source characteristics. *Marine and Petroleum Geology.* 2020;117. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104388.
  24. Wang Y, Zhang S, Wang F, et al. Thermal cracking history by laboratory kinetic simulation of Paleozoic oil in eastern Tarim Basin, NW China, implications for the occurrence of residual oil reservoirs. *Organic Geochemistry.* 2006;37(12):1803–1815. doi: 10.1016/j.orggeochem.2006.07.010.
  25. Zhu G, Zhang Z, Zhou X, et al. Preservation of ultra-deep liquid oil and its exploration limit // American Chemical Society. *Energy & Fuels.* 2018;32(11). doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01949.
  26. Cao LY. *The hydrocarbon accumulation mechanism of Dabai-Kelasu structural zone in Kuqa Depression* [dissertation]. Beijing: China University of Geosciences; 2010. (In Chinese).
  27. sipes.org [Internet]. Texas : Society of Independent Professional Earth Scientists [cited Jul 09, 2021]. Available from: <https://sipes.org/wp-content/uploads/2014/08/quarterlyMay10.pdf>.
  28. Li Y, Xue Z, Cheng Z, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. *China Petroleum and Chemical Corporation.* 2020;25(1). doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
  29. Xu C, Zou W, Yang Y, et al. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China. *Journal of Natural Gas Geoscience.* 2018;3(1): 11–24. doi: 10.1016/j.jnggs.2018.03.004.
  30. Kuandykov BM, Syngaevskii PE, Hafizov SF. Formation and preservation of reservoirs at great depth. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2022;1(10):11–26. doi: 10.54859/kjogi100605.
  31. He H, Tuzhi F, Xujie G, et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan. *China Petroleum Exploration.* 2021;26(1):43–54. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.004.
  32. Henian L, Buqing S, Liangqing X, et al. Major achievements of CNPC overseas oil and gas exploration during the 13th Five-Year Plan and prospects for the future. *China Petroleum Exploration.* 2020;25(4):1–10. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.04.001. (In Chinese).

33. Wenzhi Z, Suyun H, Wei L, et al. The multi-staged “golden zones” of hydrocarbon exploration in superimposed petroliferous basins of onshore China and its significance. *Petroleum Exploration and Development*. 2015;42(1):1–13. doi: 10.1016/S1876-3804(15)60001-5.
34. Dai J. *Giant Coal-Derived Gas Fields and Their Gas Sources in China*. Elsevier Inc.; 2016. 582 p.
35. Zhaoxu M, Wang F, Yang Y, et al. Evaluation of the potentiality and suitability for CO<sub>2</sub> geological storage in the Junggar Basin, northwestern China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018;78:62–72. doi: 10.1016/j.ijggc.2018.07.024.
36. Wang Y, Jia D, Pan J, et al. Multiple-phase tectonic superposition and reworking in the Junggar Basin of northwestern China— Implications for deep seated petroleum exploration. *AAPG Bulletin*. 2018;102(8):1489–1521. doi: 10.1306/10181716518.
37. Zou C, Jinhu D, Chunchun X, et al. Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*. 2014;41(3):306–325. doi: 10.1016/S1876-3804(14)60036-7.
38. Fiduk Joseph C, Weimer P, Trudgill DB, et al. Queffelec. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems. *AAPG Bulletin*. 1999;83(4):578–612.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Хафизов Сергей Фаизович**

докт. геол.-мин. наук, профессор

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

Scopus ID: 55945999800

WoS Researcher ID: HGC-4170-2022

e-mail: [khafizov@gubkin.ru](mailto:khafizov@gubkin.ru).

**Куандыков Балтабек Муханович**

докт. геол.-мин. наук

ORCID [0009-0005-3696-8376](https://orcid.org/0009-0005-3696-8376)

e-mail: [bmku@meridianpetroleum.kz](mailto:bmku@meridianpetroleum.kz).

**Сынгаевский Павел Евгеньевич**

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

канд. геол.-мин. наук

e-mail: [pavel.syngaevsky@chevron.com](mailto:pavel.syngaevsky@chevron.com).

**AUTHORS' INFO****\*Sergey F. Khafizov**

Doct. Sc. (Geology and Mineralogy), professor

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

Scopus ID: 55945999800

WoS Researcher ID: HGC-4170-2022

e-mail: [khafizov@gubkin.ru](mailto:khafizov@gubkin.ru).

**Baltabek M. Kuandykov**

Doct. Sc. (Geology and Mineralogy)

ORCID [0009-0005-3696-8376](https://orcid.org/0009-0005-3696-8376)

e-mail: [bmku@meridianpetroleum.kz](mailto:bmku@meridianpetroleum.kz).

**Pavel E. Syngaevsky**

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

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)

e-mail: [pavel.syngaevsky@chevron.com](mailto:pavel.syngaevsky@chevron.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 55.3179  
МРНТИ 38.53.31

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>

Получена: 06.12.2023.

Одобрена: 06.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Выявление перспективных участков нефтеносности в краевых частях продуктивных горизонтов Ю-12 и Ю-13 месторождения Жетыбай

**А.О. Асылбаева, А.Б. Карамурзаева**

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

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** К настоящему времени на месторождении Жетыбай проведен широкий комплекс научных, геолого-поисковых и разведочных работ. Относительно полно выяснена общая карта формирования структуры месторождения. Вместе с этим ряд важных вопросов остался ещё недостаточно или вовсе не изученным. По результатам проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-3D и в рамках работ по доразведке месторождения выявлены периферирические (краевые) зоны структуры месторождения и, в частности, её переклиналей, а также поперечного прогиба и продольного сброса на южном крыле структуры, требующие доизучения.

**Цель.** Доизучение структуры месторождения, выявление новых участков потенциальных на углеводороды краевых частей месторождения и оценка перспектив нефтеносности Ю-12 и Ю-13 горизонтов месторождения Жетыбай.

**Материалы и методы.** В рамках данного исследования выполнена качественная оценка информативности сейсмических атрибутов, анализ геометрической формы (конфигурации) отражений, динамических параметров амплитуд, степени непрерывности частоты и прочих показателей. Анализ характеристики отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь, с данными геофизических исследований, позволил сделать предположение об условиях осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии.

**Результаты.** Оценочные скважины J-1, J-2 и J-3, пробуренные в 2023–2024 гг. в краевых частях за утвержденным контуром нефтеносности горизонтов Ю-12 и Ю-13, получили положительный результат. Продуктивность новой залежи также подтверждена вновь пробуренными эксплуатационными скважинами 5333, 5652 и 5367.

**Заключение.** С целью доизучения структуры месторождения Жетыбай по выявлению потенциальных на углеводороды новых участков для оценки перспективности краевых частей, а также структурных поднятий и песчаных тел горизонтов Ю-12 и Ю-13 заложены оценочные скважины J-1, J-2 и J-3. Детализация выявленных песчаных тел позволяет прогнозировать перспективные участки, не охваченные бурением. По положительным результатам бурения оценочных скважин уточнено геологическое строение горизонтов Ю-12 и Ю-13 и подтверждена продуктивность краевых частей залежей.

**Ключевые слова:** *нефтегазоносность, залежь, горизонт, юрские отложения, структура, ресурсы, запасы, оценочные скважины.*

## Как цитировать:

*Асылбаева А.О., Карамурзаева А.Б.* Выявление перспективных участков нефтеносности в краевых частях продуктивных горизонтов Ю-12 и Ю-13 месторождения Жетыбай // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 31–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>.

UDC 55.3179

CSCSTI 38.53.31

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>

Received: 06.12.2023.

Accepted: 06.09.2024.

Published: 30.09.2024.

---

**Original article****Identification of prospective oil-bearing areas in the peripheral parts of productive horizons U-12 and U-13 of the Zhetybai field****Aynur O. Assylbayeva, Aynur B. Karamurzayeva***Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan***ABSTRACT**

**Background:** To date, a comprehensive range of scientific, geological exploration, and appraisal work has been conducted at the Zhetybai field. The overall structural map of the field has been relatively well established. However, several critical issues remain insufficiently studied or entirely unexplored. Based on the results of seismic exploration (3D common depth point method) and additional appraisal work, peripheral (edge) zones of the field structure have been identified, including its cross-faults, as well as transverse flexures and longitudinal faults on the southern wing of the structure, which require further investigation.

**Aim:** To further study the field structure, identify new potential hydrocarbon areas in the peripheral parts of the field, and assess the oil potential of the U-12 and U-13 horizons in the Zhetybai field.

**Materials and methods:** This study involved a qualitative assessment of the informativeness of seismic attributes, analysis of reflection geometry (configuration), dynamic amplitude parameters, continuity of frequency, and other indicators. The analysis of reflection characteristics, in conjunction with all available data, primarily geophysical survey data, allowed for hypothesizing sedimentary conditions and obtaining acceptable lithological assessments.

**Results:** The evaluation wells J-1, J-2, and J-3, drilled in 2023-2024 in the peripheral parts beyond the approved boundary of hydrocarbon-bearing horizons U-12 and U-13, yielded positive results. The productivity of the new reservoir was also confirmed by newly drilled production wells 5333, 5652, and 5367.

**Conclusion:** To further study the structure of the Zhetybai field and identify new potential hydrocarbon-bearing areas in the peripheral parts, as well as structural uplifts and sandstone bodies of horizons U-12 and U-13, evaluation wells J-1, J-2, and J-3 were drilled. The detailed identification of sandstone bodies allows for the prediction of prospective areas not covered by drilling. The positive results from drilling evaluation wells have refined the geological structure of horizons U-12 and U-13 and confirmed the productivity of the peripheral parts of the reservoirs.

**Keywords:** *hydrocarbon potential; reservoir; horizon; Jurassic sediments; structure; resources; reserves; evaluation wells.*

**To cite this article:**

Assylbayeva AO, Karamurzayeva AB. Identification of prospective oil-bearing areas in the peripheral parts of productive horizons U-12 and U-13 of the Zhetybai field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):31–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>.

ӨОЖ 55.3179  
ГТАХР 38.53.31

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>

Қабылданды: 06.12.2023.

Мақұлданды: 06.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Жетібай кен орнының Ю-12 және Ю-13 өнімді горизонттарының шеткі бөліктерінде мұнайлылықтың перспективалы учаскелерін анықтау

**А.О. Асылбаева, А.Б. Қарамырзаева**

*ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан*

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеме.** Қазіргі уақытта Жетібай кен орнында ғылыми, геологиялық-іздістіру және барлау жұмыстарының кең кешені жүргізілді. Кен орнының құрылымын қалыптастырудың жалпы картасы салыстырмалы түрде толық нақтыланды. Сонымен қатар, бірқатар маңызды сұрақтар әлі де жеткіліксіз немесе мүлдем зерттелмеген. МОГТ-3D жүргізілген сейсмикалық барлау жұмыстарының нәтижелері бойынша және кен орнын толықтай барлау жұмыстары аясында кен орны құрылымының перифериялық (шеткі) аймақтары, атап айтқанда оның переклиналдары, сондай-ақ толық зерттеуді қажет ететін құрылымның оңтүстік қанатында көлденең иілу және бойлық төгу анықталды.

**Мақсаты.** Кен орнының құрылымын зерделеу, кен орнының шеткі бөліктерінің көмірсутектер әлеуетті жаңа учаскелерін анықтау және Жетібай кен орнының Ю-12 және Ю-13 горизонттарының мұнайлылық перспективаларын бағалау.

**Материалдар мен әдістер.** Осы зерттеу аясында сейсмикалық атрибуттардың ақпараттылығын сапалы бағалау, шағылыстардың геометриялық пішінін (конфигурациясын), амплитудалардың динамикалық параметрлерін, жиіліктің үздіксіздік дәрежесін және басқа көрсеткіштерді талдау орындалды. Барлық қолда бар деректермен, ең алдымен геофизикалық зерттеулермен бірге шағылысу сипаттамаларын талдау шөгу жағдайлары туралы болжам жасауға және литологияның қолайлы бағаларын алуға мүмкіндік берді.

**Нәтижелері.** 2023-2024 жылдары Ю-12 және Ю-13 горизонттарының бекітілген мұнай айналымының шеткі бөліктерінде бұрғыланған J-1, J-2 және J-3 бағалау ұңғымалары оң нәтиже алды. Жаңа кен орнының өнімділігі 5333, 5652 және 5367 жаңадан бұрғыланған пайдалану ұңғымаларымен расталды.

**Қорытынды.** Жетібай кен орнының құрылымын толық зерделеу мақсатында шеткі бөліктердің, сондай-ақ Ю-12 және Ю-13 горизонттарының құрылымдық көтерілулері мен құм денелерінің перспективаларын бағалау үшін көмірсутектердің әлеуетті жаңа учаскелерді анықтау бойынша J-1, J-2 және J-3 бағалау ұңғымалары салынды. Анықталған құм денелерінің толықтығы бұрғылаумен қамтылмаған перспективалы учаскелерді болжауға мүмкіндік береді. Бағалау ұңғымаларын бұрғылаудың оң нәтижелері бойынша Ю-12 және Ю-13 горизонттарының геологиялық құрылымы нақтыланды және кен орындарының шеткі бөліктерінің өнімділігі расталды.

**Негізгі сөздер:** мұнайгаздылық, кеніш, горизонт, юра түзілімдері, құрылым, ресурстары, қорлары, бағалау ұңғылары.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Асылбаева А.О., Қарамырзаева А.Б. Жетібай кен орнының Ю-12 және Ю-13 өнімді горизонттарының шеткі бөліктерінде мұнайлылықтың перспективалы учаскелерін анықтау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 31–47 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108697>.

## Введение

Большинство крупных месторождений Южного Мангышлака открыты в 1960-х гг. и в настоящее время находятся на последних стадиях эксплуатации. Одним из таких является месторождение Жетыбай. Изучение и уточнение геологического строения месторождения продолжаются с прошлого столетия и по сегодняшний день.

За последние годы на месторождении по мере появления новых данных по результатам бурения скважин, проведения сейсморазведочных 3D-работ методом общей глубинной точки (далее – МОГТ), данных обработки, интерпретации и переинтерпретации геофизических исследований (далее – ГИС) всего фонда скважин уточнилось геологическое строение продуктивных горизонтов. В процессе комплексного анализа данных в продуктивных горизонтах Ю-12 и Ю-13 в краевых частях (приконтурных) выявлены перспективные участки и небольшие структурные поднятия.

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень является структурным элементом второго порядка, приурочена к северной бортовой части Южно-Мангышлякского прогиба и протягивается с северо-запада на юго-восток на 200 км при ширине ступени около 40 км. С севера ступень ограничена региональным разломом, опускняющим южное крыло Беке-Башкудукского вала, на западе граничит с Сегендыкской депрессией и Карагинской

седловиной, а на востоке – с Кокумбайской ступенью. От Жазгурлинской депрессии на юге ступень отделена глубинным разломом субширотного простирания, отраженном в платформенном чехле флексуорообразным перегибом. Строение Жетыбай-Узеньской тектонической ступени характеризуется отчетливой линейностью структур, выражающейся в приуроченности локальных поднятий к антиклинальным линиям, ориентированным согласно простиранию всей ступени с востока / юго-востока на запад / северо-запад. С севера на юг в пределах ступени выделяются Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская и Тенге-Тасбулатская антиклинальные линии, к последней из которых приурочена Жетыбайская структура (рис. 1–2). Одной из крупных локальных структур Жетыбай-Узеньской ступени является Жетыбайское поднятие, представляющее собой пологую антиклинальную складку, ось которой простирается с востока / юго-востока на запад / северо-запад.

Месторождение Жетыбай вскрыло толщи палео-мезо-кайнозойских отложений. В разрезе скважин выделяются породы нерасчлененного карбона, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Юрские продуктивные отложения представлены мелкозернистыми песчаниками, заметно обогащенными алевритовым и глинистым материалом, крупнозернистыми алевролитами, и реже среднезернистыми песчаниками (рис. 3).



Рисунок 1. Обзорная карта района работ  
Figure 1. Location map

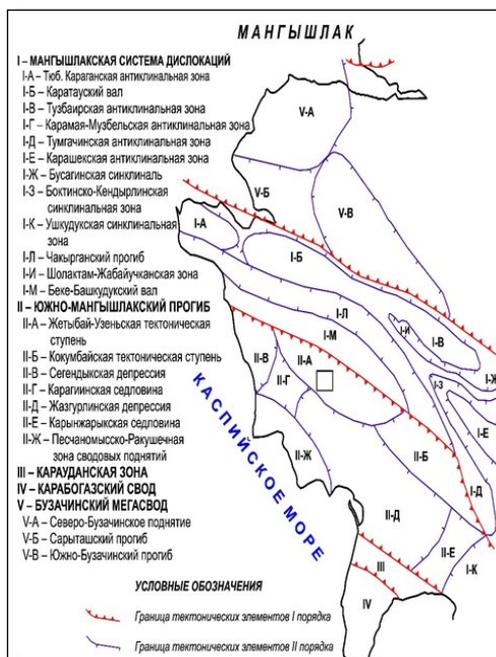
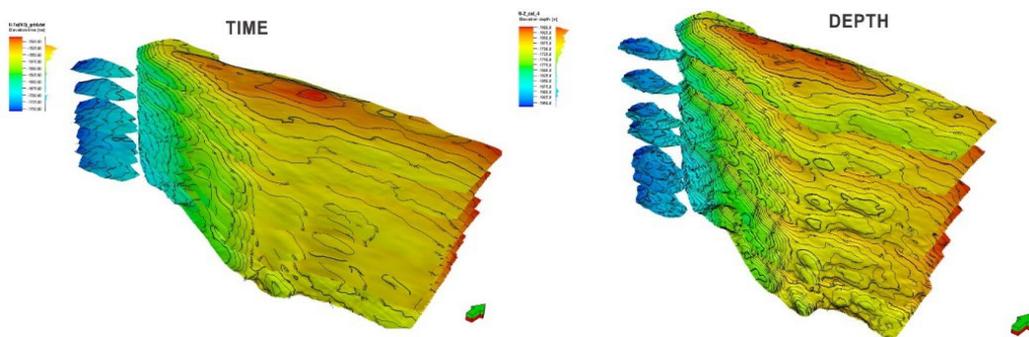


Рисунок 2. Тектоническая схема  
Figure 2. Tectonic framework





**Рисунок 4. Структурные поверхности и карты изохрон для построения скоростной модели**  
**Figure 4. Structural surfaces and isochron maps for velocity model construction**

В 2017 г. с целью детального изучения геологического строения на месторождении Жетыбай проведены полевые сейсмические 3D-работы с обработкой и интерпретацией, по результатам которых проведены структурная и динамическая интерпретации [1]. По данным структурной интерпретации построены карты изохрон и структурные карты по отражающим горизонтам (во времени).

В динамической интерпретации сейсмике был проведен атрибутный анализ сейсмике с использованием таких атрибутов, как RMS Amplitude<sup>1</sup>, eXchromaSG<sup>2</sup>. Результатом являлись карты сейсмических атрибутов, наиболее полно отражающие литолого-фациальную изменчивость.

Для глубинных преобразований использовалась скоростная модель, основанная на вертикальных годографах, полученных в процессе увязки скважин с сейсмическими данными (рис. 4).

Правильность скоростной модели подтверждалась данными атрибутного анализа. По атрибутному кубу eXchroma были получены горизонтальные срезы по каждому продуктивному пласту, на которых хорошо видны наличие палеоканалов различного направления и дельтовые отложения, образованные в юрский период осадконакопления.

Для реализации сейсмофациального анализа использовались результаты 3D-сейсморазведки МОГТ, результаты седиментологии и переинтерпретации ГИС. На рис. 5 представлен динамический анализ сейсмике (результаты спектральной декомпозиции, атрибут eXchromaSG) [3].

Для проведения полноценного анализа обстановок осадконакопления (фациального анализа) и построения фациальной модели на мес-

орождении Жетыбай был проведен седиментологический анализ керна для корректной привязки фациальных обстановок со скважинными данными. На рис. 6 представлена схема построения сейсмофациального куба [4].

Анализ данных кернового материала позволил выделить литофации, которые свидетельствуют о характере отложений, сформировавшихся в континентальных и прибрежно-морских условиях. Наблюдается постепенный переход от мелководья прибрежной зоны до равнин, временами заливавшихся морем, и приливно-отливных (проградация и ретроградация) условий осадконакопления при движении вверх по разрезу.

По данным анализа формы кривой гамма-каротажа, отложения горизонтов Ю-12 и Ю-13 относятся к прибрежно-морским фациям, пространство осадконакопления уменьшается, направлено в сторону бассейна и носит регрессивный характер – проградацию (рис. 7). На рисунке видно, что выделенные палеоруслы подтверждают правильность привязки скважинных данных [3].

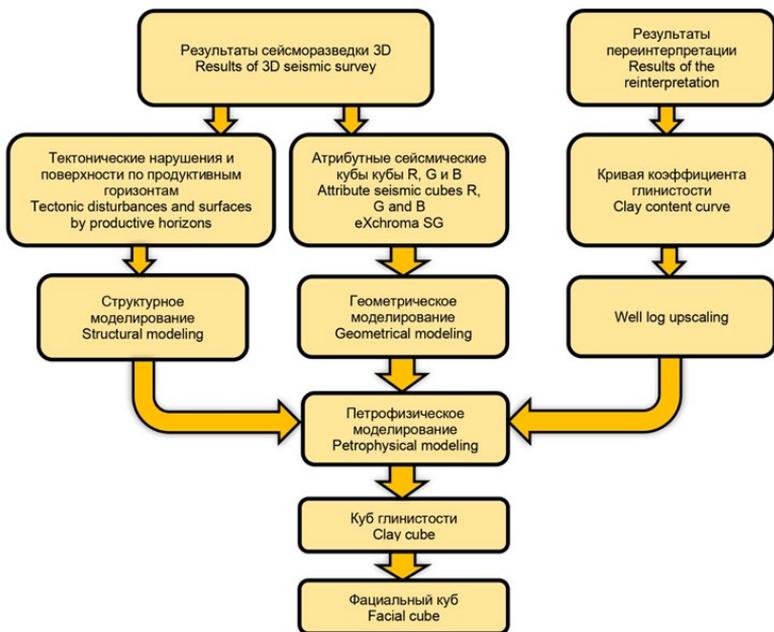
Керновые данные из горизонта Ю-12 сложены песчаником мелко-среднезернистым с примесью алевролита темно-серого цвета с присутствием аргиллитов темно-серого цвета.

Для интерпретации исследований керна и качества пластов-коллекторов были приняты две фациальные схемы. Первая схема литофаций, является чисто описательной и позволяет классифицировать типы породы, используя структуру осадочной породы. Согласно проведенному детальному седиментологическому анализу керна и результатам макрорисования пород, в первой схеме было выделено 15 литофаций с укрупнением на три фации: глина, русла и пойма.

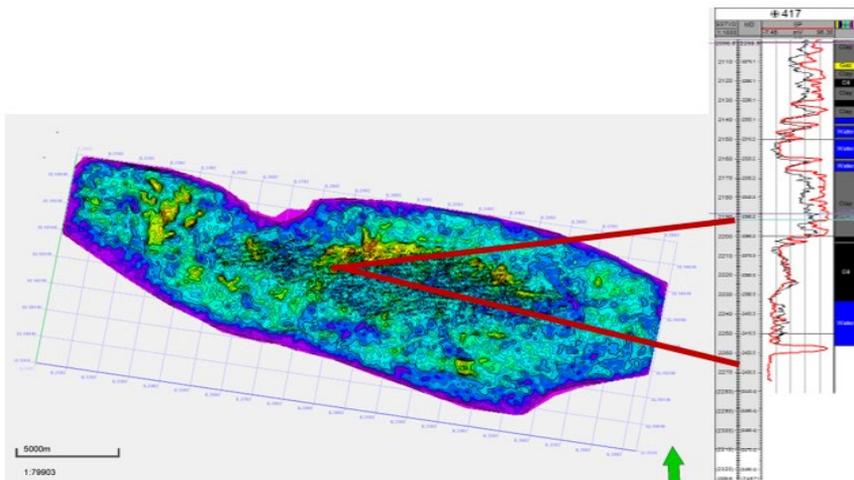
<sup>1</sup> Атрибут «RMS Amplitude» – среднеквадратическая амплитуда. Данный атрибут показывает измерение отражательной способности во временном окне: корень квадратный из средней энергии (сумма квадратов амплитуд), разделённый на количество срезов в окне. Атрибут выявляет изменение амплитуд в руслах по сравнению с вмещающими породами.

<sup>2</sup> Атрибут eXchromaSG – технология, основанная на спектральном разложении сейсмических амплитуд на разные частотные составляющие. В начале процесса преобразования задается на вход сейсмический массив данных. Методика преобразования и расчетные параметры присвоены по умолчанию в соответствии с входными сейсмическими данными.





**Рисунок 6. Алгоритм построения сейсмофациального куба**  
**Figure 6. Algorithm of seismo-facial cube construction**



**Рисунок 7. Карта RMS горизонта Ю-12**  
**Figure 7. RMS map of the U-12 horizon**

Research International Limited (далее – RRIL)<sup>3</sup>, которые примерялись для скважины 6602 месторождения Узень.

По данным отчёта RRIL [4], изначально основанного на исследовании очень большого количества керн из северной части Северного моря, данные о среде осадконакопления хорошо сопоставимы с лабо-

раторными результатами керна описания скважины 6602, т.к. месторождение Жетыбай находится в одной тектонической ступени с месторождением Узень, приуроченной к терригенным коллекторам. Разработанная глобальная схема распределения фации была применена и в данной работе как альтернатива классическому подходу выделения литофаций.

<sup>3</sup> Robertson Research International Limited. Компания была зарегистрирована в феврале 1970 г. для предоставления независимых исследовательских и консультационных услуг в области наук о Земле.

**Таблица 1. Схема литофаций по описанию модели RRIL**  
**Table 1. Lithofacies scheme based on the description of the RRIL model**

Обстановка осадконакопления Deposition environment	Фация Facies	Код фации Facies code	Преобладающие литофации Predominant lithofacies
Аллювиальная / дельтовая равнина Alluvial / deltaic plain CA	рукавообразные каналы meandering channels	CA1	3, 4, 5, 7
	отложения трещиноватых каналов fractured channel deposits	CA3	3, 7
	отложения устьевых баров wellhead bar deposits	CA4	3, 6, 7
	пойменные / озерные floodplain / lake	CA6	1, 2, 6, 7, 8, 11
	болото swamp	CA7	0, 1, 2
	палеопочва paleosol	CA8	0, 1, 2
Лагунная / эстуарная обстановка Lagoonal / estuarine conditions CB	приливно-отливные каналы / мелководье tidal channels / shallow waters	CB1	3, 7
	приливно-отливная отмель intertidal shoal	CB3	6, 7, 8, 9, 11
	лагунные / бухтовые осадки плоского побережья lagoonal / bay sediments of flat coasts	CB4	6, 9, 10, 12
	лагунные / бухтовые осадки lagoonal / bay sediments	CB5	6, 7, 8, 9, 11
	отложения прибрежных маршей coastal marsh deposits	CB6	0, 1, 2
Прибрежная среда Coastal environment DA	приливно-отливные дельтовые отложения intertidal deltaic deposits	DA1	3, 7, 12
	приливные отложения tidal deposits	DA3	3, 4, 12
	отложения нижней и средней сублиторали lower and middle sublittoral deposits	DA6	3, 7, 12
	мелкозернистые шельфовые отложения fine-grained shelf deposits	DA7	3, 2, 9
Морской шельф и платформы Sea shelf and platforms EA	отложения каналов, располагавшихся ниже приливно-отливной зоны / осадки мелководья channel deposits below the intertidal zone / shallow water sediments	EA1	3, 7, 6

Основываясь на региональных данных (Атлас палеогеографических карт шельфа Евразии и керновый материал скважин), во второй схеме выделены 4 обстановки и 16 фаций с присвоенной номенклатурой кода фации модели по материалам компании RRIL (CA, CB, DA, EA), которые меняются в пределах от морских до континентальных фаций (табл. 1). Таким образом, в настоящей модели фации укрупнены до 4-х фаций (CA, CB, DA, EA), что хорошо сопоставимо с результатами керновых материалов скважин [6].

Для подтверждения этих предположений использовались работы ученых СССР, представленные в «Литолого-палеографическом атласе СССР» (1968 г.) [5]. Карты, входящие в состав атласа, помогли восстановить историю развития территории Жетыбай-Узеньской ступени в юрском периоде.

На рис. 9 представлена седиментационная модель по региональным данным формирования отложений в байосском ярусе средней юры на территории изучаемого месторождения с горизонтами Ю-12 и Ю-13 (море отступает, преобладают отложения со стороны континента – регрессия), в разрезе парасиквенса отложения относятся проградации.

При определении условий осадконакопления использовались региональные данные, керновые материалы, результаты стандартных исследований образцов из керна, данные ГИС и результаты сейсморазведки (рис. 10).

Для выделения потенциальных зон в периклинальных частях продуктивных горизонтов проведен комплексный анализ, а также изучены геолого-геофизические данные, структурные поверхности по отражающим продуктивным горизонтам, водонефтяной и газонефтяной контакты (далее – ВНК, ГНК), данные бурения и ГИС. Таким образом, были выделены газо- и нефтенасыщенные участки по данным ГИС вне контура утвержденного ВНК и ГНК.

По результатам вышеизложенного были выявлены перспективные участки для дальнейшего изучения. Детализация выявленных участков (песчаных тел) позволила оценить перспективность приконтурной части залежи, не охваченной бурением в настоящее время.

По результатам комплексного анализа по доизучению структуры месторождения,

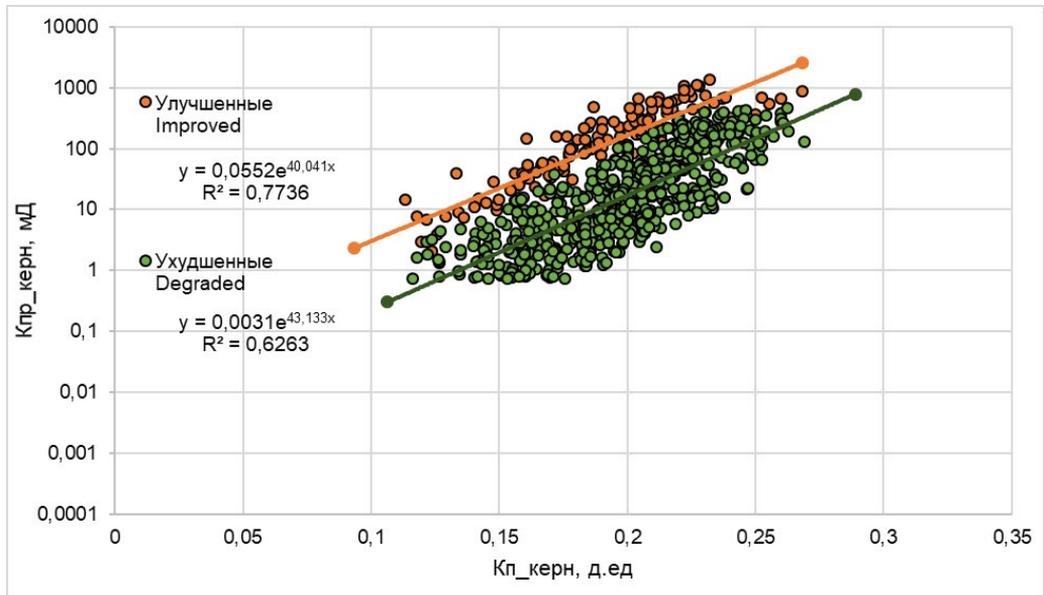
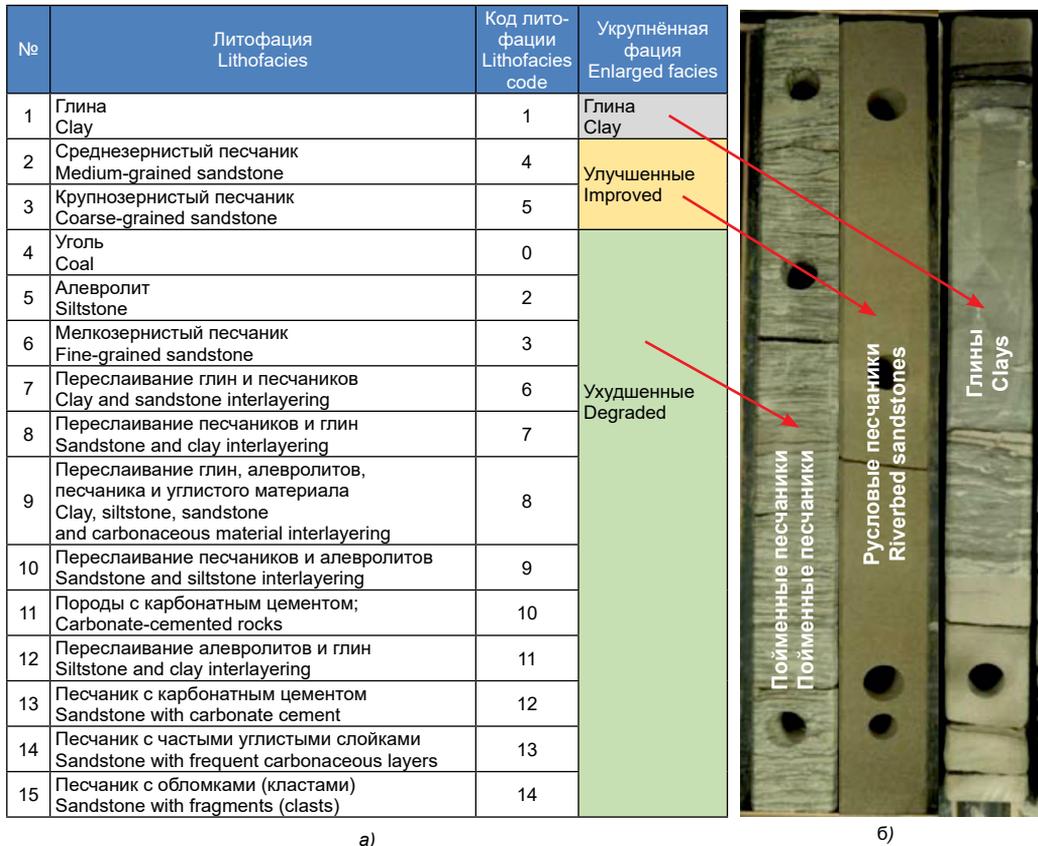
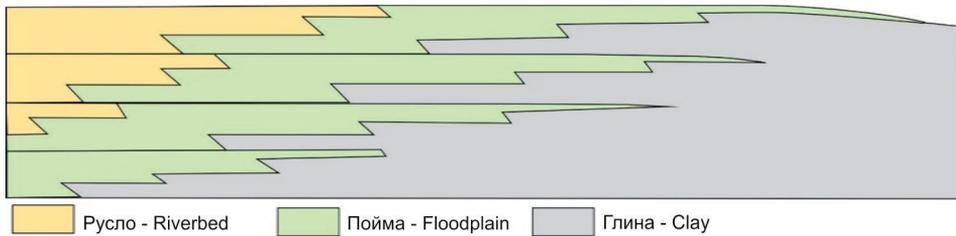


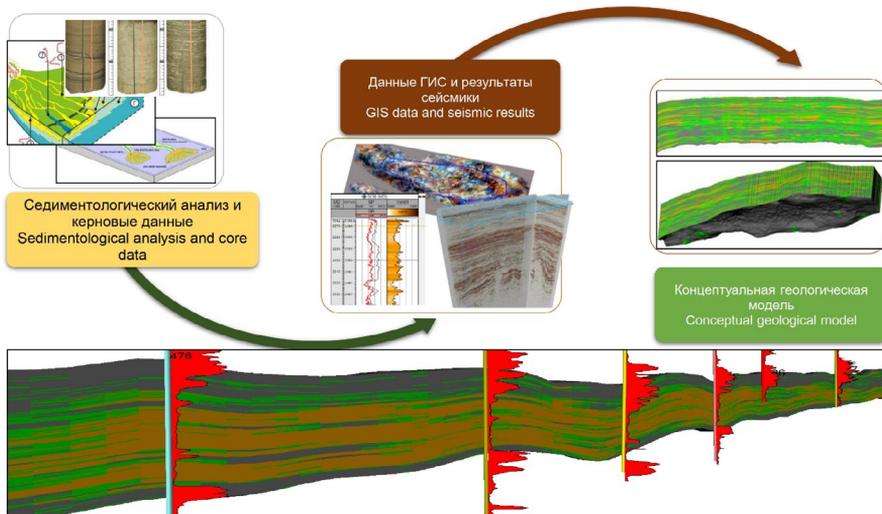
Рисунок 8. Схема литофаций и зависимость проницаемости от пористости по фациям

Figure 8. Lithofacies scheme and dependence of permeability on porosity by facies

а) таблица литофа́ции / lithofacies table; б) фрагмент снимков керна / fragment of core images; в) расчёт зависимости пористость / проницаемость по фа́циям / calculation of porosity / permeability relationships by facies



**Рисунок 9. Проградация (регрессия), горизонты Ю-12 и Ю-13**  
**Figure 9. Progradation (regression), horizons U-12 and U-13**



**Рисунок 10. Процесс определения условий осадконакопления**  
**Figure 10. The process of determining sedimentation conditions**

а также в рамках доразведки по выявлению новых участков и потенциала нефтеносности проведена данная работа по оценке перспектив в крайних частях месторождения с целью возможного расширения горного отвода.

Основная цель оценочных скважин на крайних частях месторождения Жетыбай – поиски залежей углеводородов в перспективных юрских отложениях, изучение геологического строения поднятий, выявленных высокоразрешающими сейсморазведочными 3D-работами (далее – ВРС) МОГТ по отражающим горизонтам внутри юрских отложений [6]. По результатам заложены оценочные скважины J-1, J-2 и J-3. Предполагаемое расположение скважин намечено на рис. 11–13.

**Оценочная скважина J-1 (7770).** Запроектирована на западном участке в приконтурной зоне горизонта Ю-12 для уточнения утвержденного ВНК. На пересечении глубинного сейсмического разреза inline 2415, crossline 10465 (рис. 14), по данным ВРС и по атрибутному анализу, на данном участке выделяется песчаное тело (рис. 16).

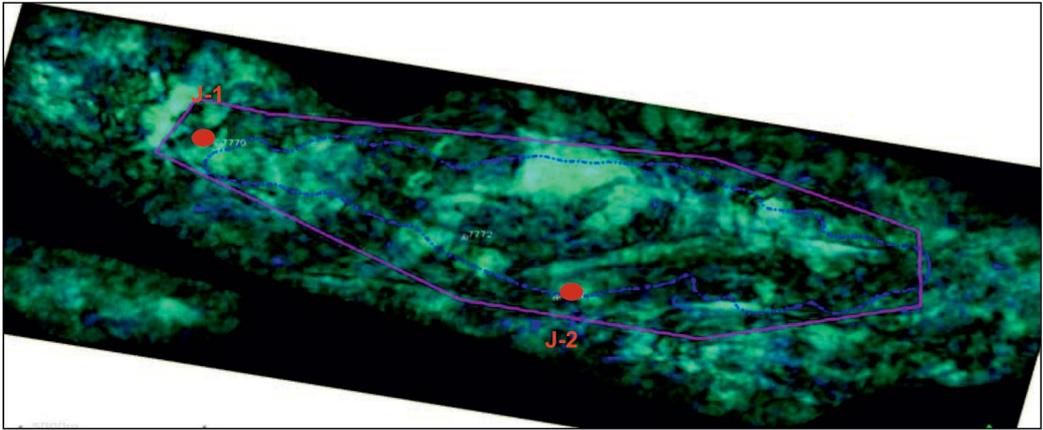
Скважина пробурена согласно проектным данным и подтвердила нефтеносность приконтурной части залежи горизонта Ю-12 и уточнила ВНК.

По результатам бурения скважины J-1 вскрыты нефтенасыщенные пласты по данным перфорации и ГИС. После освоения компрессором целевого горизонта получен фонтанный приток нефти. В текущее время работает на горизонте Ю-12. На 01.02.2024 г. работает с дебитом по жидкости 40 м<sup>3</sup>, по нефти – 28,6 т, обводненность составляет 16%.

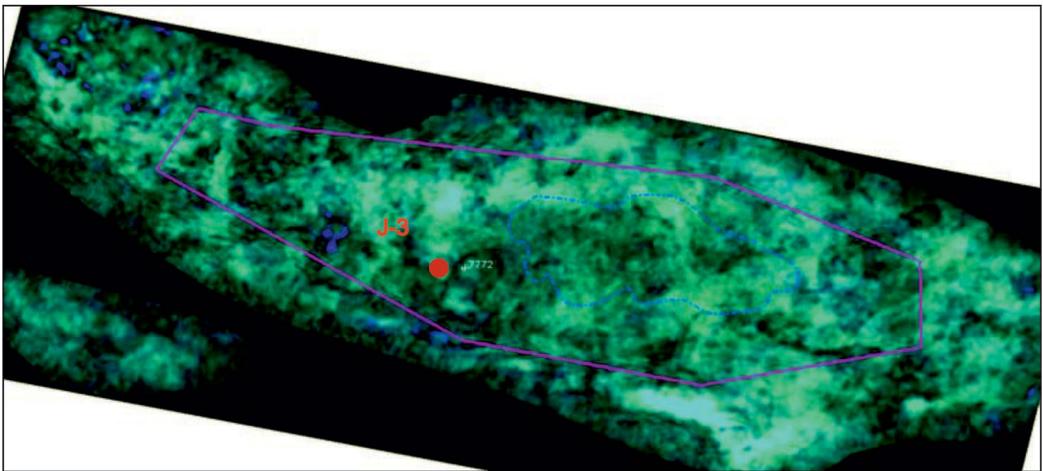
**Оценочная скважина J-2 (7771).** Запроектирована на южном крыле месторождения, где по горизонтам Ю-12 и Ю-13 имеются небольшие структурные поднятия. Заложена на пересечении inline 3081, crossline 10245 (рис. 17). Выделенное поднятие имеет унаследованный характер с нижележащего триасового отложения (рис. 15).

Скважина J-2 уточнила геологическое строение Ю-12 и Ю-13 горизонтов и подтвердила данными испытания продуктивность залежей.

По данным перфорации и ГИС скважина J-2 вскрыла нефтенасыщенные пласты.

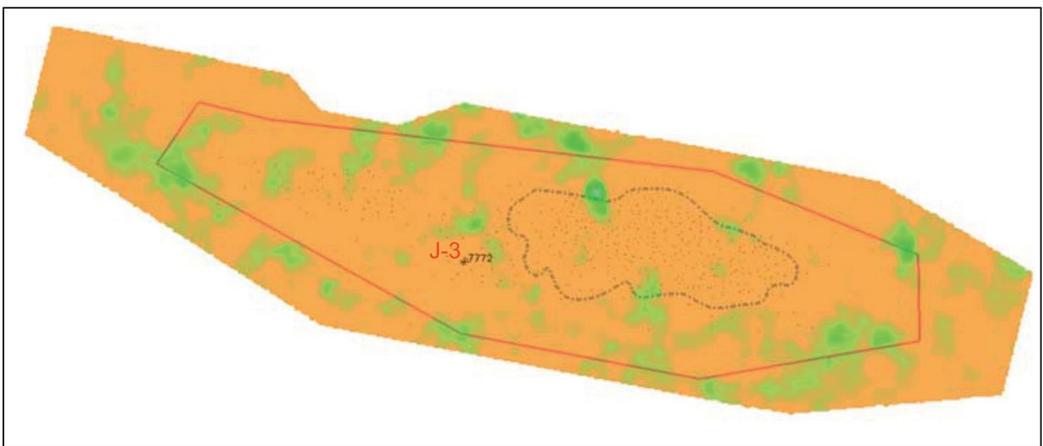


а)



б)

**Рисунок 11. Результаты динамической интерпретации атрибут Envelope горизонтов**  
**Figure 11. Results of dynamic interpretation of the Envelope attribute horizons**  
а) Ю-12; б) Ю-13



**Рисунок 12. Сейсмофациальная карта горизонта Ю-12**  
**Figure 12. Seismo-facial map of the U-12 horizon**

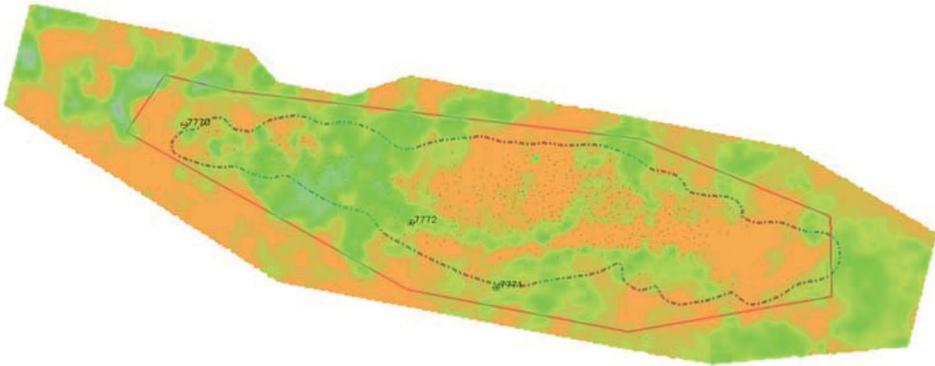


Рисунок 13. Сейсмофациальная карта горизонта Ю-13  
Figure 13. Seismo-facial map of the U-13 horizon

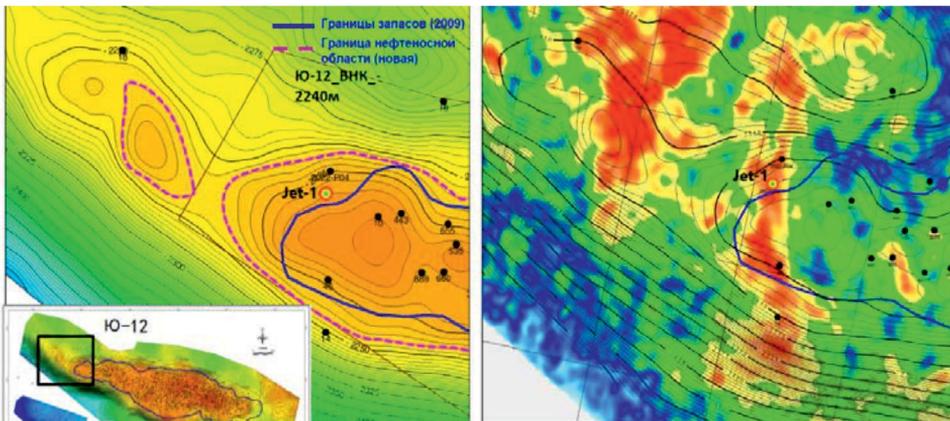


Рисунок 14. Фрагмент структурной карты и карты сейсмического атрибута eXchroma горизонта Ю-12 рекомендуемой скважины J-1  
Figure 14. Fragment of structural and eXchroma seismic attribute map of the U-12 horizon of the recommended well J-1

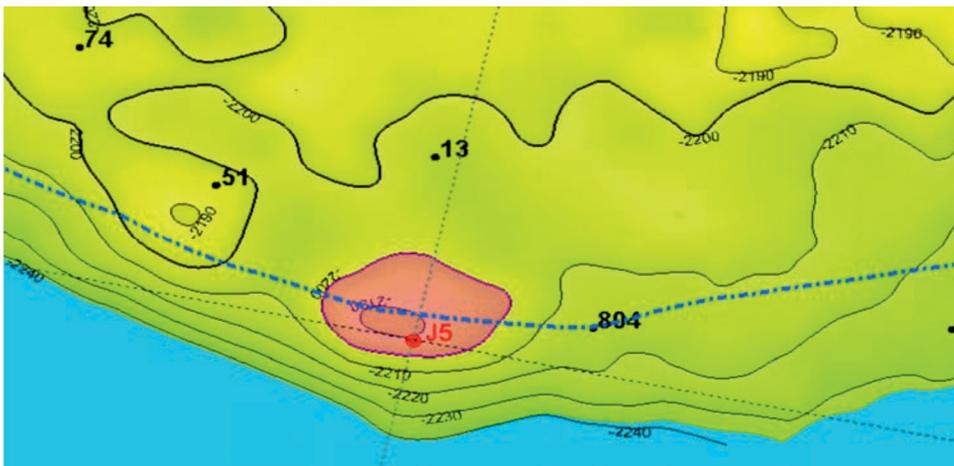


Рисунок 15. Фрагмент структурной карты по горизонту Ю-12  
Figure 15. Fragment of the structural map for the U-12 horizon

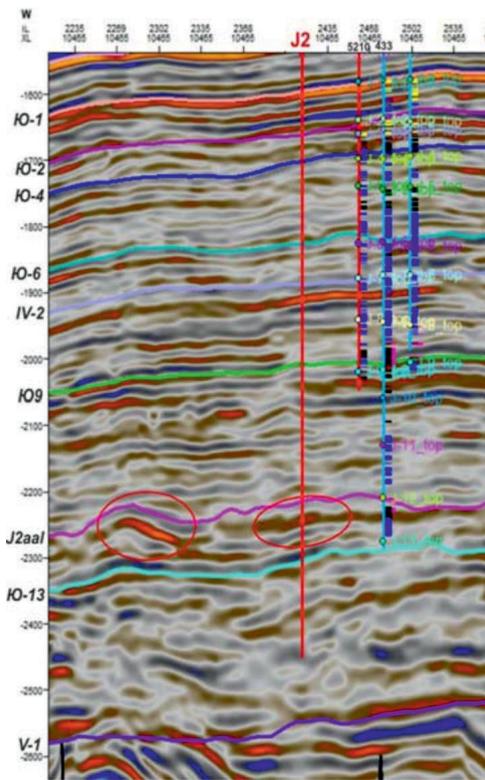


Рисунок 16. Глубинный сейсмический разрез через оценочную скважину J-1  
Figure 16. Deep seismic section through appraisal well J-1

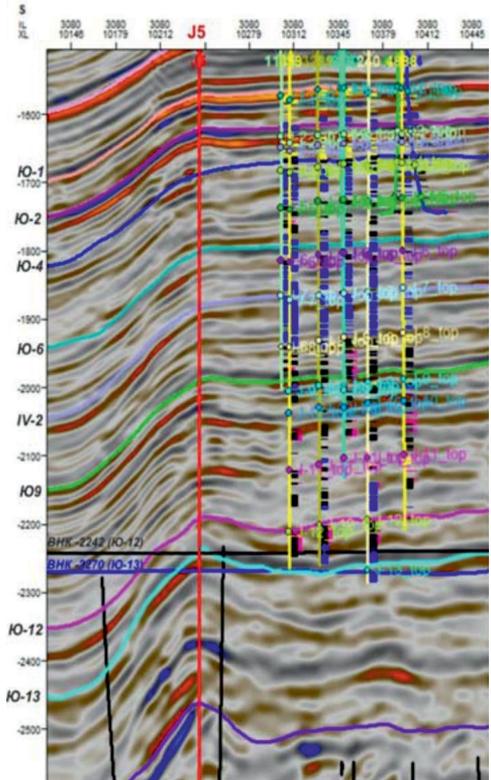


Рисунок 17. Глубинный сейсмический разрез через оценочную скважину J-2  
Figure 17. Deep seismic section through appraisal well J-2

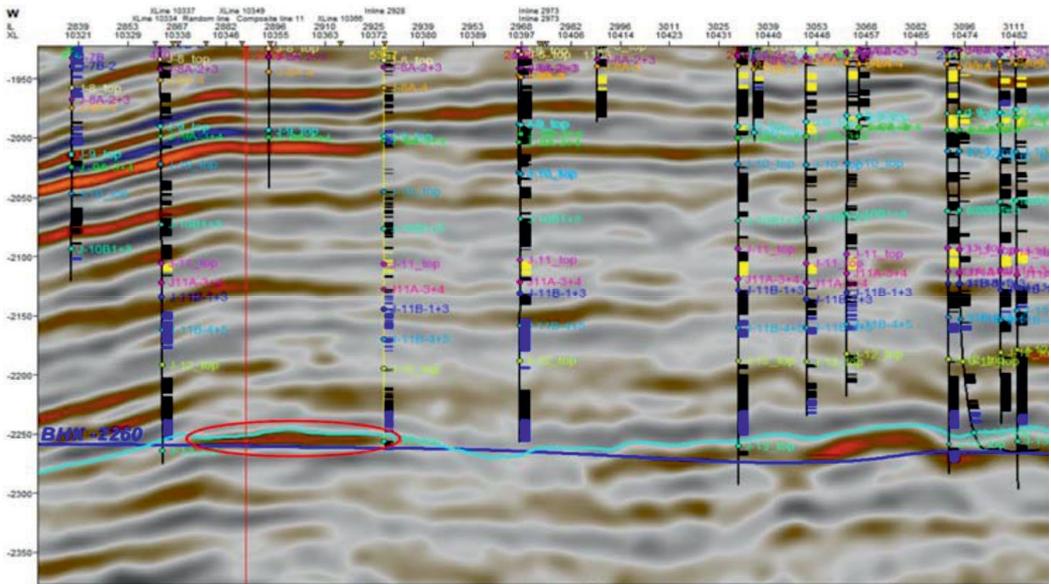
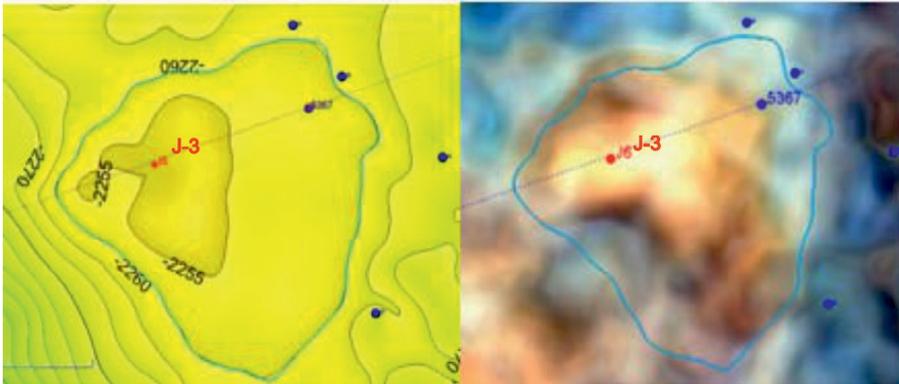
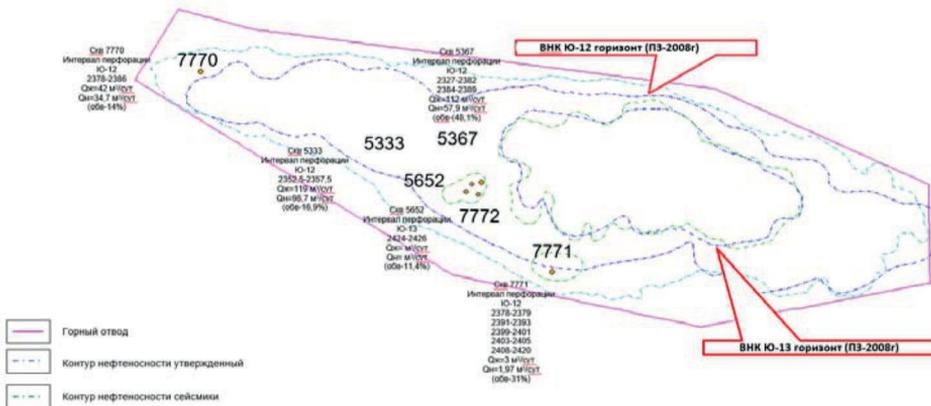


Рисунок 18. Глубинные сейсмические разрез через рекомендуемую скважину J3  
Figure 18. Deep seismic sections through recommended well J3



**Рисунок 19. Фрагмент структурной карты и карты сейсмического атрибута eXchroma по горизонту Ю-13**

**Figure 19. Fragment of the structural and eXchroma seismic attribute map for the U-13 horizon**



**Рисунок 20. Результаты пробуренных скважин по сейсмическим данным, горизонты Ю-12 и Ю-13**

**Figure 20. Drilled well results on seismic data, U-12 and U-13 horizons**

На 01.02.2024 г. скважина работала с дебитом по жидкости 6,7 м<sup>3</sup>, по нефти – 4,6 т, обводненность составляет 20%.

**Оценочная скважина J3 (7772).** Запроектирована на новом выявленном поднятии горизонта Ю-13. На рис. 18 представлен сейсмический глубинный разрез по пересечению inline 2906, crossline 10352 с заложением рекомендуемой скважины J3.

При атрибутивном анализе сейсмических данных по горизонту Ю-13 выделяется выраженное яркое пятно, что видно на горизонтальном срезе сейсмического атрибута eXchroma (рис. 19).

Скважина J-3 также пробурена согласно проектным данным и вскрыла нефтенасыщенные пласты-коллекторы горизонта Ю-13 с 100%-ным выносом керна. После освоения получен фонтан нефти.

Продуктивность данного поднятия в районе рекомендуемой скважины по горизонту

Ю-13 также подтверждена вновь пробуренными скважинами 5333, 5367, 5652, где в результате был получен фонтан нефти.

В связи с вышеизложенным оценочные скважины подтвердили нефтеносность краевых частей залежи Ю-12 и Ю-13 горизонтов (рис. 20).

**Заключение**

Данный вид работ выполняется с целью доизучения структуры месторождения Жетыбай по выявлению потенциальных на углеводороды новых участков для оценки перспективности краевых частей, а также структурных поднятий и песчаных тел горизонтов Ю-12 и Ю-13.

Детализация выявленных песчаных тел позволяет прогнозировать перспективные участки, не охваченные бурением в настоящее время. С целью уточнения перспективных объектов, выделенных как песчаное тело (палеорусло) по картам атрибутов, заложены

оценочные скважины в пределах выделенных структурных поднятий и песчаных тел.

Оценочные скважины J-1, J-2 и J-3 пробурены в 2023–2024 гг. за утвержденным

контуром нефтеносности горизонтов Ю-12 и Ю-13, а также эксплуатационные скважины 5333, 5652 и 5367 подтвердили продуктивность новой залежи.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**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: Асылбаева А.О. – сбор и анализ данных, написание статьи, проведение исследования, аккумулирование результатов; Карамурзаева А.Б. – редактирование статьи, корректировка направления при проведении

исследования, подбор текстовых изображений и рисунков.

### 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: Aynur O. Assylbayeva – collecting and data analysis, writing the article, conducting the research, accumulating the results; Aynur B. Karamurzaeva – editing the article, adjusting the direction of the research, selecting textual images and figures.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородачева Э.В., Джангиров А.Н., Шестаков А.Г., Богомазов А.И. и др. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории АО «ММГ» на месторождениях Жетыбай, Бектурлы и Придорожное. Актау: фонды АО «Мангистаумнагаз», 2017.
2. Сафонов А.А., Кондратьева О.О., Федотова О.В. Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. Москва: Научный мир, 2011. 512 с.
3. Сарыбаев М.А., Карамурзаева А.Б., Амире Е.Б. и др. Построение детальной геолого-гидродинамической модели месторождения Жетыбай, з/н №26 к договору №1009-14 от 24.07.2019 г. Актау: фонды КазНИПИМунагаз, 2019.
4. Robertson Research International Limited. Отчет №AF759.
5. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР/ под ред. А.П. Виноградова. Москва : Министерство геологии СССР, 1968.
6. Жайканов А.Б., Карамурзаева А.Б., Бакиева А.Б. и др. Локализация недренируемых запасов горизонта Ю-8 месторождения Жетыбай. З/н №36 к договору №207-14 от 19.03.2021 г. Актау: фонды КазНИПИМунагаз, 2021.
7. Жайканов А.Б., Кейкова А.К., Кульбалаева А.А., Апакаева А.Ж. Оценка потенциала нефтеносности по размещению оценочных скважин месторождения Жетыбай». №207-14 от 19.03.21 г. Актау: фонды КазНИПИМунагаз, 2022.
8. Жайканов А.Б., Борибаев Ж.М., Асылбаева А.О. и др. Седиментологический анализ юрских продуктивных горизонтов на месторождении Жетыбай по результатам стандартных и специальных исследований ядра новых скважинах. З/н №1 договор №871-34-30-2022АК 27.05.22 г. Актау: фонды КазНИПИМунагаз, 2023.

### REFERENCES

1. Borodacheva EV, Dzhangirov AN, Shestakov AG, Bogomazov AI, et al. Otchet o rezul'tatakh obrabotki i interpretatsii dannykh seysmorazvedochnykh работ МОГТ 3D, vypolnennykh v predelakh kontraktnoy territorii АО «ММГ» na mestorozhdeniyakh Zhetybaj, Bekturly i Pridorozhnoye. Aktau: Mangistaumnajgaz; 2017. (In Russ).
2. Safonov AA, Kondrat'eva OA, Fedotova O.V. *Poisk neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov metodami seysmorazvedki*. Moscow: Scientific world; 2011. 512 p. (In Russ).

3. Sarybayev MA, Karamurzayeva AB, Amire YB, et al. Postroyeniye detal'noy geologo-gidrodinamicheskoy modeli mestorozhdeniya Zhetybai. Aktau: KazNIPImunajgaz; 2019. (In Russ).
4. Robertson Research International Limited. Report No.: AF759.
5. Vinogradov AP, editor. Atlas of lithological and paleogeographic maps of the USSR. Moscow: Ministry of Geology of the USSR; 1968. (In Russ).
6. Zhajkanov AB, Karamurzayeva AB, Bakiyeva AB, et al. Lokalizatsiya nedreniruyemykh zapasov gorizonta Yu-8 mestorozhdeniya Zhetybai. Aktau: KazNIPImunajgaz; 2021. (In Russ).
7. Zhaykanov AB, Keykova AK, Kul'balayeva AA, Apakayeva AZ. Otsenka potentsiala neftenosnosti po razmeshcheniyu otsenochnykh skvazhin mestorozhdeniya Zhetybai. Aktau: KazNIPImunajgaz; 2022. (In Russ).
8. Zhaykanov AB, Boribayev ZM, Asylbayeva AO, et al. Sedimentologicheskii analiz yurskikh produktivnykh gorizontov na mestorozhdenii Zhetybai po rezul'tatam standartnykh i spetsial'nykh issledovaniy kerna novykh skvazhinakh. Aktau: KazNIPImunajgaz; 2023. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**\*Асылбаева Айнур Орынбасаровна**  
ORCID [0009-0005-5948-5924](https://orcid.org/0009-0005-5948-5924)  
e-mail: [a.assylbayeva@kmge.kz](mailto:a.assylbayeva@kmge.kz).  
**Карамурзаева Айнур Болатбаевна**  
ORCID [0009-0009-5205-8849](https://orcid.org/0009-0009-5205-8849)  
e-mail: [a.karamurzaeva@kmge.kz](mailto:a.karamurzaeva@kmge.kz).

**AUTHORS' INFO**

**\*Aynur O. Assylbayeva**  
ORCID [0009-0005-5948-5924](https://orcid.org/0009-0005-5948-5924)  
e-mail: [a.assylbayeva@kmge.kz](mailto:a.assylbayeva@kmge.kz).  
**Aynur B. Karamurzayeva**  
ORCID [0009-0009-5205-8849](https://orcid.org/0009-0009-5205-8849)  
e-mail: [a.karamurzaeva@kmge.kz](mailto:a.karamurzaeva@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.234.573

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Получена: 07.02.2024.

Одобрена: 12.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

## Научный обзор

# Опыт разработки карбонатных объектов с гидроразрывом пласта на месторождениях группы компаний «Газпром нефть»

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, А.В. Кряжев, Ю.Н. Дотков

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

## АННОТАЦИЯ

Разработка карбонатных объектов методом гидроразрыва пласта (далее – ГРП) является весьма интересным и неоднозначным процессом. В отличие от терригенных объектов, стимуляция пласта может выполняться как кислотным, так и проппантным методом, а обилие технологических ответвлений расширяет опции выбора ещё сильнее. Несмотря на то, что существует общая концепция выбора технологии ГРП в зависимости от геолого-физических характеристик объекта, качественный выбор осложняется тем, что решения, которые дают результат на одном объекте, на другом уже не показывают той же эффективности в схожих условиях. По этой причине важно, с точки зрения работы с карбонатами, иметь как можно больший опыт на различных скважинных условиях, чтобы минимизировать производственные риски и издержки, связанные с выбором подхода и технологии стимуляции.

В статье поставлена задача показать технологический обзор эффективных решений в области ГРП для карбонатных объектов, направленный на понимание их особенностей и применимости в зависимости от скважинных и геологических условий. Важное место отводится трансляции опыта применения технологий стимуляции, которые нашли место и зарекомендовали себя на карбонатных объектах в периметре группы компаний «Газпром нефть», показывают риски и ограничения, с которыми можно столкнуться при выборе того или иного решения. Описан опыт в ГРП, многостадийном ГРП, технологии, подходы и их особенности в зависимости от геологических условий карбонатного объекта. Показан фактический опыт применения технологий ГРП на карбонатных объектах, их сравнительная эффективность, наиболее успешные практики. Большое внимание уделено сравнению эффективности технологий кислотного ГРП, кислотно-проппантного ГРП и вариаций кислотного ГРП на загеленных кислотных составах.

Результаты работ дают не только представление о технологическом разнообразии видов стимуляции карбонатных объектов методом ГРП, но и показывают их сравнительную эффективность в определённых геолого-физических условиях залегания коллектора. Отраженный опыт может помочь в выборе более эффективных решений при разработке схожих по строению объектов, снизить риски на ранних этапах подготовки к выполнению ГРП и при определении в выборе технологии стимуляции, тем самым повышая качество и эффективность разработки месторождений.

**Ключевые слова:** карбонатный объект, гидроразрыв пласта, кислотный гидроразрыв пласта, кислотно-проппантный гидроразрыв пласта, загеленные кислоты, поверхностно-активные вещества.

## Как цитировать:

Пичугин М.Н., Чураков А.В., Кряжев А.В., Дотков Ю.Н. Опыт разработки карбонатных объектов с гидроразрывом пласта на месторождениях группы компаний «Газпром нефть» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

UDC 622.234.573

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Received: 07.02.2024.

Accepted: 12.04.2024.

Published: 30.06.2024.

---

**Review article**

## Experience in developing carbonate formations with hydraulic fracturing at fields of Gazprom Neft Group

**Maksim N. Pichugin, Artyom V. Churakov, Aleksander V. Kryazhev, Yuri N. Dotkov***Gazprom Neft Group, Saint Petersburg, Russia***ABSTRACT**

The development of carbonate formations with hydraulic fracturing is a very interesting and controversial process. In contrast to terrigenous formations, zonal stimulation can be performed by both acid and proppant fracturing methods, and the abundance of process variations expands the options even further. Although there is a general concept of choosing hydraulic fracturing technology depending on the geological and physical characteristics of the formation, the qualitative choice is complicated by the fact that effective solutions for one reservoir could not show the same efficiency in similar conditions at another one. For this reason, from the point of view of working with carbonates, to have as extensive experience as possible in various well conditions in order to minimize production risks and costs associated with the choice of approach and zonal stimulation technology.

The study aims to provide a technological overview of effective fracturing solutions for carbonate formations, seeking to understand their features and applicability depending on well and geological conditions. An important place is given to the communication of experience in the application of stimulation technologies that have proven themselves at carbonate formations of Gazprom Neft and show the risks and limitations that can be encountered when choosing a particular solution. It describes experience in hydraulic and multistage fracturing, technologies, approaches and their features depending on geological conditions of carbonate formations. The study also outlines the actual experience of using hydraulic fracturing technologies at carbonate formations, their comparative effectiveness, and the most successful practices based on the actual experience of the work performed. Much attention is paid to comparing the effectiveness of acid fracturing, acid-proppant fracturing, and variations of fracturing on viscous acid compositions.

The findings not only give an idea of the technological diversity of the types of zonal stimulation, but also highlights their comparative effectiveness in geological and physical conditions of the reservoir. The reflected experience can help to choose more effective solutions in the development of similar formations, reduce risks at early stages of preparation for fracturing and helps in deciding on the choice of stimulation technology, thereby improving the quality and efficiency of fields development.

**Keywords:** *carbonate formation; hydraulic fracturing; acid hydraulic fracturing; acid-proppant hydraulic fracturing; viscous acids; surfactants.*

**To cite this article:**

Pichugin MN, Churakov AV, Kryazhev AV, Dotkov YN. Experience in developing carbonate formations with hydraulic fracturing at fields of Gazprom Neft Group *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

ӨОЖ 622.234.573

FTAХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>

Қабылданды: 07.02.2024.

Мақұлданды: 12.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

## Ғылыми шолу

# «Газпром мұнай» компаниялар тобы кен орындарында қабатты сумен жару карбонатты объектілерді игеру тәжірибесі

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, А.В. Кряжев, Ю.Н. Дотков

*«Газпром мұнай» компаниялар тобы, Санкт-Петербург қаласы, Ресейн*

## АННОТАЦИЯ

Қабатты гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) арқылы карбонатты объектілерді әзірлеу өте қызықты және бір мәнді емес процесс. Терригендік объектілерден айырмашылығы, қабатты ынталандыруды қышқылмен де, проппантты әдіспен де жасауға болады, ал технологиялық тармақтардың көптігі таңдау опцияларын одан әрі кеңейтеді. Объектінің геологиялық және физикалық сипаттамаларына байланысты ҚГЖ технологиясын таңдаудың жалпы тұжырымдамасы болғанына қарамастан, сапалы таңдау күрделене түседі, өйткені бір объектіде нәтиже беретін шешімдер екіншісінде ұқсас жағдайларда бірдей тиімділікті көрсетпейді. Сондықтан, карбонаттармен жұмыс істеу тұрғысынан алғанда, ынталандыру тәсілі мен технологиясын таңдауға байланысты өндірістік тәуекелдер мен шығындарды азайту үшін әртүрлі ұңғымалық жағдайларда мүмкіндігінше көп тәжірибеге ие болу маңызды.

Мақалада ұңғымалық және геологиялық жағдайларға байланысты олардың ерекшеліктері мен қолданылуын түсінуге бағытталған карбонатты объектілерге арналған ҚГЖ саласындағы тиімді шешімдерге технологиялық шолуды көрсету міндеті қойылған. Авторлар «Газпром мұнай» компаниясының периметріндегі карбонатты нысандарда орын тапқан және өзін дәлелдеген ынталандыру технологияларын қолдану тәжірибесін таратуға, белгілі бір шешімді таңдау кезінде кездесетін тәуекелдер мен шектеулерді көрсетуге маңызды орын береді. Карбонатты объектінің геологиялық жағдайларына байланысты ҚГЖ және ҚГЖ-дағы тәжірибе, технологиялар, тәсілдер және олардың ерекшеліктері сипатталған. Жұмыста карбонатты объектілерде ҚГЖ технологияларын қолданудың нақты тәжірибесі, олардың салыстырмалы тиімділігі, орындалған жұмыстың нақты тәжірибесіне сүйене отырып, ең табысты тәжірибелер көрсетілген. Қышқыл ҚГЖ, қышқыл-проппантты ҚГЖ технологияларының тиімділігін және қышқыл құрамындағы қышқыл ҚГЖ вариацияларын салыстыруға көп көңіл бөлінеді.

Жұмыс нәтижелері карбонатты объектілерді ҚГЖ әдісімен ынталандырудың технологиялық әртүрлілігі туралы түсінік беріп қана қоймай, сонымен қатар коллектордың пайда болуының белгілі бір геологиялық-физикалық жағдайында олардың салыстырмалы тиімділігін көрсетеді. Көрсетілген тәжірибе құрылымы жағынан ұқсас объектілерді игеру кезінде тиімдірек шешімдерді таңдауға, ҚГЖ орындауға дайындықтың алғашқы кезеңдерінде тәуекелдерді азайтуға және ынталандыру технологиясын таңдауда анықтауға, сол арқылы кен орындарын игерудің сапасы мен тиімділігін арттыруға көмектеседі.

**Негізгі сөздер:** карбонатты объект, қабатты гидравликалық жару, қабатты қышқылдық гидравликалық жару, қабатты қышқыл-проппантты гидравликалық жару, тотыққан қышқылдар, беттік-белсенді заттар.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Пичугин М.Н., Чураков А.В., Кряжев А.В., Дотков Ю.Н. Газпром мұнай» компаниялар тобы кен орындарында қабатты сумен жару карбонатты объектілерді игеру тәжірибесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3, 48–58 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108721>.

## Введение

В отличие от терригенных объектов, выбор технологии ГРП при разработке карбонатных коллекторов должен учитывать много факторов, т.к. стимуляция последних может выполняться как кислотным (далее – кГРП), так и пропантным методом. Дополнительно существует целый пласт решений и добавок, которые применяются в тех или иных условиях в зависимости от геологических ограничений и физических свойств коллектора. Чем больше существующий опыт в разработке и стимуляции карбонатных объектов, тем ниже производственные риски и издержки, связанные с выбором технологии интенсификации.

В статье показывается опыт группы компаний «Газпром нефть» (далее – Группа) в разработке карбонатных объектов методом ГРП. Представлен обзор возможных технологий и решений для ГРП на карбонатных коллекторах в условиях проведения работ, кардинально отличающихся между собой как по геологическому строению, так и по физическим свойствам.

## Технологический обзор

В данном разделе приведены критерии базового представления о стимуляции карбонатных объектов, а также основные факторы, влияющие на выбор того или иного технологического подхода.

Рассматривая методы интенсификации карбонатного пласта, можно выделить четыре основных направления:

1. Матричная кислотная обработка (рис. 1):

- в базовом варианте используется соляная кислота с комплексом стабилизирующих добавок;

- давление обработки не превышает давление разрыва породы (трещина не создаётся);

- выполняется обработка матрицы коллектора в призабойной зоне скважины и пласта (далее – ПЗП);

- ведёт к улучшению проводимости в призабойной зоне и снятию кольматации.

2. Кислотный ГРП (рис. 2):

- аналогично матричной соляно-кислотной обработке используется соляная кислота с комплексом стабилизирующих добавок;

- давление обработки превышает давление разрыва породы (создаётся трещина ГРП);

- стенки трещины растворяются, происходит их травление и создание проводимых каналов;

- концептуально характеризуется эффективной протравленной длиной трещины и её проводимостью.

3. Пропантный ГРП (закачка стандартного ГРП с пропантом):

- жидкость разрыва – высоковязкий гель (наиболее часто используется гуаро-боратная система);

- давление обработки превышает давление разрыва породы (создаётся трещина ГРП, закрепляемая раскливающим агентом – пропантом);

- концептуально характеризуется закреплённой пропантом полудлиной и проводимостью трещины.

4. Комбинированный кислотно-пропантный ГРП (далее – кпГРП):

- подход характеризуется комбинацией различных типов кислот с пропантом и чаще всего представлен двумя вариантами исполнения:

- а) чередование стадий (кпГРП) [1];

- б) на основе загеленных шитых кислот (пропантно-кислотный ГРП, далее – пкГРП), когда раскливающий агент закачивается непосредственно в «шитой» кислоте (аналогично пропантному ГРП на гуаро-боратной системе жидкости).

## Базовые принципы выбора технологии в зависимости от свойств и условий залегания карбонатного объекта

В международной практике и литературе [2, 3] приводятся базовые критерии выбора пропантного или кислотного ГРП в зависимости от геолого-физических характеристик коллектора (табл. 1).

С учетом данных, приведенных в табл. 1, можно выделить следующие основные факторы, влияющие на базовый выбор технологии стимуляции карбонатного объекта:

- растворимость породы в кислоте;

- скорость реакции кислоты с породой;

- строение разреза коллектора (однородный, неоднородный);

- величина напряжения смыкания;

- опыт ранее выполненных работ на объекте или объектах-аналогах;

- экономическая целесообразность (получаемый эффект должен окупать затраты).

Приведённые критерии являются общими, исторически сложившимися выводами, а не аксиомой для всех случаев, поэтому при выборе конкретного технологического решения важно учитывать не только мировой опыт, но и наработку по объектам-аналогам.

При кГРП стоит обратить внимание на такой важный параметр, как температура пласта. От неё во многом может зависеть выбор кислотного состава. Пример логики выбора в пользу той или иной кислотной системы приведен в табл. 2.

На рис. 3 приведен пример выполнения кГРП на одном из объектов Группы с температурой пласта  $\approx 120^\circ\text{C}$ . Стоит обратить особое

внимание на то, что в работе используется не только охлаждающая пачка («пребуфер»), но и различные варианты кислотных составов для увеличения площади травления и достижения лучшего эффекта от стимуляции.

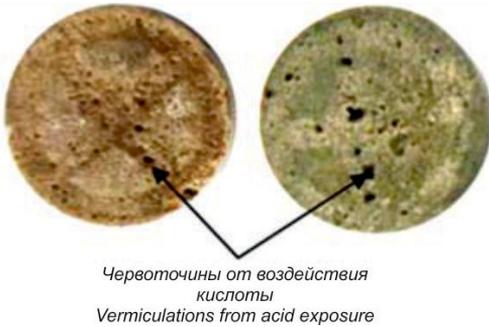
**Опыт разработки карбонатных объектов методом ГРП на месторождениях группы компаний «Газпром нефть»**

На сегодняшний день на месторождениях Группы выполнено порядка 1370 операций ГРП на карбонатных объектах. Основной тип заканчивания скважин – горизонтальные скважины с МГРП. За весь рассматриваемый период было испытано (и продолжает вне-

дяться) большое количество решений для повышения эффективности выработки запасов и роста продуктивности скважин. Есть несколько объектов, на которых выполняется ГРП, основной из которых приведен на рис. 4. Краткая информация представлена в табл. 3.

Основное технологическое развитие ГРП на карбонатах приходится на период с 2017 г. по настоящее время, когда на объектах было испытано большое количество различных подходов и вариаций технологических решений.

Далее в статье рассмотрены основные технологии, нашедшие применение в условиях рассматриваемого объекта, и их эффективность.



**Рисунок 1. Вид ядра после воздействия кислоты при матричной обработке**  
**Figure 1. Core view after acid exposure during matrix acidizing**



**Рисунок 2. Вид ядра после воздействия кислоты при имитации кГРП**  
**Figure 2. Core view after exposure of acid during imitation of acid fracturing**



**Рисунок 3. Пример кГРП на высокотемпературном карбонатном объекте**  
**Figure 3. Example of acid fracturing at the high temperature carbonate reservoir**

**Таблица 1. Общие базовые критерии выбора технологии стимуляции карбонатного коллектора**  
**Table 1. General baseline criteria for the selection of carbonate reservoir stimulation technology**

Кислотный ГРП / Acid fracturing	Проппантный ГРП / Proppant fracturing
Неглубокие пласты Shallow formations	Глубокие пласты Deeper formations
Давление смыкания <350 атм Closure pressure <350 atm	Давление смыкания >350 атм Closure pressure >350 atm
Гетерогенный коллектор Heterogeneous reservoir	Гомогенный коллектор Homogeneous reservoir
Преобладание в пласте естественных трещин, высокая трещиноватость Predominance of natural fractures in the formation, high fracturing behaviour	Отсутствие естественной трещиноватости No natural fracturing
Высокая проницаемость коллектора High reservoir permeability	Низкая проницаемость коллектора Low reservoir permeability
Температура пласта <93°C Reservoir temperature <93°C	Температура пласта >93°C Reservoir temperature >93°C
СТОПы, нет возможности размещения достаточной массы проппанта, его неконтролируемый вынос STOPs, no possibility to place sufficient mass of proppant, its uncontrolled removal	Значительная мягкость горных пород (под действием или после контакта с HCl) Significant softness of rocks (under or after contact with HCl)
-	Высокий модуль Юнга High longitudinal elasticity
-	Кислотная растворимость породы менее 65%, низкая скорость реакции с кислотой (доломиты) Acid solubility of rock less than 65%, low rate of reaction with acid (dolomites)

СТОП – осложнение, связанное с преждевременной (внеплановой) остановкой закачки ГРП при достижении максимально допустимого устьевого давления без возможности дальнейшего продолжения работ.

STOP – a complication associated with premature (unscheduled) shutdown of hydraulic fracturing pumping when the maximum allowable wellhead pressure is reached, with no possibility of further continuation of operations.

**Таблица 2. Логика выбора кислотной системы жидкости в зависимости от температурных условий объекта**  
**Table 2. Logic in choosing of acid system depending on temperature conditions of the formation**

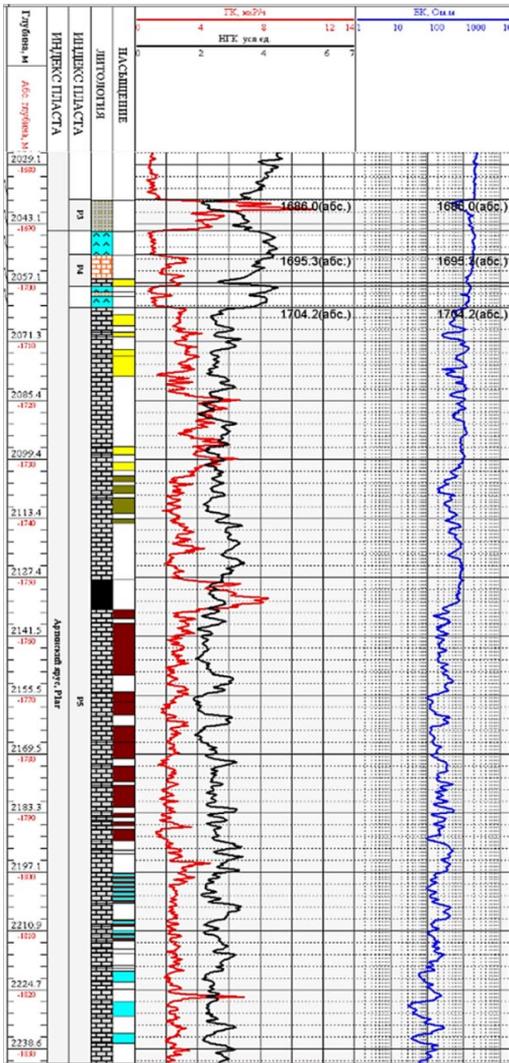
Температура, °C Temperature, °C	Решение / Solution
< 20°C	Стандартный кислотный пакет (до 24%), «разогретая» кислота (кислота, предварительно замешанная на устье с горячей водой) Standard acid package (up to 24%), "heated" acid (acid pre-mixed at the wellhead with hot water)
< 35(40)°C	Стандартный кислотный пакет (возможно применение составов с задержкой реакции в граничных условиях) Standard acid package (delayed reaction compositions with boundary conditions can be used)
35(40)–90°C	Загеленные кислоты и кислотные составы с задержкой реакции Viscous acids and delayed-reaction acid mixtures
90–120°C	Высокотемпературные гелированные кислотные системы и эмульсии High temperature viscous acid systems and emulsions
>120°C	Высокотемпературные кислоты с задержкой реакции + обязательное охлаждение пласта перед закачкой основных стадий (пребуфер) High-temperature acids with delayed reaction + mandatory formation cooling before injection of main stages (pre-buffer)

**Кислотный ГРП и загеленные кислоты**

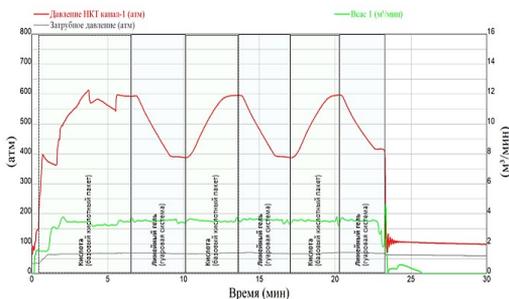
В качестве базового решения на рассматриваемом карбонатном объекте наибольшее распространение получил кГРП. В сравнении со стандартным проппантным ГРП он показал значительно лучшие результаты

и был изначально принят как основной, «базовый» способ стимуляции пласта.

В качестве жидкости разрыва при таких закачках используется 15%-ная HCl в объёме 50–100 м³ с пакетом стабилизирующих добавок и понизителем трения, рабочий



**Рисунок 4. Разрез основного карбонатного объекта с разработкой методом ГРП**  
**Figure 4. Section of the main carbonate formation with development by hydraulic fracturing**



**Рисунок 5. Типовой пример кГРП**  
**Figure 5. Typical example of acid fracturing**

**Таблица 3. Краткая информация по объекту разработки с ГРП**  
**Table 3. Summary on the reservoir development with hydraulic fracturing**

Параметры геолого-физических характеристик и ГРП Parameters of geological and physical characteristics and hydraulic fracturing
TVDSS ≈ 1665 м
$H_{\text{общ}} \approx 135$ м
$H_{\text{эф}} \approx 42$ м
Пористость / Porosity ≈ 12%
$k \approx 0,4$ мД
$P_{\text{пл}} \approx 202$ атм
$T_{\text{пл}} \approx 37^\circ\text{C}$
Eff ≈ 55 %
$P_{\text{нет}} \approx 60$ атм
$P_{\text{зл}} \approx 300$ атм

TVDSS – абсолютная отметка кровли объекта / True Vertical Depth SubSea.;  $H_{\text{общ}}$  – общая толщина объекта / total thickness;  $H_{\text{эф}}$  – эффективная толщина объекта / net thickness;  $k$  – средний коэффициент проницаемости / mean permeability coefficient;  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление (начальное) / formation pressure (initial);  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура (начальная) / formation temperature (initial); Eff – эффективность жидкости ГРП / fracturing fluid efficiency;  $P_{\text{нет}}$  – «чистое» давление / net pressure;  $P_{\text{зл}}$  – давление смыкания трещины / closure pressure.

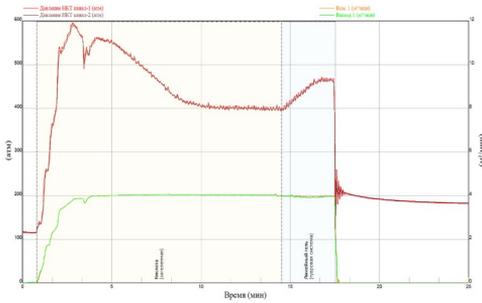
расход составляет 2,5–4,0 м³/мин. Расписание закачки подразумевает несколько этапов, где поочередно закачиваются пачка 15%-ной HCl и линейная (сшитая) гуаровая жидкость (метод «Viscous fingering») [3]. Цель данной операции – повысить охват пласта путём создания объёма трещины инертной вязкой жидкостью с последующей закачкой низковязкой кислоты для формирования «язычков» контраста вязкостей и неравномерного травления стенок трещины (рис. 5).

Недостатками базовой технологии кГРП стали повышенные трения на кислоте и быстрые темпы падения добычи во времени.

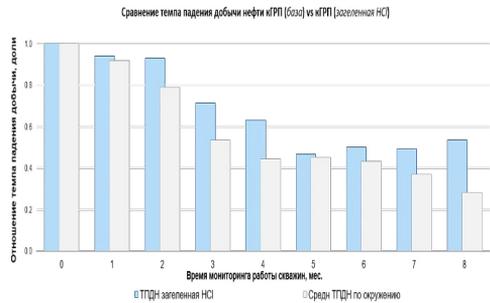
Следующим этапом развития технологии стали испытания кГРП на загеленных кислотных системах («Viscous acid fracturing») [3]. В качестве кислотного загустителя использовались катионные ПАВ-системы<sup>1</sup> для скважин с температурой от низкой до умеренной. Использование загеленных (подзагеленных) кислот позволило снизить трения (рис. 6) и работать при необходимости на больших расходах (скоростях закачки), чем при базовых системах жидкости кГРП.

Негативным аспектом применения систем с загелителем выступает удорожание работ (значительное при использовании загелителей на ПАВ-основе из-за высоких концентраций добавок) и риск образования эмульсий (в частности, на пластах с граничными температурными условиями).

<sup>1</sup> ПАВ – поверхностно-активные вещества



**Рисунок 6. Типовой пример кГРП на загеленной системе**  
**Figure 6. Typical example of viscous acid fracturing**



**Рисунок 7. Сравнение темпа падения добычи нефти кГРП (база) и кГРП (загеленная НС)**  
**Figure 7. Comparison of oil production decline rate using acid fracturing vs viscous acid fracturing**

**Таблица 4. Рейтинг технологий**  
**Table 4. Technology ranking**

Параметр / Parameter	кГРП стандартный / standard acid-proppant fracturing	кГРП, загеленная кислота / acid-proppant fracturing, viscous acid	ГРП стандартный / standard hydraulic fracturing	кпГРП acid-proppant fracturing	пкГРП, считая НС / proppant acid fracturing, viscous HCl
Трения / Frictions	высокие / high	средние / низкие / mean / low	низкие / low	высокие / high	средние / низкие
Риск СТОП / STOP risk	отсутствует / none	отсутствует / none	стандартный / standard	высокий / high	стандартный / standard
Стабильность системы / System stability	высокая / high	средняя / mean	высокая / high	средняя / mean	средняя / mean
Вынос проппанта / Proppant removal	отсутствует / none	отсутствует / none	возможен / possible	возможен / possible	возможен / possible
Риск образования эмульсий / Risk of emulsion formation	низкий / low	средний / mean	низкий / low	низкий / low	средний / mean
Эффективность технологии / Efficiency of technology	средний / mean	средний / высокий / mean / high	низкий / low	средний / высокий / mean / high	высокий / high

Сравнительная оценка темпов падения добычи нефти кГРП на загеленных кислотах показывает лучший эффект в сравнении с базовой рецептурой. Технология с загеленной кислотой дает ожидаемую накопленную добычу нефти выше, чем при базовом кГРП (рис. 7). Эффект в большей степени определяет параметры работы скважин на поздних периодах, чем при запуске.

**Кислотно-проппантный и проппантно-кислотный ГРП на загеленной кислоте**

Дальнейшим развитием кГРП стало добавление проппантных пачек вместо линейного (сшитого) геля (рис. 8).

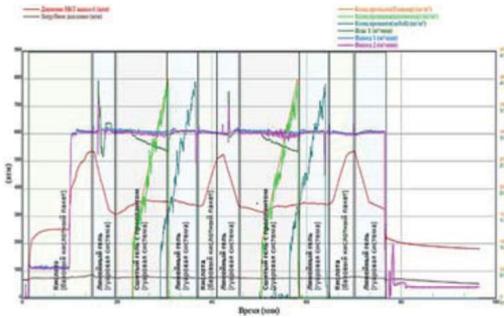
В качестве системы разрыва при таких закачках используется комбинация двух несовместимых между собой жидкостей: 15%-ной НС в объеме 50–100 м³ с пакетом стабилизирующих добавок и понизителем трения и проппантных стадий на стандартной гуаро-боратной системе

жидкости ГРП. Рабочий расход составляет 2,5–4,0 м³/мин. В качестве расклинивающего агента используются мелкие фракции проппанта (20/40) с концентрацией 300–400 кг/м³ и общей массой 10 т на одну операцию.

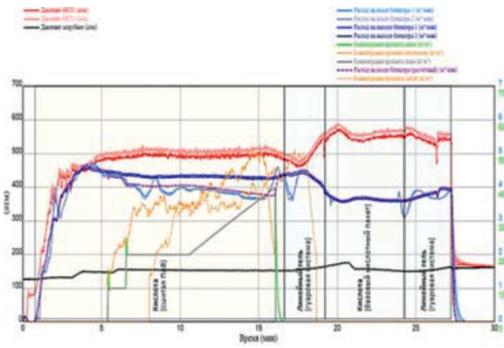
При таком технологическом исполнении существенно повышается риск получения осложнения в виде СТОП на проппанте, поэтому очень важно не допускать смешивания систем между собой во время выполнения работы.

Следующим этапом развития технологии кГРП с проппантом стало выполнение операций на «сшитой» катионными ПАВ кислоте (рис. 9) [4]. Использование данной системы жидкости позволило работать на более высоких рабочих расходах (4,0–5,5 м³/мин), с существенно меньшими трениями на кислоте, чем при классическом кпГРП.

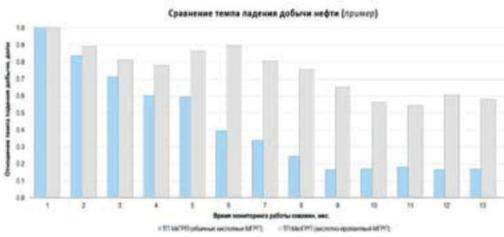
Важным преимуществом стало то, что вся жидкость, закачиваемая с поверхности в пласт, участвует не только в создании трещи-



**Рисунок 8. Типовой пример кпГРП**  
**Figure 8. Typical example of acid proppant fracturing**

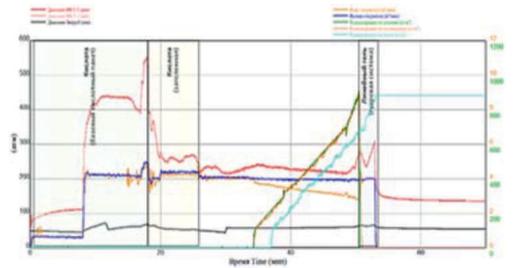


**Рисунок 9. Пример кпГРП на загеленной кислоте**  
**Figure 9. Example of a proppant acid fracturing on viscous acid**

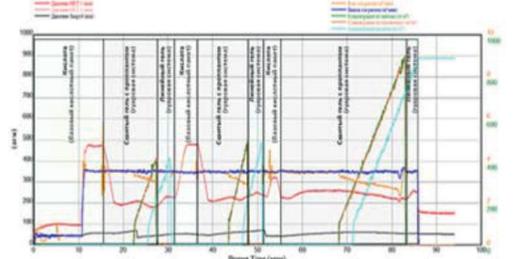


**Рисунок 10. Сравнение темпа падения добычи нефти кГРП и кпГРП**  
**Figure 10. Comparison of oil production decline rate using acid fracturing vs acid proppant fracturing**

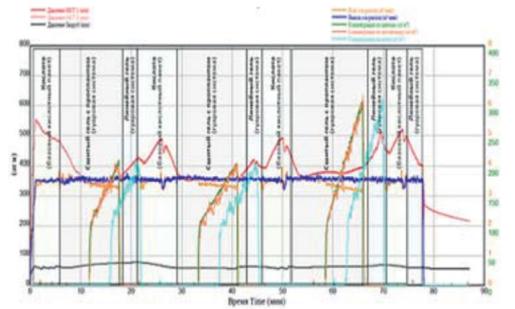
ны, но и в её травлении. К недостаткам данного решения можно отнести ранее описанные аспекты для ПАВ-загеленных систем при кГРП и, дополнительно, риск получения СТОПа и выноса проппанта (особенно при эксплуатации электро-центробежным насосом). Также при подготовке к работам в полевых условиях наблюдались проблемы с приготовлением кислотной композиции (решением стал завод на скважину системы в готовом виде).



а)



б)



в)

**Рисунок 11. Пример вариантов исполнения кпГРП**  
**Figure 11. Example of various options in acid proppant fracturing implementation**

а) закачка комбинации базового кислотного пакета, загеленной кислоты и стандартного проппантного ГРП / injection of a mixture of basic acid pack, gelled acid and standard proppant fracturing; б) закачка кпГРП с закреплением ПЗП проппантной пачкой / injection of acid-proppant fracturing with proppant pack fixing well bottom zone; в) закачка кпГРП без закрепления ПЗП проппантной пачкой / injection of acid-proppant fracturing with proppant pack fixing well bottom zone

Сравнительная оценка темпов падения добычи нефти кпГРП показывает лучший эффект в сравнении с базовым кГРП (рис. 10) и даёт ожидаемую накопленную добычу нефти выше в долгосрочном периоде.

Особенностью ГРП на карбонатных объектах является возможность использования различных вариантов технологического исполнения как при кГРП, так и при кпГРП, с отслеживанием наиболее эффективных реше-

ний для объекта разработки в технологическом и экономическом направлениях. В качестве примера на рис. 11 приведены варианты кПГРП с различными сценариями исполнения.

**Заключение**

Опыт работы с карбонатными объектами показывает, что определить лучшее решение для нового объекта – задача весьма сложная: нужно учитывать и свойства самой материнской породы, и условия залегания, и опытно-насосных объектах. Определена наиболее подходящее базовое технологическое решение, становится возможным повышение его эффективности при помощи использования различных добавок и вариаций расписания закачки.

На примере опыта Группы для условий основного разрабатываемого карбонатного объекта выделяются следующие наиболее эффективные решения: кГРП на загеленной кислоте, кПГРП на базовых системах жидкости и кПГРП на сшитой бесполимерной системе. При этом стандартный ГРП с проппантом на гуаровой основе не показал своей эффективности. Основной вклад отмеченных технологий прослеживается на поздних временах (более высокая накопленная добыча). В дополнение к основным выводам на примере рассматриваемого в статье основного карбонатного объекта в табл. 4 приведен рейтинг технологий, составленный на основе полученного опыта.

**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 следующий образом: Пичугин М.Н. – концепция технологий, обработка и обобщение данных, написание рукописи; Чураков А.В. – написание и редактирование рукописи, проверка результатов; Кряжев А.В. – внедрение технологии; сбор, верификация и интерпретация данных; Дотков Ю.Н. – внедрение технологии, сбор и анализ данных, проверка результатов.

**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: Maksim N. Pichugin – technology conception, data processing and synthesis, manuscript writing; Artyom V. Churakov – writing and editing the manuscript, verification of the results; Aleksander V. Kryazhev – technology implementation; data collection, verification and interpretation; Yuri N. Dotkov – technology implementation, data collection and analysis, and validation of results.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Oliveira H.A., Li W., Maxey J.E.* Invent emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing // OTC Brasil; Октябрь 29–31, 2013; Рио-де-Жанейро, Бразилия. Режим доступа: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/13OTCB/All-13OTCB/OTC-24332-MS/39717>. Дата обращения: 12.12.2023.
2. *Jeon J., Bashir M.O., Liu J., Wu X.* Fracturing Carbonate Reservoirs: Acidizing Fracturing or Fracturing with Proppants? // SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; Август 24–26, 2016; Пекин, Китай. Режим доступа: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R042/185206?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.12.2023.
3. *Kalfayan L.J.* Fracturing Acidizing: History, Present State and Future // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Январь 29–31, 2007; Техас, США. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/07HFTC/All-07HFTC/SPE-106371-MS/141702?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 20.12.2023.
4. *Karadkar P., Suzart W., Sabhapondit A., et al.* Novel high viscous acid system for Proppant fracture acidizing // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Ноябрь 7–10, 2016; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/16ADIP/3-16ADIP/D031S059R005/185570?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения: 22.12.2023.

## REFERENCES

1. Oliveira HA, Li W, Maxey JE. Invent emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTC Brasil; 29–31 Oct 2013; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/13OTCB/All-13OTCB/OTC-24332-MS/39717>.
2. Jeon J, Bashir MO, Liu J, Wu X. Fracturing Carbonate Reservoirs: Acidizing Fracturing or Fracturing with Proppants? SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference; 24–26 Aug 2016; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/speaphf/proceedings-abstract/16APHF/2-16APHF/D022S010R042/185206?redirectedFrom=PDF>.
3. Kalfayan LJ. Fracturing Acidizing: History, Present State and Future. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; January 29–31, 2007; Texas, U.S.A. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/07HFTC/All-07HFTC/SPE-106371-MS/141702?redirectedFrom=PDF>.
4. Karadkar P, Suzart W, Sabhapondit A, et al. Novel high viscus acid system for Proppant fracture acidizing. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 7–10 Nov 2016; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/16ADIP/3-16ADIP/D031S059R005/185570?redirectedFrom=PDF>.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

\*Пичугин Максим Николаевич

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

e-mail: [pichugin.mn@gazprom-neft.ru](mailto:pichugin.mn@gazprom-neft.ru).

Чураков Артем Владимирович

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

e-mail: [churakov.av@gazprom-neft.ru](mailto:churakov.av@gazprom-neft.ru).

Кряжев Александр Владимирович

ORCID [0000-0003-4258-975X](https://orcid.org/0000-0003-4258-975X)

e-mail: [kryazhev.av@gazprom-neft.ru](mailto:kryazhev.av@gazprom-neft.ru).

Дотков Юрий Николаевич

ORCID [0009-0002-7401-7318](https://orcid.org/0009-0002-7401-7318)

e-mail: [dotkov.yun@gazprom-neft.ru](mailto:dotkov.yun@gazprom-neft.ru).

## AUTHOR'S INFO

\*Maksim N. Pichugin

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

e-mail: [pichugin.mn@gazprom-neft.ru](mailto:pichugin.mn@gazprom-neft.ru).

Artyom V. Churakov

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

e-mail: [churakov.av@gazprom-neft.ru](mailto:churakov.av@gazprom-neft.ru).

Aleksander V. Kryazhev

ORCID [0000-0003-4258-975X](https://orcid.org/0000-0003-4258-975X)

e-mail: [kryazhev.av@gazprom-neft.ru](mailto:kryazhev.av@gazprom-neft.ru).

Yuri N. Dotkov

ORCID [0009-0002-7401-7318](https://orcid.org/0009-0002-7401-7318)

e-mail: [dotkov.yun@gazprom-neft.ru](mailto:dotkov.yun@gazprom-neft.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276.66  
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Получена: 24.01.2024.

Одобрена: 05.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Научный обзор

# Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП

**П.В. Ястребов, А.С. Продан, В.В. Родионов, А.С. Угрюмов**

*Газпромнефть – Технологические партнерства, г. Санкт-Петербург, Россия*

### АННОТАЦИЯ

В данной работе описываются основные аспекты и нюансы геомеханического моделирования, которые необходимо учитывать при поддержке операций гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) и инженерном сопровождении проектов. Особенностью геомеханического моделирования для целей ГРП или авто-ГРП на зрелых месторождениях является, в первую очередь, оценка пластового давления, в частности, в окрестностях добывающих и нагнетательных скважин. Кроме того, это существенно влияет на анизотропию напряжений, что является основным фактором, влияющим на геометрию трещины ГРП и наведённое поле напряжений вокруг неё. Следует также отметить важность контроля геомеханических исследований ядра, контроля качества образцов и корректной обработки результатов исследований, поскольку от этого зависят профили упруго-прочностных свойств и напряжений. В работе также уделяется внимание трещиноватости: её измерению, расчётам и предсказанию её ориентации в пространстве и интенсивности.

**Ключевые слова:** геомеханика, анизотропия, полигон напряжений, градиент ГРП, устойчивость ствола скважины, порт ГРП, плотность трещиноватости.

### Как цитировать:

*Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С.* Геомеханические аспекты моделирования в поддержку операций ГРП // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 59–71. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

**UDC 622.276.66**  
**CSCSTI 52.47.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Received: 24.01.2024.

Accepted: 05.09.2024.

Published: 30.09.2024.

---

## Review article

# Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations

**Pavel V. Iastrebov, Artem S. Prodan, Viktor V. Rodionov, Alexander S. Ugryumov**  
*Gazpromneft – Technology Partnerships LLC, Saint Petersburg, Russia*

## ABSTRACT

This paper describes the main aspects and nuances of geomechanical modeling that must be considered when supporting hydraulic fracturing operations and providing engineering support of projects. A key feature of geomechanical modeling for hydraulic fractures aims or self-induced fracturing in mature fields is the estimation of reservoir pressure, particularly in the vicinity of production and injection wells. In addition, this has a significant impact on stress anisotropy, which is the primary factor affecting the geometry of the hydraulic fracture and the surrounding induced stress field. It is also crucial to monitor geomechanical core studies, ensure quality control of samples, and accurately process research results since the profiles of elastic-strength properties and stresses depend on these factors. This paper also addresses fracturing, including its measurement, calculations, and the prediction of its spatial orientation and intensity.

**Keywords:** *geomechanics; anisotropy; stress polygon; hydraulic fracturing gradient; wellbore stability; hydraulic fracturing port; fracture lamps.*

## To cite this article:

Iastrebov PI, Prodan AS, Rodionov VV, Ugryumov AS. Geomechanical modeling aspects in support of hydraulic fracturing operations. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):59–71. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

ӨЖ 622.276.66

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>

Қабылданды: 24.01.2024.

Мақұлданды: 05.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Ғылыми шолу

# ҚГЖ операцияларын қолдауға модельдеу геомеханикалық аспектілері

П.В. Ястребов, А.С. Продан, В.В. Родионов, А.С. Угрюмов

*Газпромнефть – Технологические партнерства, Санкт-Петербург қаласы, Ресей*

## АННОТАЦИЯ

Бұл жұмыста геомеханикалық модельдеудің негізгі аспектілері мен нюанстары сипатталады, оларды қабатты гидравликалық жару (бұдан әрі – ҚГЖ) операцияларын қолдау және жобаларды инженерлік сүйемелдеу кезінде ескеру қажет. Жетілген кен орындарында ҚГЖ немесе авто-ҚГЖ мақсаттары үшін геомеханикалық модельдеу ерекшелігі, бірінші кезекте, қабаттық қысымды, атап айтқанда, өндіруші және айдамалау ұңғымаларының маңайында бағалау болып табылады. Бұдан басқа, бұл кернеу анизотропиясына айтарлықтай әсер етеді, бұл ҚГЖ жарығының геометриясына және оның айналасындағы кернеу өрісіне әсер ететін негізгі фактор болып табылады. Сондай-ақ кернді геомеханикалық зерттеуді бақылаудың, үлгілердің сапасын бақылаудың және зерттеу нәтижелерін дұрыс өңдеудің маңыздылығын атап өткен жөн, өйткені беріктік-беріктік қасиеттері мен кернеулер профилдері осыған байланысты. Жұмыста сондай-ақ жарықшақтылыққа назар аударылады: оны өлшеу, есептеу және оның кеңістік пен қарқындылықта бағдарын болжау.

**Негізгі сөздер:** геомеханика, анизотропия, кернеу полигоны, ҚГЖ градиенті, ұңғыма оқпанының тұрақтылығы, ГРП порты, жарықшақтық тығыздығы.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Ястребов П.В., Продан А.С., Родионов В.В., Угрюмов А.С. ҚГЖ операцияларын қолдауға модельдеу геомеханикалық аспектілері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3, 59–71 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108708>.

**Введение**

Геомеханическое моделирование в контексте формирования дизайна ГРП оказывает сервисную поддержку и обеспечивает всеми необходимыми данными для проведения симуляции. Так или иначе, построение геомеханической модели осложнено множеством неопределённостей, рассматриваемых в данной работе, среди которых наибольшие проблемы вызывают следующие:

- излишняя дискретизация профилей исходных данных, таких как профили упругих свойств;
- неверные данные для калибровки профиля упругих свойств;
- неправильно подобранная анизотропия напряжений;
- необходимость учёта неоднородности изменения пластового давления при работе на истощённых месторождениях;
- учёт трещиноватости на карбонатных коллекторах и вторичных преобразований трещин (залечивание и пр.);
- необходимость выделения стресс-барьеров при расстановке портов ГРП, особенно на вертикальных скважинах, где виден более «расчленённый» профиль напряжений.

В данной работе представлены подходы, которые могут позволить снизить данные неопределённости.

**Анизотропия напряжений**

Анизотропия, определяемая в горных породах, может быть приурочена к разным явлениям, таким как слоистость породы, овализация ствола скважины (обвалообразование), присутствие тектонических напряжений. Анизотропия горных пород может быть определена количественно при помощи величин, описывающих различные её аспекты. Стоит отметить, что они не могут быть напрямую пересчитаны друг в друга и зачастую не используются явно при дальнейших расчётах. Напротив, они применяются как для сравнительной оценки изменения анизотропии по стволу скважины, так и для сравнения скважин и залежей между собой. При моделировании непосредственно используются только компоненты матрицы жёсткости, определяемые по данным кросс-дипольного акустического каротажа, поскольку данные значения напрямую участвуют в расчётах (1):

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{xz} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xy} \end{bmatrix} \quad (1)$$

где  $\sigma_{ij}$  – компоненты тензора напряжений;  $\varepsilon_{ij}$  – компоненты тензора относительных деформаций;  $C_{ij}$  – компоненты матрицы жёсткости.

При этом для сред с вертикальной трансверсальной анизотропией (далее – TIV), которые описывают слоистые породы, справедливо следующее (2):

$$C_{12} = C_{11} - 2C_{66} \quad (2)$$

В вертикальной скважине  $C_{44}$  и  $C_{66}$  определяются по данным кросс-дипольной акустики,  $C_{13}$  – по данным ядерных исследований или при помощи корреляций, а  $C_{11}$  и  $C_{33}$  – по данным геофизических исследований или также при помощи корреляций. При этом  $C_{12}$  является зависимым параметром и определяется по уравнению (2). Анизотропные упругие модули  $E, \nu$  для каждого направления рассчитываются на основе тензора жёсткости. Для случая TIV анизотропии считаются величины  $E_{vert}, \nu_{vert}$  и  $E_{hor}, \nu_{hor}$ .

Наиболее часто при анализе данных кросс-дипольного каротажа рассчитывают анизотропию быстрой и медленной поперечных волн (3):

$$K_{a,DTS} = \frac{DTS_{slow} - DTS_{fast}}{0.5(DTS_{slow} + DTS_{fast})} \cdot 100\% \quad (3)$$

где  $DTS_{slow}$  – медленная поперечная волна;  $DTS_{fast}$  – быстрая поперечная волна;  $K_{a,DTS}$  – коэффициент анизотропии поперечных волн.

При калибровке геомеханической модели, а также в качестве исходной информации при формировании дизайна ГРП рассчитывается анизотропия напряжений (4):

$$K_{a, stress} = \frac{\sigma_2}{\sigma_3} \quad (4)$$

где  $\sigma_2$  – промежуточное горное напряжение;  $\sigma_3$  – наименьшее горное напряжение;  $K_{a, stress}$  – коэффициент анизотропии напряжений.

В некоторых источниках [1] используется обратная величина (5):

$$K_{a, stress} = \frac{\sigma_3}{\sigma_2} \quad (5)$$

Наиболее часто вместо  $\sigma_3$  подставляется  $S_{hmin}$ , а вместо  $\sigma_2$  –  $S_{hmax}$ . Использование именно этих напряжений обусловлено необходимостью учёта изменения поля напряжений в окрестности трещины ввиду создания дополнительного давления  $P_{net}$ . Из-за этого происходит рост первоначального  $\sigma_3$  до ближайшего по величине напряжения  $\sigma_2$ . Строго говоря,  $K_{a, stress}$  для раз-

ных режимов напряжений можно считать следующим образом (6–8):

$$K_{a, NF} = \frac{S_{Hmax}}{S_{Hmin}} \tag{6}$$

$$K_{a, SS} = \frac{S_v}{S_{Hmin}} \tag{7}$$

$$K_{a, RF} = \frac{S_{Hmin}}{S_v} \tag{8}$$

где  $K_{a, NF}$  – коэффициент анизотропии для нормального режима напряжений;  $K_{a, SS}$  – коэффициент анизотропии для сдвигового режима напряжений;  $K_{a, RF}$  – коэффициент анизотропии для взбросового режима напряжений.

При этом наиболее часто встречающимися режимами напряжений являются сбросовый и сдвиговый с возможностью их смены в пределе одного разреза, поэтому гораздо удобнее считать анизотропию именно как отношение горизонтальных напряжений, что зачастую и применяется на практике (9):

$$K_{a, stress} = \frac{S_{Hmax}}{S_{Hmin}} \tag{9}$$

Необходимость расчёта именно анизотропии напряжений определяется не только за счёт её прямого использования в качестве граничного условия в симуляторах, но и из-за степени влияния на результаты моделирования. В работах [1, 2] представлена методика расчёта распределения напряжений вокруг трещины Гриффитса и анализ чувствительности к различным параметрам. В анализе чувствительности рассматривается расстояние, на которое распространяются наведённые напряжения при закачке флюида в трещину, которое характеризует половину расстояния между трещинами для избежания их влияния друг на друга и исключения влияния stress-shadow эффекта (табл. 1).

Таким образом, изменение анизотропии напряжений на 20% может привести к изменению расстояния, на которое распространяется наведённое поле напряжений до 6 раз при прочих равных условиях. Это, безусловно, показывает важность верной оценки этого параметра.

**Расчёт анизотропии напряжений**

В стандартном рабочем процессе построения геомеханической модели используется пороупругая модель, являющаяся расширением формулы Итона [3] и позволяющая учесть как влияние бокового распора, так и тектонические деформации (10–11):

**Таблица 1. Чувствительность распространения поля наведённых напряжений к анизотропии**  
**Table 1. Sensitivity of the shadow stress field distribution to initial stress anisotropy**

$\frac{\sigma_3}{\sigma_2}$	Минимальное расстояние между трещинами, м Minimum distance between cracks, m
0,80	48
0,85	63
0,90	86
0,94	125
0,97	163
0,99	295

$$S_{Hmax} = \frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2} (\epsilon_{Hmax} + v_{sta} \epsilon_{Hmin}) \tag{10}$$

$$S_{Hmin} = \frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2} (\epsilon_{Hmin} + v_{sta} \epsilon_{Hmax}) \tag{11}$$

где  $v_{sta}$  – статический коэффициент Пуассона;  $E_{sta}$  – статический модуль Юнга;  $P$  – поровое давление;  $\alpha$  – коэффициент Бюб;  $S_v$  – вертикальное напряжение;  $\epsilon_{Hmin}$  и  $\epsilon_{Hmax}$  – относительные деформации в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений.

В уравнениях (9–10) соотношение  $\frac{v_{sta}}{1 - v_{sta}}$  называется коэффициентом бокового распора, определяемым по формуле Динника [4]. При условиях (12–13) данный коэффициент выводится из закона Гука (14):

$$\epsilon_2 = \epsilon_3 = 0 \tag{12}$$

$$\sigma_2 = \sigma_3 \tag{13}$$

$$\begin{cases} \epsilon_1 = \frac{1}{E} [\sigma_1 - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)] \\ \epsilon_2 = \frac{1}{E} [\sigma_2 - \nu(\sigma_1 + \sigma_3)] \\ \epsilon_3 = \frac{1}{E} [\sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2)] \end{cases} \tag{14}$$

В свою очередь, коэффициент  $\frac{E_{sta}}{1 - v_{sta}^2}$  называется коэффициентом плоской деформации, и он выводится из закона Гука для плосконапряжённого состояния (15):

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} = \frac{E}{1 - \nu^2} \begin{bmatrix} 1 & \nu & 0 \\ \nu & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1 - \nu}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \epsilon_{11} \\ \epsilon_{22} \\ 2\epsilon_{12} \end{bmatrix} \tag{15}$$

Расчёт напряжений начинается с калибровки  $S_{hmin}$  на скважинные данные. Информацией о величине  $S_{hmin}$  могут стать тесты на утечку (Leak-off Test – LOT) и результаты интерпретации мини-ГРП с определённым давлением закрытия трещины (*англ.* Fracture Closure Pressure, далее – FCP). Для первичной оценки  $S_{hmin}$  подбирается такая пара  $\epsilon_{hmin}$  и  $\epsilon_{Hmax}$ , которая позволяет посадить профиль напряжения на калибровочные данные. Как правило, принимается наименьшее значение  $\epsilon_{hmin} = 10^{-5}$  и подбирается подходящее значение  $\epsilon_{Hmax}$ .

Для дальнейшей калибровки  $S_{Hmax}$  используют полигон напряжений и проводят адаптацию модели устойчивости ствола скважины в соответствии с показаниями каверномера и осложнениями. Полигон напряжений представляет собой графическую репрезентацию теории фрикционного равновесия [5–8] и показывает области с допустимыми значениями горизонтальных напряжений, как представлено на рис. 1.

Общее уравнение теории фрикционного равновесия записывается следующим образом (16):

$$\frac{S_1 - P_p}{S_3 - P_p} = [(\mu_f^2 + 1)^{0.5} + \mu_f]^2 \quad (16)$$

где  $\mu_f$  – угол трения для разлома;  $S_1$  и  $S_3$  – максимальное и минимальное горные напряжения.

На полигоне присутствуют ограничительные линии, которые дополнительно задают возможный диапазон напряжений. Ограничительная линия по прочности на растяжение описывается в соответствии со следующим уравнением [6]:

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p - \Delta P - T_0 - \sigma^{\Delta T} \quad (17)$$

где  $\Delta P$  – репрессия на пласт;  $T_0$  – прочность на одноосное растяжение;  $\sigma^{\Delta T}$  – термические напряжения.

Ограничительная линия по максимальной допустимой ширине вывалов с заданной прочностью пород может быть записана в соответствии с [9] следующим образом (18):

$$S_{Hmax} = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin}(1 + 2 \cos(\pi - w))}{1 - 2 \cos(\pi - w_{bo})} \quad (18)$$

где  $UCS$  – прочность на одноосное сжатие;  $w_{bo}$  – ширина вывала.

Полный алгоритм первичного расчёта  $S_{Hmax}$  обусловлен достаточно большим количеством

неопределённостей и ошибок на всех этапах расчёта, как представлено на рис. 2.

Причины появления ошибок при расчёте профиля напряжений следующие:

1. Пластовое давление не всегда гидростатическое и зависит от характера насыщения, условий седиментации, близости водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов и капиллярных сил.

2. Предположение о значении  $\mu_f$  основано на исследованиях отдельных регионов и типов пород. Диапазон изменения  $\mu_f$  составляет 0,6–1,0.

3. При отсутствии данных геомеханических исследований ядра появляется бесконечное множество комбинаций упругих и прочностных свойств, а также расчётных напряжений, которые могут обеспечить сходимость модели устойчивости с фактом осложнений и показаниями каверномера. В этом случае расчёт подкрепляется литературным обзором возможных режимов напряжений, а также упруго-прочностных свойств пород.

4.  $S_{hmin}$  зависит по большей части от статических модулей и достаточно просто калибруется на давление закрытия.

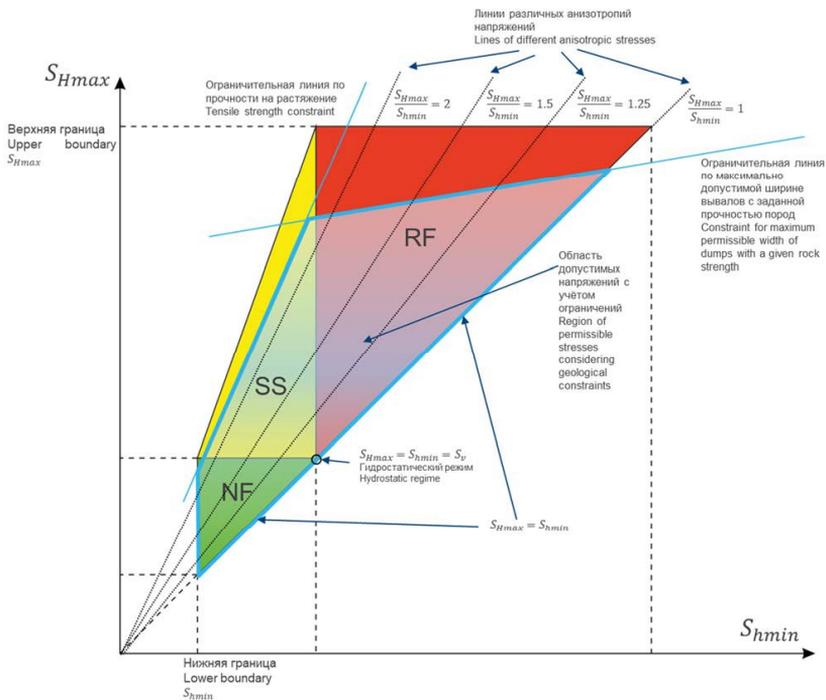
5. Калибровка  $S_{Hmax}$  зависит от упругих модулей, прочностных свойств, оценки тектонических констант, влияния угла напластований на прочность горных пород.

6. Показания каверномера не всегда показывают состояние ствола скважины, поскольку каротаж пишется на кабеле спустя несколько суток после обрушения стенок.

7. В определении ширины вывалов есть погрешность из-за разрешения имиджеров и наличия в них «белых» участков, а также из-за неопределённости глубины образования вывалов.

При расчётах использование именно ширины вывалов для калибровки  $S_{Hmax}$  не всегда представляется возможным, поскольку ширину вывала достоверно можно определить исключительно по результатам микроимиджевых исследований с учётом неопределённостей, указанных выше. Применение шести- и восьмиричажных каверномеров не позволяет дать полной геометрии обвалообразования в стволе скважины. Однако каверномер достаточно точно может измерить именно глубину обвалообразования. Это может быть ещё один из параметров, который может использоваться для калибровки анизотропии напряжений.

Расчёт анизотропии на основе данных каверномера является обратной задачей. Ниже представлен краткий подход по её расчёту, имея неопределённости только по значениям (рис. 3). При решении этой задачи можно использовать и численные методы, но при отсутствии возможности



**Рисунок 1. Полигон напряжений**  
**Figure 1. Stress polygon**

NF – область нормального режима напряжений / Normal Faulting; SS – область сдвигового режима напряжений / Strike-slip faulting; RF – область взбросового режима напряжений / Reverse Faulting

их применения, допустимо использовать и полностью аналитическое решение [10, 11]. Стоит учитывать, что аналитические расчёты не позволяют учесть латеральное расширение вывала за счёт переориентации напряжений вокруг отверстия с изменяющейся геометрией, поэтому в таком случае рассматривается обвалообразование в момент его инициации, без выемки разрушенного материала. Таким образом, данный подход допустимо использовать, только когда речь идёт о моделировании хорошо сцементированных пород или о кристаллическом фундаменте, а время, прошедшее от бурения до записи каверномера, невелико. За счёт этого минимизируется возможность роста вывала.

Суть метода состоит в разбивки околоскважинной зоны на ячейки, в которой будут сравниваться напряжения, действующие на ячейку, и прочность породы на одноосное сжатие. Возможное разрушение в ячейке будет показывать критерий Мора-Кулона (19):

$$\sigma_1 \geq \left( \sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right) \sigma_3 + UCS \quad (19)$$

где  $\mu_i$  – коэффициент внутреннего трения.

Вместо  $\sigma_j$  и  $\sigma_3$  в (19) подставляются, соответственно, наибольшее и наименьшее

главное напряжение в околоскважинной зоне. Если условие (1) выполняется, то порода считается разрушенной, и образуется вывал (жёлтым цветом на рис. 3). Имея неопределённость по UCS, можно установить диапазон изменения этого параметра и задать несколько значениями для сравнения. В свою очередь, можно подобрать несколько вариантов анизотропии напряжения с ранее откалиброванным значением  $S_{Hmin}$ . Таким образом, можно найти подходящую комбинацию значений напряжений и прочности породы, откалибровавшись на показания многорычажного каверномера. Такой подход следует применить для нескольких сечений для лучшей адаптации модели.

**Использование корректных керновых данных**

Использование корректных керновых данных не менее важно, поскольку при применении пороупругой модели напрямую учитываются значения упругих модулей. Более того, статический коэффициент Пуассона используется при расчёте модели устойчивости, а статический модуль Юнга может дополнительно включаться в процесс моделирования при учёте термических напряжений. Для корректного учёта статических упругих модулей необходимо включение в программу

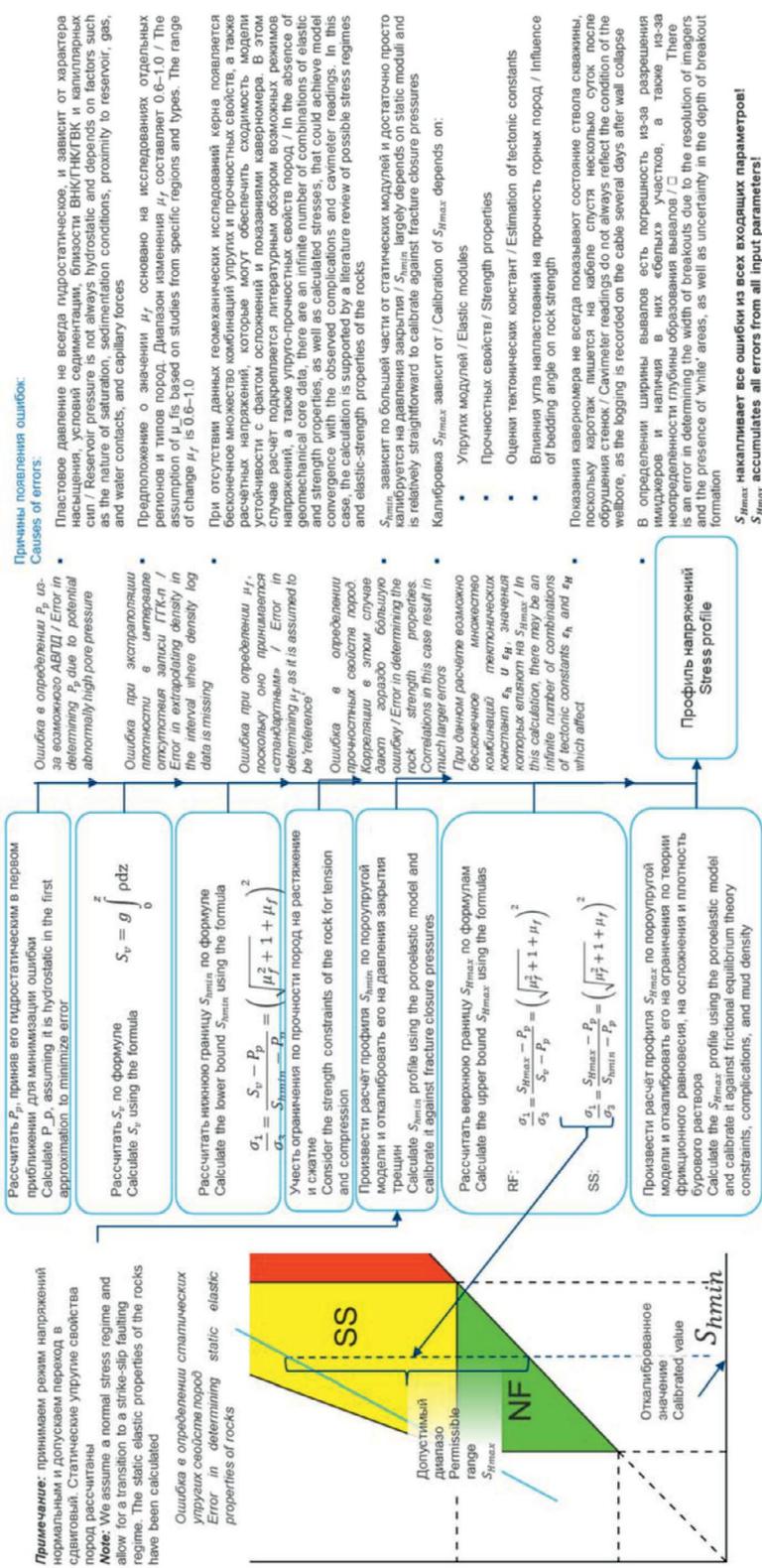
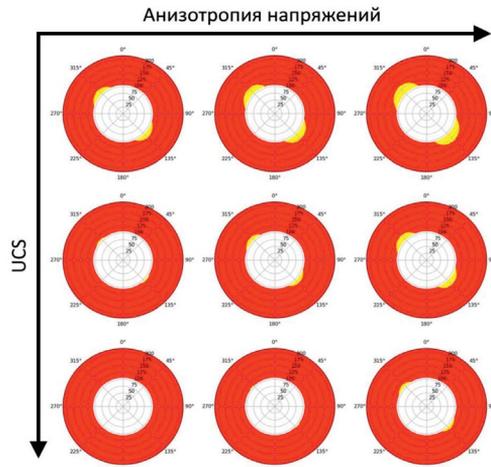


Рисунок 2. Алгоритм расчёта диапазона  $S_{Hmax}$  при помощи теории фрикционного равновесия  
 Figure 2.  $S_{Hmax}$  range calculation algorithm using fault friction theory



**Рисунок 3. Влияние UCS и анизотропии напряжений на геометрию обвалообразования**  
**Figure 3. Influence of UCS and stress anisotropy on breakouts geometry**

исследований керна многостадийных псевдо-трёхосных тестов (рис. 4) Такие тесты разбиты на стадии, на каждой из которых поддерживается различное обжимное давление. Это, с одной стороны, позволяет протестировать образец в различных напряжённых состояниях при наличии неопределённостей в анизотропии, а с другой – сэкономить на количестве исследований при плохом качестве кернового материала или ограниченном бюджете на тестирование образцов. Среди особенностей проведения данных тестов присутствует возможность выполнения измерений на разгрузочной ветви графика «напряжение – относительная деформация». Именно на ветви разгрузки отсутствует пластическая деформация, поскольку она учитывается на ветви нагрузки в соответствующей стадии [6, 12]. Однако такие тесты не в полной мере подходят для построения паспортов прочности, поскольку деформация образца на различных стадиях доводится не до полного его разрушения, а до точки дилатансии, соответствующей максимуму объёмной деформации.

Формируя программу исследований керна, целесообразно осуществлять отбор образцов не только в продуктивных интервалах, в которых планируется проведение перфорации и ГРП, но и в интервалах пород-покрышек. Это позволит корректно оценить не только свойства в продуктивном горизонте, но и в породах, формирующих стресс-барьеры.

**Переориентация напряжений в окрестности разломов**

Разломы в некоторых случаях могут представлять из себя свободную поверхность, которая существенно может влиять на направление напряжений (рис. 5). Это напрямую

влияет на оптимальное направление для проводки горизонтального ствола в части создания перпендикулярных трещин. Более того, меняется не только направление, но и магнитуда напряжений.

Степень влияния разломов на поле напряжений неоднозначна и не имеет устойчивых закономерностей, поэтому для оценки такого эффекта необходимо геомеханическое 3D моделирование с обязательной калибровкой на данные микроимиджера (*англ.* Formation microimager, далее – FMI).

**Хрупкость горных пород**

В хрупких породах режим напряжений контролируется теорией фрикционного равновесия, в то время как в породах, описываемых вязкоупругими моделями, разница напряжений стремится уменьшиться, что является закономерным следствием процесса релаксации напряжений при постоянной деформации [13]. Ввиду этого происходит рост  $S_{hmin}$  и  $S_{hmax}$  в таких породах, как сланцы, аргиллиты, соли и т.д. В них можно ожидать наличие стресс-барьеров и изменение режима напряжений от нормального к переходному в сдвиговой (гидростатический) – анизотропия горизонтальных напряжений снижается. Причина повышения горизонтальных напряжений, а не снижения вертикального состоит в неизменности вертикального напряжения, поскольку оно зависит только от объёмной плотности горных пород.

В этом ключе хрупкость становится дополнительным источником информации о режиме напряжений не только в пределах продуктивного интервала, но и пород-покрышек, где могут формироваться стресс-барьеры. Это может служить качественной оценке режима напряжений в области интереса.

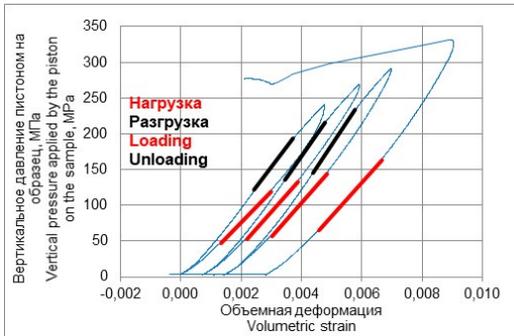


Рисунок 4. Типичный график многостадийного псевдотрёхосного теста  
 Figure 4. Typical graph of a multistage pseudo-triaxial test

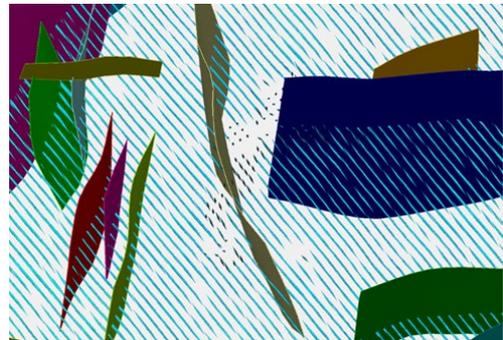


Рисунок 5. Смена направления и величины  $S_{Hmax}$  в окрестности разлома  
 Figure 5.  $S_{Hmax}$  direction and magnitude alteration in the fault vicinity

Таблица 2. Перечень необходимых исследований для минимизации неопределённостей при геомеханическом моделировании

Table 2. A list of necessary studies to minimize uncertainties in geomechanical modeling

Исследование / Study	Цель / Purpose	Примечания / Notes
Кросс-дипольный каротаж в колонне до и после ГРП / Cross-dipole logging in the column before and after hydraulic fracturing.	Определение динамических упругих свойств пласта / Determination of dynamic elastic properties of the formation Направление $S_{Hmax}$ / $S_{Hmax}$ direction Определение высоты и азимута развития трещины ГРП / Determination of height and azimuth of fracture development	Требования к траектории – максимальный угол в интервале исследования не более 10° / Trajectory requirements: maximum angle in the study interval not more than 10°
FMI	Направление $S_{Hmax}$ / $S_{Hmax}$ direction Наличие естественной трещиноватости / Presence of natural fracturing	При возможности – совместное исследование вместе с кросс-дипольным каротажем / If possible, a joint survey together with cross-dipole logging
Отбор керн в интервалах пласта и подошвы/покрышек / Core sampling in the intervals of the reservoir and its caprock/base.	Определение динамических и статических свойств породы / Determination of dynamic and static rock properties	Необходимо планировать тестирование образцов исходя из целей: / Sample testing should be planned based on the objectives: Одностадийные тесты – для измерения UCS / Single stage tests – to measure UCS Одностадийные трёхосные тесты – паспорт прочности / Single stage triaxial tests – failure envelope Многостадийные тесты – определение упругих модулей / Multi-stage tests – to determine elastic moduli
CST (Capillary Suction Test)	Тестирование глин на предмет взаимодействия с водой и склонности к набуханию / Testing clays for water interaction and swelling potential	-
LOT (Leak-off Test)	Определение давления раскрытия трещины / Determination of fracture closure pressure	Первичная калибровка модели напряжений / Initial calibration of the stress model.
Mini-Frac, запись и интерпретация падения давления / Mini-Frac, recording and interpretation of pressure drop.	Определение давления ГРП и закрытия трещины / Determination of fracturing pressure and fracture closure pressure	Перекалибровка напряжений / Recalibration of stresses

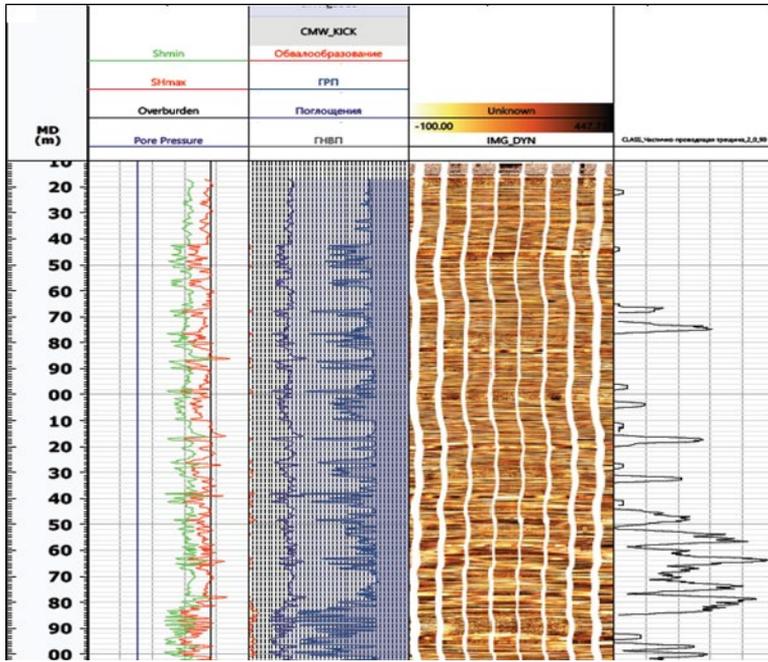


Рисунок 6. Планшет с рассчитанными градиентами и плотностью трещиноватости  
 Figure 6. Log view with calculated gradients and fracture density

**Расчёт градиентов ГРП и плотности трещиноватости**

При проведении многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах присутствуют нюансы при расчёте профиля напряжений. Поскольку проводка осуществляется в пределах пласта с одними характеристиками, профиль напряжений может изменяться незначительно, что затрудняет оптимизацию расстоянки портов ГРП. В данном случае одним из подходов, который способен существенно облегчить задачу, может стать расчёт градиента ГРП, поскольку именно он отвечает за напряжённое состояние вокруг ствола скважины в контексте формирования техногенной трещины (рис. 6). Расчётный профиль градиента ГРП позволяет «подсветить» области, наиболее подходящие для расстановки портов.

Ещё одним фактором, который может сыграть роль при планировании программы ГРП, является плотность трещиноватости. При наличии интерпретации микроимиджевых исследований рассчитывается плотность трещиноватости, которая характеризует не только возможность утечек флюида в трещинный коллектор, но и склонность породы к растрескиванию, а также неоднородность коллектора для качественного или количественного сравнения стадий между собой. Это, в свою очередь, позволяет делать анализ выученных уроков после выполнения всех работ по ГРП и сделать выводы о поведении

коллектора на основе геомеханического моделирования.

**Перечень необходимых исследований**

Для минимизации неопределённостей при построении геомеханической модели под цели ГРП необходимо корректное и наиболее полное планирование программы исследований, элементы которой представлены в табл. 2. В таблице также указаны цели исследований с перечислением выходных данных и примечания, которые накладывают область применения на тот или иной вид исследований.

**Выводы**

Подводя итоги, можно остановиться на следующих пунктах, которые обобщают материал данной работы:

- обязателен расчёт градиентов, поскольку они не только более контрастно «подсвечивают» стресс-барьеры, но и «подсказывают» тот градиент давления, который необходим для создания трещины;
- плотность открытой трещиноватости помогает качественно оценить наиболее продуктивные интервалы и сравнить утечки жидкости на разных портах ГРП;
- необходимо сравнение имиджей с керном (при возможности) для создания концепции развития трещиноватости на объекте;

- рок-типизация: необходимы тщательный отбор данных при моделировании и кластеризация результатов по литотипам

или рок-типам совместно с петрофизиками и геологами.

## 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: Ястребов П.В. – концепция работы, разработка методики оценки анизотропии напряжений; Продан А.С. – обзор методов оценки упруго-прочностных свойств горных пород, расчёт хрупкости и учёт её роли в процессах ГРП; Родионов В.В. – оценка роли расчёта градиента ГРП и плотности трещиноватости при расставлении портов ГРП; Угрюмов А.С. – контроль за выполне-

нием работы, написание и редактирование рукописи.

## ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Pavel V. Iastrebov – paper concept, development of the methodology for estimating stress anisotropy; Artem S. Prodan – review of methods for estimating mechanical properties estimation review, brittleness calculation and its role in fracture design; Viktor V. Rodionov – assessment of fracture gradient and fracture density when deciding for frac ports locations; Alexander S. Ugryumov – overall workflow control, paper writing and editing.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Morrill J.C., Miskimins J.L.* Optimizing Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; Февраль 6–8, 2012; The Woodlands, Texas. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152595-MS/157555>. Дата обращения: 12.01.2024.
2. *Sneddon N., Elliott H.* The Opening of a Griffith Crack Under Internal Pressure // Quarterly of Applied Mathematics. 1946. Vol. 4, N 3. P. 262–267. doi: 10.1093/qjmath/14.3.283.
3. *Eaton B.* Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 246. P. 1353–1360. doi: 10.2118/2163-PA.
4. *Динник А.* О давлении горных пород и расчёт крепи круглой шахты // Инженерный работник. 1925. Т. 7. С. 1–12.
5. *Jaeger J., Cook N.* Fundamentals of Rock Mechanics 4th ed. New York : Capman and Hall, 1979. 475 p.
6. *Zoback M.* Reservoir Geomechanics. Cambridge : Cambridge University Press, 2010. 502 p.
7. *Кирюхин А.* Геотермофлюидодинамика гидротермальных, вулканических и углеводородных систем. Санкт-Петербург : Эко-Вектор Ай-Пи, 2020. 431 с.
8. *Wiprut D., Zoback M.* Constraining the full stress tensor for observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin // Int. J. Rock Mech. & Min. Sci. 2000. Vol. 37. P. 317–336. doi: 10.1016/S1365-1609(97)00157-3.
9. *Barton C.A., Zoback M.D., Burns K.L.* In situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts // Geophysical Research Letters. 1988. Vol. 15, N. 5. P. 467–470. doi: 10.1029/GL015i005p00467.
10. *Peška P., Zoback M.* Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in-situ stress and rock strength // Journal of Geophysical Research, 1995. Vol. 100, N. B7. P. 12791–12811. doi: 10.1029/95JB00319.
11. *Архипов А.И., Ястребов П.В.* Аналитическое решение проблемы устойчивости ствола скважины // Инженер-нефтяник. 2023. № 4. С. 59–66.
12. *Zimmer M.* Controls on the seismic velocities of unconsolidated sands: Measurements of pressure, porosity and compaction effects. Stanford, CA : Stanford University, 2004. 204 p.
13. *Zoback M.D., Kohli A.H.* Unconventional Reservoir Geomechanics : shale gas, tight oil and induced seismicity. Cambridge, United Kingdom : Cambridge University Press, 2019. 492 p.

14. Алиев М.М., Лутфуллин А.А., Исмагилова З.Ф. Нефтегазовая геомеханика : учебное пособие. Москва : Инфра-Инженерия, 2020. 160 p.
15. Zhang J.J. Applied Petroleum Geomechanics, Cambridge. MA : Elsevier, 2019. 532 p.
16. Fjaer E., Holt R., Horsrud P. *и др.* Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam : Elsevier, 1992. 514 p.

## REFERENCES

1. Morrill JC, Miskimins JL. Optimizing Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. 2012 Feb 6–8; The Woodlands, Texas. Available from: <https://onepetro.org/SPEHFTC/proceedings-abstract/12HFTC/All-12HFTC/SPE-152595-MS/157555>.
2. Sneddon N, Elliott, H. The Opening of a Griffith Crack Under Internal Pressure. *Quarterly of Applied Mathematics*. 1946;4(3):262–267. doi: 10.1093/qjmath/14.3.283.
3. Eaton B. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969;246:1353–1360. doi: 10.2118/2163-PA.
4. Dinnik A. O davlenii gornyx porod i raschyot krepki krugloy shakhty // Inzhenernyi rabotnik. 1925;7:1–12. (In Russ).
5. Jaeger J, Cook N. *Fundamentals of Rock Mechanics 2nd edn*. New York: Capman and Hall; 1979. 475 p.
6. Zoback M. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press; 2010. 502 p.
7. Kiryukhin A. *Geotermoflyuidodinamika gidrotermal'nykh, vulkanicheskikh i uglevodородnykh sistem*. Saint-Petersburg: Eco-Vector; 2020. 431 p. (In Russ).
8. Wiprut D, Zoback M. Constraining the full stress tensor for observations of drilling-induced tensile fractures and leak-off tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin. *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci*. 2000;37:317–336. doi: 10.1016/S1365-1609(97)00157-3.
9. Barton CA, Zoback MD, Burns KL. In situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts. *Geophysical Research Letters*. 1988;15(5):467–470. doi: 10.1029/GL015i005p00467.
10. Peška P, Zoback M. Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in-situ stress and rock strength. *Journal of Geophysical Research*. 1995;100(B7):12791–12811. doi: 10.1029/95JB00319.
11. Arhipov AI, Yastrebov PV. Analiticheskoe resheniye problemy ustoychivosti stvola skvazhiny. *Inzhener-neftyanik*. 2023;4:59–66. (In Russ).
12. Zimmer M. *Controls on the seismic velocities of unconsolidated sands: Measurements of pressure, porosity and compaction effects*. Stanford, CA: Stanford University; 2004. 204 p.
13. Zoback MD, Kohli AH. *Unconventional Reservoir Geomechanics*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press; 2019.
14. Aliyev MM, Lutfullin AA, Ismagilova ZF. *Neftegazovaya geomekhanika : uchebnoe posobiye*. Moscow: Infra-Engineria; 2020. 492 p. (In Russ).
15. Zhang JJ. Applied Petroleum Geomechanics, Cambridge. MA: Elsevier; 2019. 532 p.
16. Fjaer E, Holt R, Horsrud P, et al. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam: Elsevier; 1992. 514 p.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### \*Ястребов Павел Викторович

ORCID: [0009-0000-0032-8864](https://orcid.org/0009-0000-0032-8864)

e-mail: [yastrebov.pv@gazprom-neft.ru](mailto:yastrebov.pv@gazprom-neft.ru).

### Продан Артём Сергеевич

ORCID: [0009-0009-4543-3866](https://orcid.org/0009-0009-4543-3866)

e-mail: [prodan.as@gazprom-neft.ru](mailto:prodan.as@gazprom-neft.ru).

### Родионов Виктор Владимирович

ORCID: [0000-0001-6253-2115](https://orcid.org/0000-0001-6253-2115)

e-mail: [rodionov.vvl@gazprom-neft.ru](mailto:rodionov.vvl@gazprom-neft.ru).

### Угрюмов Александр Сергеевич

ORCID: [0009-0005-1109-7148](https://orcid.org/0009-0005-1109-7148)

e-mail: [ugryumov.as@gazprom-neft.ru](mailto:ugryumov.as@gazprom-neft.ru).

## AUTHORS' INFO

### \*Pavel V. Iastrebov

ORCID: [0009-0000-0032-8864](https://orcid.org/0009-0000-0032-8864)

e-mail: [yastrebov.pv@gazprom-neft.ru](mailto:yastrebov.pv@gazprom-neft.ru).

### Artem S. Prodan

ORCID: [0009-0009-4543-3866](https://orcid.org/0009-0009-4543-3866)

e-mail: [prodan.as@gazprom-neft.ru](mailto:prodan.as@gazprom-neft.ru).

### Viktor V. Rodionov

ORCID: [0000-0001-6253-2115](https://orcid.org/0000-0001-6253-2115)

e-mail: [rodionov.vvl@gazprom-neft.ru](mailto:rodionov.vvl@gazprom-neft.ru).

### Alexander S. Ugryumov

ORCID: [0009-0005-1109-7148](https://orcid.org/0009-0005-1109-7148)

e-mail: [ugryumov.as@gazprom-neft.ru](mailto:ugryumov.as@gazprom-neft.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>

Получена: 05.08.2024.

Одобрена: 05.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Автоматизированная методика расчёта основных производственных показателей разработки нефтяных месторождений в модели бизнес-планирования

А.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

КазННТУ им. К. И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Необходимость прогнозирования прибыльности и окупаемости предприятия, а также регулирования разработки на ближайшие 5 лет обусловлена важностью обеспечения стабильного и эффективного функционирования нефтедобывающих компаний. Точные прогнозы способствуют более обоснованному планированию и принятию решений, что напрямую влияет на экономическую устойчивость и конкурентоспособность предприятия.

**Цель.** Цель данного исследования заключается в разработке инновационного подхода к автоматизации методики расчёта основных показателей разработки в модели бизнес-планирования.

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

**Результаты.** Данная методика может быть использована при составлении пятилетнего бизнес-плана и оценке его ожидаемого выполнения. Методика реализована в модуле «Планирование добычи и мониторинг» информационной системы АВАИ, который позволяет загружать данные из базы напрямую, автоматизировать процесс ежемесячного мониторинга показателей добычи с построением отчетов и их дальнейшей выгрузки.

**Заключение.** Предложенный метод автоматизированного планирования основных производственных показателей разработки повышает точность и эффективность прогнозирования, улучшая качество планирования и оценки выполнения бизнес-плана, что способствует более обоснованному и стратегически выверенному управлению нефтедобывающими процессами. Автоматизация процессов планирования сокращает трудозатраты, традиционно связанные с ручным анализом и расчётами, освобождая ресурсы для более стратегического использования. Это позволяет быстро реагировать на изменения в условиях добычи и оперативно вносить корректировки в планы. В результате управленцы получают возможность более эффективно распределять ресурсы, минимизировать риски и повышать общую продуктивность нефтедобывающих операций.

**Ключевые слова:** планирование, разработка нефтяных месторождений, аналитическая модель, статистика, комплексный подход, автоматизация.

### Как цитировать:

Жолдыбаева А.Т., Ибраев А.Е. Автоматизированная методика расчёта основных производственных показателей разработки нефтяных месторождений в модели бизнес-планирования // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 72–81. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>.

UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>

Received: 05.08.2024.  
Accepted: 05.09.2024.  
Published: 30.09.2024.

## Original article

# Automated methodology for calculating key production indicators of oil field development for business planning model

Assel T. Zholdybayeva, Aktan Ye. Ibrayev  
*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

## ABSTRACT

**Background:** In order to secure the stable and efficient operations of oil-producing companies, it is essential to forecast the profitability and ROI of the enterprise, as well as to regulate development for the next 5 years. Accurate forecasts facilitate more informed planning and decision-making, directly influencing the economic sustainability and competitiveness of the enterprise.

**Aim:** The purpose of this study is to develop an innovative approach to automate the methodology for calculating key development indicators in a business planning model.

**Materials and methods:** The study utilizes methods for collecting and analyzing production and geological data, empirical forecasting models, and statistical analysis techniques to enhance the accuracy and reliability of forecasts. This approach employs modern algorithms and technologies to process large volumes of data, which allows for more accurate and reasonable forecasts of key production indicators of the field development.

**Results:** This methodology can be applied to forecast a five-year business plan and evaluate its expected implementation. It is integrated into the 'Production planning and monitoring' of the ABAI information system, which allows direct data export from the database, automates the monthly monitoring of production indicators, and generate reports for further export.

**Conclusion:** The proposed method for automated planning of key production indicators of the development enhances the accuracy and efficiency of forecasting, thereby improving the quality of planning and evaluating the implementation of the business plan. This contributes to more informed and strategically validated management of oil production processes. Automation of planning processes reduces the labor costs traditionally associated with manual analysis and calculations, freeing up resources for more strategic purposes. This enables rapid responses to changes in production conditions and prompt adjustments of plans. As a result, managers can allocate resources more efficiently, minimize risks, and increase the overall productivity of oil production operations.

**Keywords:** *planning; oil field development; analytical model; statistics; integrated approach; automation.*

## To cite this article:

Zholdybayeva AT, Ibrayev AY. Automated methodology for calculating the main production indicators of oil field development for the business planning model. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024; 6(3):72–81. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>.

ӨОЖ 622.276  
FTAХР 52.47.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>

Қабылданды: 05.08.2024.

Мақұлданды: 05.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Бизнес-жоспарлау моделінде мұнай кен орындарын игерудің негізгі өндірістік көрсеткіштерін есептеудің автоматтандырылған әдістемесі

Ө.Т. Жолдыбаева, А.Е. Ибраев

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

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Кәсіпорынның кірістілігі мен өтелімділігін болжау, сондай-ақ алдағы 5 жылға арналған дамуды реттеу қажеттілігі мұнай өндіруші компаниялардың тұрақты және тиімді жұмыс істеуін қамтамасыз етудің маңыздылығына байланысты. Нақты болжамдар кәсіпорынның экономикалық тұрақтылығы мен бәсекеге қабілеттілігіне тікелей әсер ететін неғұрлым негізделген жоспарлау мен шешім қабылдауға ықпал етеді.

**Мақсаты.** Бұл зерттеудің мақсаты бизнес-жоспарлау моделіндегі дамудың негізгі көрсеткіштерін есептеу әдістемесін автоматтандыруға инновациялық тәсілді әзірлеу болып табылады.

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

**Нәтижелері.** Бұл әдістеме бес жылдық бизнес-жоспар құруда және оның күтілетін орындалуын бағалауда қолданылуы мүмкін. Әдістеме АВАІ ақпараттық жүйесінің "Өндіруді жоспарлау және мониторинг" модулінде іске асырылды, ол дерекқордан деректерді тікелей жүктеуге, есептерді құрумен және оларды одан әрі түсірумен өндіру көрсеткіштерінің ай сайынғы мониторингі процесін автоматтандыруға мүмкіндік береді.

**Қорытынды.** Әзірлеудің негізгі өндірістік көрсеткіштерін автоматтандырылған жоспарлау әдісі болжаудың дәлдігі мен тиімділігін арттырады, бизнес-жоспардың орындалуын жоспарлау мен бағалаудың сапасын жақсартады, бұл мұнай өндіру процесстерін неғұрлым негізделген және стратегиялық тұрғыдан тексерілген басқаруға ықпал етеді. Жоспарлау процесстерін автоматтандыру дәстүрлі түрде қолмен талдау мен есептеулермен байланысты еңбек шығындарын азайтады, ресурстарды стратегиялық пайдалану үшін босатады. Бұл өндіріс жағдайындағы өзгерістерге тез жауап беруге және жоспарларға жедел түзетулер енгізуге мүмкіндік береді. Нәтижесінде менеджерлер ресурстарды тиімдірек бөлуге, тәуекелдерді азайтуға және мұнай өндіру операцияларының жалпы өнімділігін арттыруға мүмкіндік алады.

**Негізгі сөздер:** мұнай кен орындарын жоспарлау, игеру, аналитикалық модель, статистика, кешенді тәсіл, автоматтандыру.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Жолдыбаева Ө.Т., Ибраев А.Е. Бизнес-жоспарлау моделінде мұнай кен орындарын игерудің негізгі өндірістік көрсеткіштерін есептеудің автоматтандырылған әдістемесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 72–81 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108771>.

## Введение

Нефтяная отрасль, как и любой другой бизнес, в первую очередь сосредоточена на извлечении прибыли, что является основным аспектом при разработке нефтяных месторождений. Одной из главных задач инженера-нефтяника является прогнозирование объёмов нефти и газа, которые можно извлечь из резервуара. Правильный выбор методологии критичен для обеспечения прогноза с минимальной погрешностью, что, в свою очередь, существенно для эффективного управленческого планирования. Важно минимизировать риски при принятии решений, учитывая текущее состояние разработки. Экстраполяция истории добычи давно признана практичным и обоснованным методом прогнозирования добычи нефти и газа.

Существуют разнообразные методы: от широко применяемого анализа кривых падения (*англ.* Decline Curve Analysis, далее – DCA) до метода цифрового моделирования с использованием специализированного программного обеспечения [1]. Однако применение цифровых 3D геолого-гидродинамических моделей не всегда является возможным при прогнозировании добычи нефти на месторождении. Это связано с отсутствием необходимой информации, самих цифровых моделей, а также трудоемким процессом [2]. Еще одним важным фактором при прогнозировании основных показателей разработки является цель составляемого прогноза. Таким образом, в данной статье описан подход к автоматизированному планированию основных производственных показателей разработки при бизнес-планировании на нефтедобывающем предприятии.

В 1944–45 гг. в статьях Арпса были опубликованы материалы, содержащие несколько выдающихся уравнений, которые практически не изменились и до сих пор известны как уравнения Арпса [3]. Арпс классифицировал кривые падения на экспоненциальные, гиперболические и гармонические. Данная методика основана на эмпирических функциях, которые формируются согласно исторической статистике показателей разработки с использованием кривых падения, в т.ч. и уравнения Арпса. К ним относятся такие характеристики вытеснения, как логарифм водонефтяного фактора, экспоненциальный, логарифмический и степенной тренды снижения. Применение подобного подхода рекомендуется при значительной продолжительности прогнозного периода для набора статистических данных.

По изложенным причинам для формирования средне- и долгосрочных прогнозов разработки месторождений для бизнес-плана необходимо использовать физически более содержательные модели.

## Автоматизированная методика

В области управления нефтяными компаниями прогнозирование показателей добычи имеет ключевое значение для оптимизации разработки месторождений и повышения экономических результатов. Традиционные методы расчёта основных производственных показателей разработки являются сложным процессом для инженеров-нефтяников.

В данной статье представлена автоматизированная методика, разработанная для решения вышеуказанных задач путём интеграции комплексных расчётов объёмов добычи нефти, добычи жидкости и закачки воды.

Предложенный метод использует аналитические модели и кривые вытеснения для создания надёжной основы для оценки ожидаемых показателей добычи на месторождении. Метод включает возможность выбора статистических моделей, что повышает его адаптивность к различным операционным условиям. Кроме того, метод оценивает действующий фонд скважин и коэффициент эксплуатации, предоставляя подробный учёт ввода и выбытия скважин из месяца в месяц. Столь детализированный подход позволяет точно прогнозировать ожидаемую добычу на пятилетний период.

Для учёта уникальных условий нефтяных месторождений данный способ позволяет использовать различные комбинации моделей и методов. Например, при наличии действующего фонда скважин менее 30 ед. или переходного фонда менее 50% от действующего фонда применяются альтернативные методы расчёта добычи нефти и жидкости. Такая гибкость необходима, т.к. традиционные методы определения процента падения могут быть ненадежными из-за недостаточной статистической выборки в подобных случаях. Более того, если темп роста обводнённости превышает 5% в год, вносятся корректировки для учёта продвижения фронта воды или других механизмов добычи, таких как, например, трещиноватые пласты.

В данном исследовании представлена комплексная методология расчёта ключевых показателей добычи при разработке нефтяных месторождений. Метод позволяет вести раздельный анализ и расчёт как базовой добычи, так и дополнительной, связанной с геолого-техническими мероприятиями (далее – ГТМ).

Базовая добыча оценивается на основе начального потенциального дебита, учитывая такие параметры, как календарные дни, коэффициенты эксплуатации, средний фонд скважин, средний удельный дебит и добыча от ГТМ. Расчёты дебитов жидкости и нефти основаны на статистических зависимостях и функциях исторической добычи, что обес-

печивает надёжную основу для точного прогнозирования.

Средние удельные дебиты жидкости и нефти базового фонда подтягиваются из созданных форм записей, после чего рассчитываются экспоненциальный, логарифмический и степенной тренды. Под графиками каждого тренда отображаются коэффициенты функции зависимости, среди которых выбирается тип зависимости, наиболее точно описывающий поведение тренда дебита жидкости и нефти.

Годовое падение ( $DEC$ ) по каждой функции определяется по следующим формулам (1–3):

1) Экспоненциальная функция (1):

$$DEC_y^e = 1 - \exp(a * 12) \quad (1)$$

2) Логарифмическая функция (2):

$$DEC_y^l = (a * \ln(13))/q_j \quad (2)$$

3) Степенная функция (3):

$$DEC_y^p = 1 - 13^a \quad (3)$$

где  $a$  – коэффициент падения;  $y$  – индекс годового падения;  $e$  – индекс экспоненциального падения;  $l$  – индекс логарифмического падения;  $p$  – индекс степенного падения;  $q_j$  – дебит перед началом расчета.

Для прогноза дебита нефти за счёт обводнённости требуется учесть фактическое изменение дебита жидкости. В связи с этим рекомендуется выбрать зависимость, у которой наибольшая величина достоверности аппроксимации  $R^2$ .

Падение по обводнённости  $DEC_{wc}$  определяется по следующей формуле (4):

$$DEC_{wc} = \frac{DEC_o - DEC_L}{1 - DEC_L} \quad (4)$$

где  $DEC_o$  – падение по нефти;  $DEC_L$  – падение по жидкости.

Используя значение падения по обводнённости, обратным счётом вычисляется коэффициент  $a$ , который используется для расчёта добычи нефти на прогнозный период в формулах (1–3).

Для прогноза дебита жидкости в случае, если на планируемый год не прогнозируется снижение пластового давления по месторождению, прогнозное падение по жидкости  $DEC_L$  будет равно нулю.

Если фонд скважин более 30 ед. и текущая обводнённость более 70%, то для анализа допускается применение зависимости водонефтяного фактора  $lg(BH\Phi)$  от накопленной добычи (5) [4]:

$$lg(BH\Phi)_n = a * Np_{n-1} + b_{lg(BH\Phi)_0} \quad (5)$$

где  $n$  – индекс для текущего периода;  $Np_{n-1}$  – накопленная добыча нефти в предыдущем периоде;  $b_{lg(BH\Phi)_0}$  – экстраполированное значение  $lg(BH\Phi)$  в начальный момент времени.

На рис. 1 представлен пример зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти.

При этом в ходе расчёта учитываются динамика фонда скважин, потери базовой добычи от выбытия, динамика прогнозного коэффициента эксплуатации и расчёт закачки.

Закачка определяется по заданному уровню компенсации с учётом переводного коэффициента и удельного веса добываемой воды.

Коэффициент эксплуатации  $K_{экспл}$  – отношение суммарного времени работы скважин  $T_{отр}$  к суммарному календарному времени среднедействующего фонда  $T_{кал}$  (6):

$$K_{экспл} = \frac{T_{отр}}{T_{кал}} \quad (6)$$

Суммарное отработанное время скважин  $T_{отр}$  вычисляется по формуле (7):

$$T_{отр} = T_{кал} - T_{прос} \quad (7)$$

где  $T_{прос}$  – суммарное время простоя скважин, сут.

Простои скважин определяются с учётом запланированного межремонтного периода и норм времени на ремонт, количества ГТМ и соответствующих им норм времени, запланированных исследований, таких как гидродинамические и геофизические исследования скважин, а также статистики отключений электроэнергии и порывов выкидных линий. Кроме того, учитывается время на бурение и освоение, например, при зарезке боковых стволов.

Расчёт дополнительной добычи от ввода новых скважин производится отдельно для каждой группы скважин, которые были введены в эксплуатацию в конкретном месяце. Важно учитывать, что каждая группа скважин может иметь свои уникальные характеристики и условия эксплуатации, что влияет на общий объём добычи. Таким образом, процесс расчёта включает в себя детальный анализ данных и оценку потенциального прироста добычи для каждой группы, что позволяет получить более точные прогнозы.

Основные расчёты прогнозной дополнительной добычи от указанного ГТМ проводятся с учётом количества запланированных мероприятий на прогнозируемый период, количества дней работы скважин после выполнения ГТМ

в первый месяц, а также пускового прироста нефти и жидкости. Эти факторы также влияют на точность прогноза и позволяют корректно оценить эффективность проведенных мероприятий, что в свою очередь способствует оптимизации производственных процессов и повышению общей добычи.

Таким образом, для определения темпов падения по видам ГТМ требуется провести статистический анализ данных дополнительной добычи от проведенных ГТМ. Основные расчёты прогнозной дополнительной добычи от указанного ГТМ выполняются по двум основным параметрам:

1) по расчётному изменению прироста нефти в течение 12 мес. после пуска. Для определения фактического прироста нефти  $K_{i,неф}$  выбирается по одному виду ГТМ (например, гидроразрыв пласта (далее – ГРП)), анализируются все скважины, на которых проведен ГРП за последние 24 мес., отработавшие подряд не менее 12 мес. после пуска с ГТМ (8). Затем суммарные дебиты за 12 мес. приводятся к одному месяцу пуска:

$$K_{i,неф} = \frac{\sum_{i=1}^{12} q_{i,неф}}{\sum q_{1,неф}} \quad (8)$$

где  $q_{i,неф}$  – прирост нефти за анализируемый  $i$ -й месяц;  $q_{1,неф}$  – сумма приростов нефти за 1 мес. пуска;

2) по расчётному изменению прироста жидкости в течение 12 мес. после пуска. Фактические приросты жидкости рассчитываются аналогичным образом:

$$K_{i,жид} = \frac{\sum_{i=1}^{12} q_{i,жид}}{\sum q_{1,жид}} \quad (9)$$

где  $q_{i,жид}$  – прирост жидкости за анализируемый  $i$ -й месяц;  $q_{1,жид}$  – сумма приростов жидкости за 1 мес. пуска.

Разработанная методология предлагает упрощённый способ оценки других ГТМ, используя схему, которая оптимально сочетает точность и эффективность. Это позволяет разделить прогнозируемую добычу нефти на базовую и дополнительную, что способствует более информированному бизнес-планированию и принятию решений в разработке нефтяных месторождений. Особое внимание уделяется новым скважинам, пробуренным в ходе разработки, для которых проводятся детализированные расчёты, чтобы точно определить показатели проектных добывающих и нагнетательных скважин. Остальные ГТМ оцениваются с использованием упрощенной методики.

Основные ГТМ, проводимые с целью получения дополнительной добычи на месторождениях, следующие:

- горизонтальные скважины;
- зарезка бокового ствола (вертикальные / наклонно-направленные);
- боковой ствол с горизонтальным окончанием;
- скважины с углублением (добуриванием) до существующих эксплуатационных объектов;
- ГРП (проппантный / кислотный);
- ввод из бездействия;
- ввод скважин из прочих категорий;
- переходы на выше- / нижележащие горизонты;
- интенсификация добычи нефти (далее – ИДН);
- ремонтно-изоляционные работы;
- реперфорация, приобщение и дострел;
- обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ);
- ловильно-аварийные работы.

В рамках данной методики прирост не закладывается на прогноз от мероприятий, проводимых для поддержания базовой добычи нефти. Экономический эффект от мероприятий, проводимых для поддержания базовой добычи нефти, считается на основе недобора объёмов добычи нефти в случае отказа от проведения рассматриваемых ГТМ. В случаях одновременного применения на скважине нескольких ГТМ присваивание вида мероприятия скважине осуществляется согласно табл. 1.

Существует множество методов оценки прогнозных параметров, как было указано выше, однако даже самый простой 1D анализ требует значительных затрат времени и усилий. В связи с этим многие компании разрабатывают проекты по автоматизации процессов и расчётов, чтобы упростить выполнение сложных задач, таких как оценка показателя падения добычи. Это позволяет значительно сэкономить время и ресурсы, улучшая при этом точность и эффективность прогнозов.

Настоящая методика включает возможность использования информационных систем, в частности, была применена в модуле «Планирование добычи и мониторинг» (далее – модуль) информационной системы АВАИ для подготовки исходных данных, мониторинга выполнения бизнес-плана, а также для расчёта ожидаемой добычи (рис. 2). Модуль автоматизирует множество процессов, связанных с анализом и обработкой данных, что позволяет получать более точные и обоснованные прогнозы, а также оптимизировать процессы планирования и управления ресурсами.

В дочерних и зависимых организациях АО НК «КазМунайГаз» (далее – ДЗО) расчёты уровней добычи для бизнес-плана выполняются в табличных файлах, для которых большинство

параметров необходимо вводить вручную. В то же время многие аналитические уравнения могут быть изменены без уведомления для других пользователей. Ежемесячное обновление данных файлов требует затрат времени на расчёты вспомогательных параметров и перенос данных между файлами. Эти факторы в совокупности могут привести к ошибкам при расчётах и усложнению бизнес-процессов. В связи этим была начата разработка специализированного программного инструмента на основе BigData.

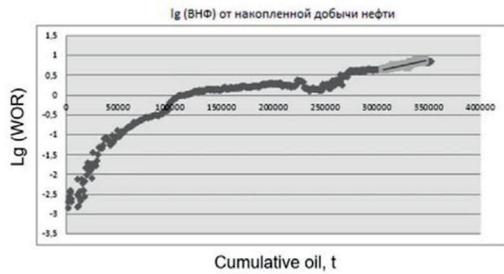
В модуле был разработан специализированный программный сервис на языке Python. Основной целью данного сервиса является обеспечение комплексной автоматизации и интеграции процессов обработки данных, а также внедрение системы контроля версий для повышения точности и прозрачности расчётов при бизнес-планировании.

Язык Python выбран для разработки данного сервиса благодаря его мощным возможностям и широкому набору библиотек, предназначенных для работы с данными. Python предоставляет гибкость и удобство, необходимые для создания сложных и масштабируемых решений в области обработки данных и автоматизации. С его помощью возможно построение надёжных и эффективных алгоритмов для интеграции программ и обеспечения контроля версий.

Первым этапом разработки является импорт и интеграция существующих программ и данных, связанных с ГТМ и бурением, а также расчётов базовой добычи. Эта опция позволит объединить ранее разработанные инструменты и алгоритмы в единое программное окружение, обеспечивая консолидацию данных и упрощение их дальнейшего использования. Таким образом, данные, полученные из различных источников, будут централизованы и доступны для последующего анализа и интерпретации.

Важнейшей составляющей сервиса является система контроля версий, которая будет применяться к расчётам бизнес-плана и производственной программы. Введение системы версионности предполагает создание механизма для отслеживания, документирования и управления изменениями в расчётах. Это обеспечит высокий уровень прозрачности в управлении данными и позволит эффективно отслеживать изменения в расчётах, а также возвращаться к ранее сохранённым версиям при необходимости. Такая система способствует минимизации рисков, связанных с ошибками в планировании, и повышению общей надёжности расчётных процессов.

Сервис позволяет производить расчёты на различных уровнях структуры, начиная



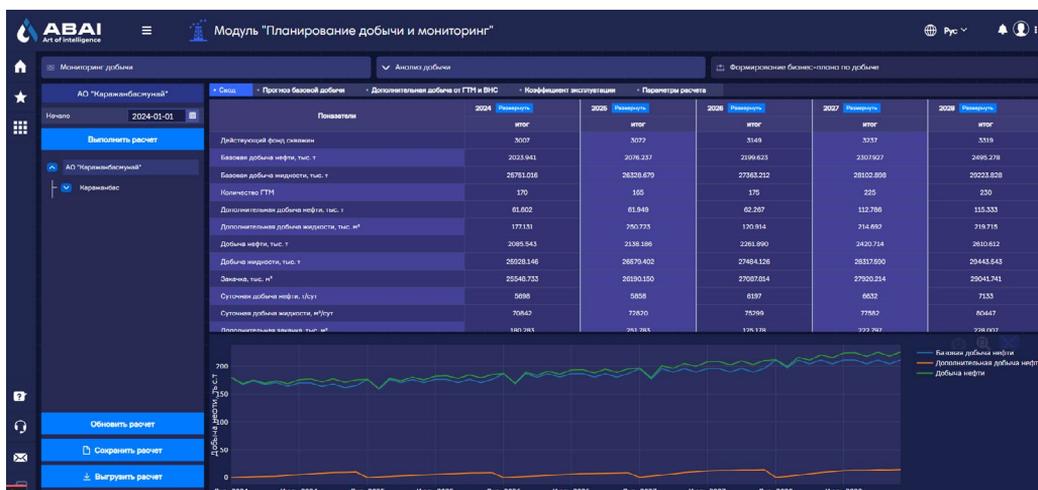
**Рисунок 1. Зависимость водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти**  
**Figure 1. Dependence of the water-oil ratio on accumulated oil production**

**Таблица 1. Рейтинг видов ГТМ**  
**Table 1. Rating of workover types**

Рейтинг Rating	Вид мероприятия Activity type
1	Ввод новых добывающих скважин Commissioning of new producing wells
2	Зарезка боковых стволов Sidetracking
3	Углубление Well deepening
4	ГРП Workover
5	Перевод на другой горизонт Recompletion
6	Ловильные работы / Устранение негерметичности эксплуатационной колонны Fishing operations / Casing leak repair
7	СКО Selective Acid Job
8	Ремонтно-изоляционные работы Squeeze cementing
9	Реперфорации, дострелы, приобщения Repunching, geperforating, commingling
10	Изменение способа эксплуатации Changing the method of operation
11	Пароциклические обработки Huff-and-puff treatment
12	Прочие ОПЗ Other bottom-hole treatment
13	Прочие работы по капитальному ремонту скважин Other workover activities

с отдельных геологических объектов и заканчивая планированием на уровне нефтедобывающих организаций. Интеграция с базой данных АВАИ позволяет актуализировать расчёты на регулярной основе. Совместный доступ к результатам расчётов повышает скорость принятия решений при планировании производственных программ.

Архитектура сервиса разработана с учётом требований масштабируемости, надёжности и гибкости. Основные компоненты архитектуры включают:



**Рисунок 2. Реализация методики в информационной системе ABAI**  
**Figure 2. Realization of the methodology in the ABAI information system**

1. Модуль интеграции данных. Этот компонент отвечает за импорт и консолидацию данных из различных источников, включая программы ГТМ, бурения и расчёты базовой добычи. Модуль реализован с использованием библиотек Python для работы с данными, таких как Pandas и NumPy, что обеспечивает эффективное преобразование и синхронизацию данных.

2. Модуль управления версиями. Модуль включает функционал для создания, хранения и восстановления различных версий расчётов.

3. Аналитический модуль. Включает инструменты и алгоритмы для анализа и обработки данных, а также для генерации отчетов и визуализаций. Этот компонент будет использовать библиотеки для визуализации данных, а также аналитические инструменты для обработки больших объемов данных.

4. Интерфейс пользователя. Обеспечит удобный доступ к функционалу сервиса.

5. Система хранения данных. Используется реляционная база данных PostgreSQL, которая будет обеспечивать надёжное сохранение информации и быструю доступность данных для анализа и обработки.

Таким образом, модуль интеграции данных берёт на себя функции агрегации параметров из множества источников в едином сервисе. Автоматизация и цифровизация процессов приносит множество преимуществ:

- снижение влияния человеческого фактора и, как следствие, увеличение надёжности и точности обработки данных;

- ускорение обработки данных: цифровизация позволяет значительно сократить время на сбор, обработку и анализ данных, что ускоряет принятие решений и реагирование на изменения в условиях добычи;

- повышение эффективности: автоматизированные системы позволяют оптимизировать процессы, сократить избыточные действия и ресурсы, что ведёт к более эффективному использованию времени и средств;

- улучшение прозрачности: цифровизация процессов и централизованное хранение данных обеспечивают лёгкий доступ к информации и полную прозрачность, что упрощает контроль и аудит;

- анализ больших объемов данных: современные инструменты позволяют анализировать большие объёмы данных, выявлять закономерности и тренды, которые могли бы быть упущены при ручной обработке;

- масштабируемость: цифровые решения легко адаптируются к растущим объёмам данных и расширяющимся требованиям, что позволяет системе расти вместе с бизнесом;

- интеграция с другими системами: автоматизация и цифровизация позволяют интегрировать данные и процессы с другими системами и платформами, что улучшает взаимосвязь и координацию различных функциональных областей;

- устойчивость к сбоям: автоматизированные системы обеспечивают высокую степень устойчивости к сбоям и потерям данных благодаря встроенным механизмам резервного копирования и восстановления.

Эти преимущества способствуют значительному улучшению качества планирования, более быстрому реагированию на изменения и общему повышению конкурентоспособности компании. Все функции доступны для пользователей с любого рабочего компьютера через веб-приложение.

Таким образом, настоящий автоматизированный подход представляет собой

значительный шаг вперед в прогнозировании добычи, предлагая комплексную, адаптируемую и детализированную методологию для эффективной разработки и управления нефтяными месторождениями. Кроме того, автоматизация расчётов существенно экономит время, позволяя быстро адаптировать прогнозы к изменяющимся условиям и оперативно принимать обоснованные решения.

### Заключение

Данная методика применяется в ДЗО для создания пятилетнего бизнес-плана и последующего анализа его исполнения. Методика включает расчёт:

- базовой добычи нефти и жидкости;
- добычи нефти и жидкости по видам ГТМ;
- прогнозного показателя коэффициента эксплуатации.

Методика реализована в модуле «Планирование добычи и мониторинг» информационной системы АВАИ с помощью спе-

циализированного программного сервиса на языке Python. Основные компоненты сервиса включают модуль интеграции данных, модуль управления версиями, аналитический модуль и удобный веб-интерфейс. Архитектура сервиса разработана с учётом масштабируемости и гибкости, что позволяет эффективно выполнять расчёты на различных уровнях и принимать оперативные решения при планировании производственных программ. Система хранения данных на базе PostgreSQL обеспечивает надежное и быстрое управление информацией. Использование библиотек, таких как Pandas и NumPy, предоставляет гибкость и надежность в интеграции и анализе данных. Разработан документ, описывающий основные алгоритмы методики и терминологию, связанную с процессом расчёта добычи в рамках бизнес-планирования.

Система контроля обеспечивает прозрачность и управляемость расчётов, минимизируя ошибки и повышая надежность процессов планирования.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Жолдыбаева А.Т. – формирование методики, сбор материалов и написание статьи; Ибраев А.Е. – сбор, обработка и анализ дан-

ных для программирования и автоматизации методики, написание статьи.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Assel T. Zholdybayeva – development of the methodology, material collection and article writing; Aktan Ye. Ibrayev – data collection, processing and analysis for programming and automating the methodology, and article writing.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Makinde F.A., Orodu O.D., Ladipo A.O., Anawe P.A.L.* Cumulative Production Forecast of An Oil Well Using Simplified "Hyperbolic-Exponential" Decline Models // Global Journal of researches in engineering General engineering. 2012. Vol. 12, Issue 2. P. 24–38.
2. *Mesdour R., Almalki F., Qarni M., et al.* Comparison of Analytical Model Versus Numerical Model in Estimating EUR of Well Drilled and Completed in Unconventional Source Rock // Middle East Oil, Gas and Geosciences Show; Feb 19–21, 2023; Manama, Bahrain. Доступ по ссылке: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/23MEOS/1-23MEOS/D011S017R002/517193>.
3. *Arps J.J.* Analysis of Decline Curves // Trans. 1945. Vol. 160, Issue 1. P. 228–247. doi: 10.2118/945228-G.
4. *Wolcott D.* Applied Waterflood Field Development. Energy Tribune Publishing Incorporated, 2009.

**REFERENCES**

1. Makinde FA, Orodu OD, Ladipo AO, Anawe PAL. Cumulative Production Forecast of An Oil Well Using Simplified “Hyperbolic-Exponential” Decline Models. *Global Journal of researches in engineering General engineering*. 2012;12(2):24–38.
2. Mesdour R, Almalki F, Qarni M, et al. Comparison of Analytical Model Versus Numerical Model in Estimating EUR of Well Drilled and Completed in Unconventional Source Rock. Middle East Oil, Gas and Geosciences Show; Feb 19–21, 2023; Manama, Bahrain. Available from: <https://onepetro.org/SPEMEOS/proceedings-abstract/23MEOS/1-23MEOS/D011S017R002/517193>.
3. Arps JJ. Analysis of Decline Curves. *Trans.* 1945;160(1):228–247. doi: 10.2118/945228-G.
4. Wolcott D. *Applied Waterflood Field Development*. Energy Tribune Publishing Incorporated; 2009.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Жолдыбаева Асель Талгатовна**ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)e-mail: [assel.zholdybayeva@stud.satbayev.university](mailto:assel.zholdybayeva@stud.satbayev.university).**Ибраев Актан Ермакович**ORCID [0009-0005-1731-7092](https://orcid.org/0009-0005-1731-7092)e-mail: [ibrayev.a@su.edu.kz](mailto:ibrayev.a@su.edu.kz).**AUTHORS' INFO****\*Assel T. Zholdybayeva**ORCID [0000-0002-1015-0593](https://orcid.org/0000-0002-1015-0593)e-mail: [assel.zholdybayeva@stud.satbayev.university](mailto:assel.zholdybayeva@stud.satbayev.university).**Aktan Ye. Ibrayev**ORCID [0009-0005-1731-7092](https://orcid.org/0009-0005-1731-7092)e-mail: [ibrayev.a@su.edu.kz](mailto:ibrayev.a@su.edu.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 621.6.035  
МРНТИ 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>

Получена: 13.03.2024.

Одобрена: 06.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Опробование функциональных возможностей программного обеспечения OLGA для определения оптимальных режимов транспортировки нефти, препятствующих выпадению твёрдых частиц

М.У. Ерлепесов<sup>1</sup>, О.И. Зайцев<sup>2</sup>, А.А. Ермаков<sup>1</sup>, С.К. Амиров<sup>1</sup>, Ж.С. Урбисинов<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup>Филиал компании "Шлюмберге Лоджелко Инк." в Республике Казахстан, г. Атырау, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В процессе эксплуатации все механические примеси, попадающие в коллектор через выкидные линии, оседают на дно вследствие снижения скорости потока, что приводит к уменьшению пропускной способности трубопроводной сети системы сбора, дальнейшему росту давления, а также к преждевременному износу оборудования. Для решения данной проблемы необходимо иметь представление о динамике и интенсивности образования осадка на дне трубопровода.

**Цель.** Оценить функциональные возможности и эффективность применения динамического симулятора мультифазного потока для решения задач, связанных с транспортом скважинной жидкости с наличием твёрдых частиц.

**Материалы и методы.** Для построения математической симуляции мультифазного потока с наличием твёрдых частиц в специализированном программном комплексе OLGA в качестве объекта исследования выбран один из нефтесборных коллекторов месторождения N с диаметром 159×10 мм и длиной 1600 м, сбор скважинной продукции в котором осуществляется с 16 скважин. При моделировании процессов с помощью симулятора OLGA обеспечивалось измерение параметров движения потока с различными диаметрами частиц и прогнозирование динамики параметров, таких как изменяющиеся во времени скорости потока, состав флюида, температуры и процесс осаждения твёрдых частиц.

**Результаты.** Для потока с диаметром частиц 104 мкм активное выпадение осадка происходит при расходах от 200 до 300 м<sup>3</sup>/сут. Начиная с расхода 400 м<sup>3</sup>/сут, поток достигает достаточной скорости, чтобы выносить частицы без существенного накопления в рассматриваемом трубопроводе. Вынос песка при расходе от 400 до 500 м<sup>3</sup>/сут происходит неравномерно, т.к. твёрдая фаза транспортируется в режиме подвижного осадка, который периодически накапливается в песчаную «пробку», увлекается потоком и выносится из трубопровода. Частицы с диаметром 150 мкм активно выпадают в осадок при расходах от 200 до 400 м<sup>3</sup>/сут; начиная с расхода 500 м<sup>3</sup>/сут, поток достигает достаточной скорости, чтобы выносить частицы без существенного накопления в рассматриваемом трубопроводе.

**Заключение.** Программа позволила выполнить расчёт динамической системы для различных диаметров твёрдых частиц в мультифазном потоке и решить поставленную задачу по оценке динамики накопления твёрдой фазы в трубопроводе и определению скорости потока флюида, необходимой для предотвращения образования осадка. Программа применима для реализации имитационного моделирования при формировании технических решений с целью минимизации рисков осаждения твёрдых частиц в нефтесборных трубопроводах при эксплуатации объектов наземной инфраструктуры.

**Ключевые слова:** твёрдые частицы, трубопровод, мультифазный поток, динамическое моделирование потока, гидравлический расчёт, скорость потока, давление.

## Как цитировать:

Ерлепесов М.У., Зайцев О.И., Ермаков А.А., Амиров С.К., Урбисинов Ж.С. Опробование функциональных возможностей программного обеспечения OLGA для определения оптимальных режимов транспортировки нефти, препятствующих выпадению твёрдых частиц // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 82–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>

UDC 621.6.035  
CSCSTI 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>

Received: 13.03.2024.

Accepted: 06.09.2024.

Published: 30.09.2024.

## Original article

# Testing the functionality of OLGA software for determining optimal oil transport modes to prevent solid particle deposition.

Murat U. Yerlepessov<sup>1</sup>, Oleg I. Zaitsev<sup>2</sup>, Abay A. Yermekov<sup>1</sup>, Sain K. Amirov<sup>1</sup>, Zhuginis S. Urbissinov<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup>Branch of Schlumberger Logelco Inc in the Republic of Kazakhstan, Atyrau, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** During operation, all mechanical impurities entering the collector through the flow lines settle at the bottom due to a decrease in flow velocity. This leads to a reduction in the capacity of the pipeline network, increased pressure, and premature equipment wear. To address this issue it is essential to understand the dynamics and intensity of sludge formation at the bottom of the pipeline.

**Aim:** Evaluate the functionality and efficiency of the dynamic multiphase flow simulator in addressing challenges related to the transport of borehole fluid containing solid particles.

**Materials and methods:** To build a mathematical simulation of multiphase flow with solid particles using OLGA specialised software, we selected one of the oil gathering lines in field N, with a diameter of 159x10 mm and a length of 1600 m, as the study object. This oil gathering line collects production from 16 wells. The OLGA simulator was used to model the process and measure flow parameters with different particle diameters, predicting the dynamics of variables such as time-varying flow velocities, fluid composition, temperatures, and particulate deposition. For a flow with a particle diameter of 104 µm, active precipitation occurs at flow rates between 200 and 300 m<sup>3</sup>/day. At flow rates of 400 m<sup>3</sup>/day and above, the velocity is sufficient to carry the particles without significant accumulation in the pipeline.

**Results:** The software enabled the calculation of the dynamic system for different solid particle diameters in multiphase flow, addressing the challenge of evaluating the dynamics of solid phase accumulation in the pipeline and determining the fluid flow velocity required to prevent sludge formation. The software is suitable for implementing simulation modelling to develop technical solutions that minimise the risks of solid particle deposition in oil gathering pipelines during the operation of on-shore infrastructure facilities.

**Conclusion:** The software enabled the calculation of the dynamic system for different solid particle diameters in multiphase flow, addressing the challenge of evaluating the dynamics of solid phase accumulation in the pipeline and determining the fluid flow velocity required to prevent sludge formation. The software is suitable for implementing simulation modelling to develop technical solutions that minimise the risks of solid particle deposition in oil gathering pipelines during the operation of on-shore infrastructure facilities.

**Key words:** *solid particles; pipeline; multiphase flow; dynamic flow modelling; hydraulic calculation; flow velocity; pressure.*

## To cite this article:

Yerlepessov MU, Zaitsev OI, Yermekov AA, Amirov SK, Urbissinov ZS. Testing the functionality of OLGA software for determining optimal oil transport modes to prevent solid particle deposition. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):82–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>

ӨОЖ 621.6.035  
ГТАХР 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>

Қабылданды: 13.03.2024.

Мақұлданды: 06.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Қатты бөлшектердің тұнбаға түсуін болдырмайтын мұнайды тасымалдаудың оңтайлы режимдерін анықтау үшін OLGA бағдарламалық жасақтамасының функционалдығын тексеру

М.У. Ерлепесов<sup>1</sup>, О.И. Зайцев<sup>2</sup>, А.А. Ермаков<sup>1</sup>, С.К. Амиров<sup>1</sup>, Ж.С. Үрбісінов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>КМГ Инжиниринг «ҚазНИПИМұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Қазақстан Республикасындағы "Шлюмберже Лоджелко Инк." компаниясы филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Жұмыс кезінде коллекторға ағын желілері арқылы түсетін барлық механикалық қоспалар ағын жылдамдығының төмендеуіне байланысты түбіне шөгеді, бұл коллекторлық жүйенің құбыр желісінің өткізу қабілетінің төмендеуіне, қысымның одан әрі жоғарылауына, сондай-ақ жабдықтың мерзімінен бұрын тозуына апарды. Бұл мәселені шешу үшін құбыр түбіндегі шөгінділердің пайда болу динамикасы мен қарқындылығы туралы түсінік болуы керек.

**Мақсаты.** Қатты бөлшектердің қатысуымен ұңғыма сұйықтығын тасымалдауға байланысты мәселелерді шешу үшін динамикалық көпфазалы ағынды симуляторды пайдаланудың функционалдығы мен тиімділігін бағалау.

**Материалдар мен әдістер.** OLGA мамандандырылған бағдарламалық кешенінде қатты бөлшектердің болуымен мультифазалық ағынның математикалық модельдеуін құру үшін зерттеу объектісі ретінде диаметрі 159×10 мм және ұзындығы 1600 м N кен орнының мұнай жинайтын коллекторларының бірі таңдалды, оның ұңғыма өнімін жинау 16 ұңғымадан жүзеге асырылады. OLGA симуляторын процестерді модельдеу кезінде бөлшектердің әртүрлі диаметрлерімен ағынның қозғалыс параметрлерін өлшеу және уақыт бойынша өзгеретін ағын жылдамдығы, сұйықтық құрамы, температура және бөлшектердің тұндыру процесі сияқты параметрлер динамикасын болжау қамтамасыз етілді.

**Нәтижелері.** Бөлшектердің диаметрі 104 мкм болатын ағын үшін 200-ден 300 м<sup>3</sup>/тәу-ге дейінгі ағын жылдамдығында белсенді тұндыру жүреді. 400 м<sup>3</sup>/тәулігіне ағын жылдамдығынан бастап, ағын қаралып отырған құбырда айтарлықтай жинақталмай бөлшектерді тасымалдау үшін жеткілікті жылдамдыққа жетеді. Тәулігіне 400-ден 500 м<sup>3</sup>-ге дейінгі шығында құмды тазалау біркелкі емес жүреді, өйткені қатты фаза жылжымалы шөгінді режимінде тасымалданады, ол мезгіл-мезгіл құм «тығында» жиналып, ағынмен тасымалданады және құбырдан жүзеге асырылады. Диаметрі 150 мкм бөлшектер 200-ден 400 м<sup>3</sup>/тәулігіне дейінгі ағын жылдамдығында белсенді түрде тұнбаға түседі; 500 м<sup>3</sup>/тәулігіне ағын жылдамдығынан бастап, ағын қаралып отырған құбырда айтарлықтай жинақталмай бөлшектерді тасымалдау үшін жеткілікті жылдамдыққа жетеді.

**Қорытынды.** Бағдарлама көпфазалы ағындағы қатты бөлшектердің әртүрлі диаметрлері үшін динамикалық жүйені есептеуге және құбырдағы қатты фазаның жиналу динамикасын бағалау және шөгінділердің пайда болуын болдырмау үшін қажетті сұйықтық ағынының жылдамдығын анықтау мәселесін шешуге мүмкіндік берді. Бағдарлама жерүсті инфрақұрылым объектілерін пайдалану кезінде мұнай жинау құбырларында қатты бөлшектердің шөгу қаупін азайту мақсатында техникалық шешімдерді қалыптастыру кезінде имитациялық модельдеуді жүзеге асыру үшін қолданылады.

**Негізгі сөздер:** қатты бөлшектер, құбыр, мультифазалық ағын, динамикалық ағынды модельдеу, гидравликалық есептеу, ағын жылдамдығы, қысым.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Ерлепесов М.У., Зайцев О.И., Ермаков А.А., Амиров С.К., Үрбісінов Ж.С. Қатты бөлшектердің тұнбаға түсуін болдырмайтын мұнайды тасымалдаудың оңтайлы режимдерін анықтау үшін OLGA бағдарламалық жасақтамасының функционалдығын тексеру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 82–93 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108728>.

## Введение

Проблема наличия существенной концентрации твёрдой фазы в потоке обусловлена постепенным разрушением призабойной зоны с последующим выносом частиц на поверхность [1]. По мере интенсификации данных процессов возрастают риски, связанные со стабильностью потока. Накопление песчаного осадка создает дополнительное гидравлическое сопротивление, что приводит к росту давления, снижению пропускной способности трубопроводной сети и к соответствующему снижению добычи. В совокупности с эрозионным воздействием частиц данные факторы могут привести к преждевременному износу оборудования и дополнительному экономическому ущербу для недропользователя [2–5]. Именно поэтому качественная и количественная оценка вышеуказанных процессов очень важна как на стадии проектирования, когда необходимо заложить наиболее оптимальные параметры оборудования, так и на стадии эксплуатации, когда требуется определять риски и способы их нивелирования [6–7].

Одним из решений подобных задач является возможность применения симуляторов, позволяющих создать подробную математическую модель от забоя скважины до приёмного оборудования с детальным расчётом потерь давления и температуры вдоль всей системы в рамках заданного временного интервала, к примеру, такого как программное обеспечение (далее – ПО) OLGA.

Целью данной работы является проведение оценки функциональных возможностей и эффективности применения ПО OLGA для решения задач, связанных с состоянием твёрдой фазы в потоке. Исследование заключается в:

- 1) определении методики расчёта и необходимых исходных данных;
- 2) выявлении наиболее эффективного процесса для построения и анализа модели;
- 3) проведении серии динамических расчётов с их последующим анализом.

Основными этапами проведения гидродинамического расчёта являются:

- идентификация ограничений, связанных с наличием твёрдых частиц в потоке;
- оценка условий образования осадка при различных размерах частиц;
- определение скорости потока, необходимой для предотвращения образования осадка.

## Материалы и методы

Присутствие твёрдых частиц в потоке накладывает отпечаток на динамические расчёты потока углеводородного флюида. Дополнительное трение между частицами, частиц со стенками трубопровода и не-

посредственно с самим флюидом создаёт дополнительные потери давления по всей его длине. В зависимости от фазовых скоростей и проскальзывания будет меняться характер движения твёрдых частиц, а также динамика их осаждения на нижней образующей трубопровода [8].

Функционал ПО OLGA позволяет использовать различные переменные для анализа стабильности потока в условиях присутствия твёрдых частиц, что даёт возможность получить детальное представление о характере течения, динамике осаждения твёрдых частиц, а также их движения как в потоке, так и в самом осадке. Наиболее часто используемые среди них это – толщина осадка, режим состояния осадка, массовый расход и объём частиц (поток, осадок, осадок + поток).

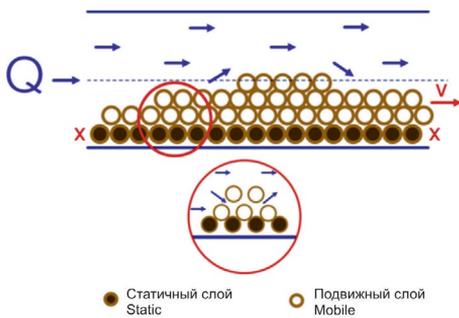
Для того, чтобы программа могла рассчитать течение мультифазного потока с содержанием твёрдых частиц, необходимо описать их характеристики и выбрать одну из двух методик расчёта: SIMPLE или ADVANCED [9].

Основным параметром, описывающим свойства твёрдой частицы, является её диаметр. На текущий момент обе методики позволяют внести только одно значение диаметра для описания всей твёрдой фазы. Также, помимо этого, необходимо указать плотность, угол естественного откоса, пористость осадка и массовую долю частиц в поступающем потоке. Данные параметры могут быть получены как из соответствующих исследований, так и из открытых источников.

Режим SIMPLE представляет собой упрощённую модель, позволяющую учесть движение твёрдой фазы в потоке и соответствующие дополнительные потери давления. Данный метод применим для расслоенного или кольцевого режима течения, а также предполагает равномерное движение частиц вдоль оси трубопровода без возможности оценки параметров формирования осадка.

Режим ADVANCED позволяет более детально раскрыть процессы взаимодействия твёрдых частиц с многофазным потоком, учитывая их обмен в потоке между нефтью, водой и газом. Данная методика применима для большинства режимов течения, а также учитывает движение частиц как в потоке, так и в сформированном осадке.

В рамках расчёта предполагается, что осадок состоит из двух подслоев: статичной части, называемой неподвижным слоем, и подвижной части, называемой движущимся слоем или наносом (рис. 1). Скорость осаждения частиц определяет размер осадка, в то время как его пористость определяет количество жидкости, захваченной в слое. Важно отметить, что течение жидкости сквозь неподвижную часть осадка не учитывается.



**Рисунок 1. Слои осадка твёрдых частиц**  
**Figure 1. Layers of sedimentation of solid particles**

В зависимости от баланса сил, действующих на твёрдые частицы в сформированном осадке (сила тяготения, подъёмная сила, сила трения и др.), он может находиться в одном из трёх состояний: статичном, подвижном и взвешенном. При статичном состоянии преобладают силы трения, что делает невозможным движение твёрдых частиц. Подвижное состояние предполагает движение верхних слоев осадка, при котором подъемных сил всё ещё недостаточно, чтобы увлечь частицы в основной поток. Во взвешенном состоянии подъемные силы обеспечивают вынос твёрдых частиц из сформированного осадка, что приводит к их проникновению в движущиеся слои флюида.

### Анализ и систематизация исходных данных

Не секрет, что точность и прогнозная способность математической модели напрямую зависят от качества исходных данных и, в первую очередь, от условий проведения лабораторных исследований, поэтому их подготовка и анализ являются важным этапом при моделировании.

В рамках построения модели для оценки динамики отложения твёрдых частиц в мультифазном потоке в условиях месторождения N можно выделить следующие этапы моделирования:

#### 1. Построение модели трубопровода.

В данной работе в качестве исследуемого трубопровода принят один из нефтесборных коллекторов месторождения N с диаметром  $159 \times 10$  мм и длиной 1600 м, сбор продукции которого осуществляется с 16 скважин и транспортируется далее на групповую замерную установку.

Помимо общей протяжённости и внутреннего диаметра для расчёта гидравлики, использовался детальный профиль трубопровода, который позволил учесть дополнительные сопротивления, связанные с рельефом местности (рис. 2) [10].

#### 2. Воспроизведение свойств флюида.

При моделировании флюида в качестве основных исходных данных использовались лабораторные исследования по определению компонентного состава и физико-химических свойств, которые в совокупности с уравнениями состояния PVT (аббр. от *англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) пакетов позволили воспроизвести фазовую диаграмму (рис. 3), тем самым определив области многофазного и однофазного состояния флюида.

Кроме этого, была произведена настройка флюида на фактические значения вязкости разгазированной нефти. На рис. 3, б, красные точки соответствуют фактическим (лабораторным) значениям вязкости флюида при различных температурах, синяя линия – начальное воспроизведение вязкости PVT пакетом, жёлтая линия – значения вязкости после соответствующей настройки. Таким образом, из графика видно, что после настройки флюида удалось максимально точно воспроизвести данные лабораторных исследований, что позволило в дальнейшем использовать модель флюида максимально приближенную к реальности.

#### 3. Описание параметров твёрдых частиц.

Согласно лабораторным исследованиям, гранулометрический состав проб осадка, взятых на месторождении, представлен частицами диаметром от 1,5 до 400 мкм. Ввиду того, что в программе модель осаждения твёрдых частиц использует одно значение в качестве диаметра, полученный диапазон потребовалось привести к единому значению. Поскольку величины крайних значений отличались друг от друга более чем в 250 раз, расчёт среднеарифметического был признан нецелесообразным. Для определения единого значения и более корректного усреднения было применено средневзвешенное значение, в котором в качестве веса каждого диаметра использовалась соответствующая доля в общем составе. Таким образом, единый размер частиц принят как средневзвешенный и равный 104 мкм (рис. 4).

Также для расчётов осаждения твёрдых частиц приняты следующие среднестатистические параметры:

- плотность частиц  $2100 \text{ кг/м}^3$ ;
- угол естественного откоса  $30^\circ$ ;
- пористость осадка 0,35 д. ед.

#### 4. Определение начальных и граничных условий моделирования.

В рамках оценки пропускной способности трубопровода рассматривалось 4 варианта работы системы с общими расходами 200, 300, 400 и  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Чтобы воспроизвести наиболее неблагоприятный сценарий выноса песка с забоя, было решено учитывать массовую концентрацию твёрдой фазы в потоке, равную 10%.

Для каждого варианта расхода был проведен динамический расчёт с продолжительностью 24 ч. Данная продолжительность задана исходя из необходимости выйти на установившийся режим работы системы и для последующей корректной оценки расчётных параметров.

В качестве граничных условий системы для всех сценариев были заданы: давление на выходе из трубопровода – 1,2 атм, температура флюида на входе – 36°C, температура окружающей среды – 20°C. Таким образом, фиксируя расход флюида и давление на выходе, определялось необходимое входное давление для обеспечения соответствующего дебита.

### Результаты моделирования

Для определения ограничений, связанных с наличием твёрдых частиц в потоке, проведена оценка рисков образования песчаного осадка в рассматриваемом трубопроводе при различных расходах флюида. Поскольку гранулометрический состав выносимого песка представлен достаточно широким спектром параметров, было решено провести дополнительную серию расчётов, предполагающую его увеличение на 50%, чтобы смоделировать поведение потока при ухудшении характеристик выносимого песка. Сравнение результатов моделирования со средневзвешенным и увеличенным диаметрами (табл. 1) позволили получить более целостную картину условий, необходимых для выноса песчаного осадка.

В рамках динамических расчётов в первую очередь определялись интенсивность и локализация участков выпадения осадка при различных сценариях. Сравнение производилось по результатам 24-часового моделирования работы системы. Сопоставлялись толщины сформированного осадка, общая масса твёрдой фазы в трубопроводе и массовый расход частиц на выходе из системы (рис. 5–10). Подробное описание результатов рассмотрено ниже.

1. Диаметр частиц 104 мкм.

Как видно из графиков (рис. 5–7), активное выпадение осадка происходит при расходе от 200 до 300 м<sup>3</sup>/сут. При этом его локализация (первые 500 м и впадина на расстоянии 1100 м) обусловлена относительно невысокой скоростью течения и геометрией трубопровода. Также стоит отметить, что для данных расходов в рамках 24-часового расчёта происходит постоянное накопление твёрдой фазы в трубопроводе с нулевым расходом твёрдой фазы на выходе.

Начиная с расхода 400 м<sup>3</sup>/сут, поток достигает достаточной скорости, чтобы выносить частицы диаметром 0,1 мм без существенного накопления в рассматриваемом трубопроводе. Соответственно, поддерживая расход выше данного значения, можно избежать интенсивного выпадения осадка.

Согласно графику массового расхода твёрдой фазы (рис. 7), вынос песка при расходе от 400 до 500 м<sup>3</sup>/сут происходит неравномерно. Это свидетельствует о том, что твёрдая фаза транспортируется в режиме подвижного осадка, который периодически накапливается в песчаную «пробку», увлекается потоком и выносится из трубопровода.

2. Диаметр частиц 150 мкм.

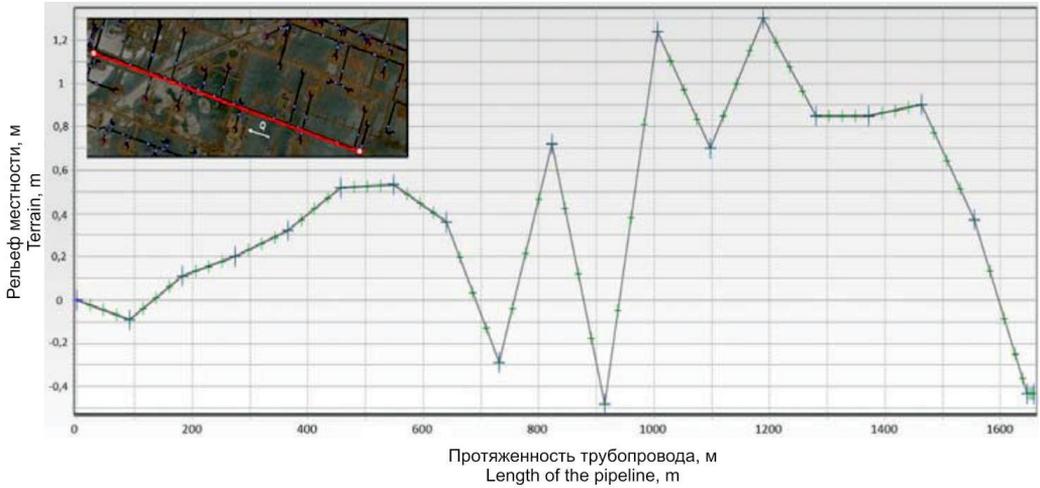
Согласно результатам расчётов (рис. 8–10), активное выпадение осадка происходит при расходах от 200 до 400 м<sup>3</sup>/сут. При этом локализация аналогична кейсам, рассматриваемым ранее: первые 500 м трубопровода, а также впадина на расстоянии 1100 м.

Для расходов менее 300 м<sup>3</sup>/сут происходит постоянное накопление твёрдой фазы в трубопроводе без выноса песка в рамках 24-часового расчёта.

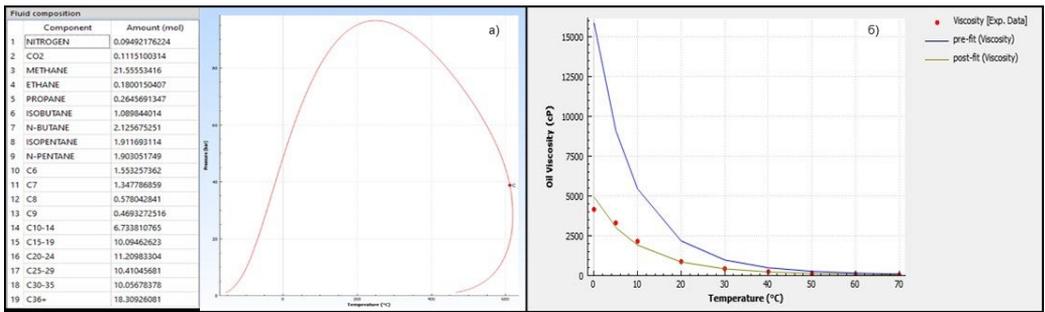
При расходе 400 м<sup>3</sup>/сут в течение первых 16 ч происходит активное выпадение и накопление осадка, после чего происходит стабилизация его количества и выход на установившийся режим, о чем свидетельствуют графики массового расхода (рис. 8) и динамики накопления твёрдой фазы в трубопроводе (рис. 9).

Таблица 1. Сводные результаты расчёта с размерами частиц, равных 0,1 мм и 0,15 мм  
Table 1. Summary of calculation results for particle sizes of 0.1 mm and 0.15 mm

Диаметр частиц, мм Particle diameter, mm	Расход, м <sup>3</sup> /сут Flow rate, m <sup>3</sup> /day	Входное давление, атм Inlet pressure, atm	Максимальная толщина осадка, мм Inlet pressure, atm	Масса твёрдой фазы, кг Weight of solid phase, kg	Максимальный массовый расход, кг/с Maximum mass flow rate, kg/s
0,1	200	1,9	34	200	-
	300	2,2	30	300	-
	400	2,6	3	15	0,055
	500	3,0	1	7	0,04
0,15	200	1,9	37	200	-
	300	2,3	24	300	-
	400	2,8	18	245	0,1
	500	3,3	10	55	0,085

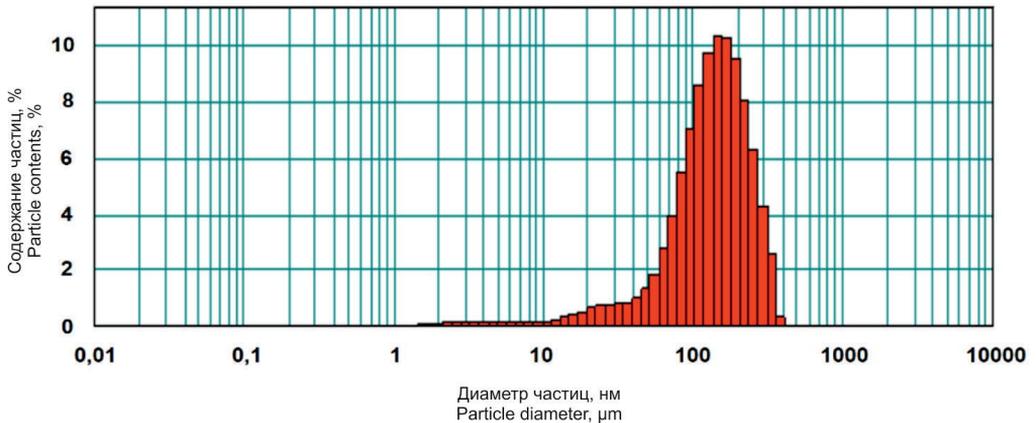


**Рисунок 2. Расположение и профиль трубопровода в модели сети сбора**  
**Figure 2. Location and profile of the pipeline in the model of oil-collection network**

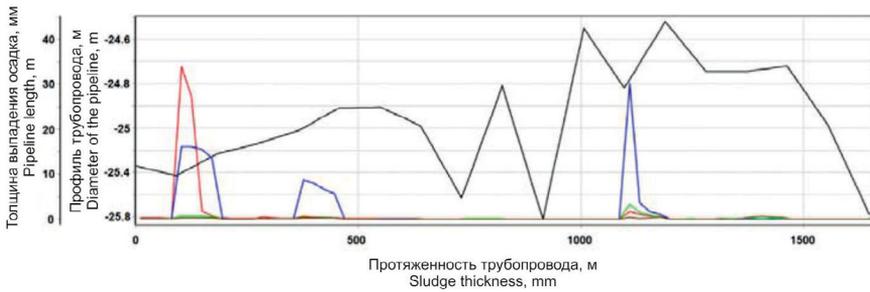


**Рисунок 3. Воспроизведение и настройка свойств флюида**  
**Figure 3. Reproducing and adjusting fluid properties**

*а) компонентный состав и фазовая диаграмма используемого флюида / compositional analysis and phase diagram of the fluid used; б) настройка флюида на фактические данные по вязкости в ПО Multiflash / adjusting the fluid to the actual viscosity data in Multiflash software*



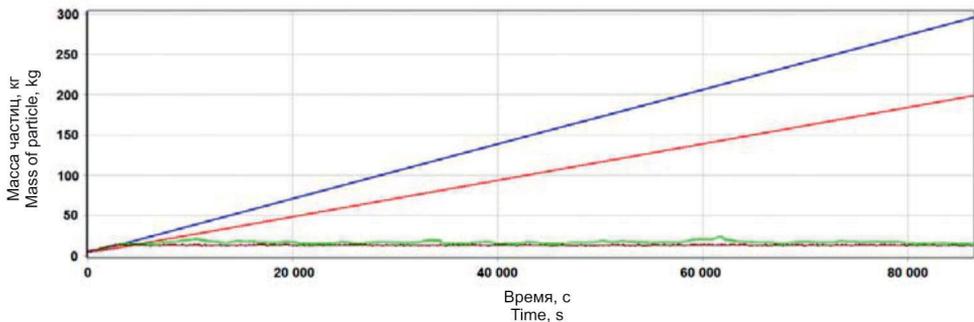
**Рисунок 4. Гранулометрический состав осадка рассматриваемого коллектора**  
**Figure 4. Granulometric composition of the sediment of the reservoir under consideration**



**Рисунок 5. Профиль толщин песчаного осадка моделирования в течение 24 ч**  
**Figure 5. Thickness profile of sand sludge over 24 hours**

Чёрной линией на рисунке показан профиль трубопровода. Красной линией показан профиль толщины осадка при расходе  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , синей – при расходе  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ , зеленой – при расходе  $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ , коричневой – при расходе  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

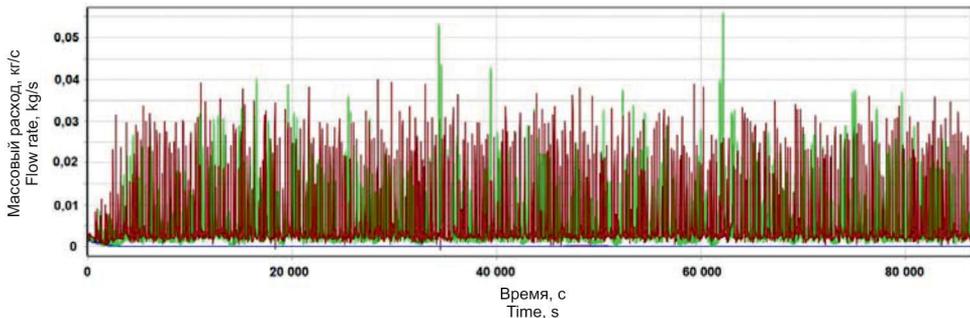
The black line represents the pipeline profile. The red line shows the sludge thickness profile at a flow rate of  $200 \text{ м}^3/\text{д}$ , the blue line – at  $300 \text{ м}^3/\text{д}$ , the green line – at  $400 \text{ м}^3/\text{д}$ , and the brown line – at  $500 \text{ м}^3/\text{д}$ .



**Рисунок 6. Динамика накопления твёрдых частиц диаметром 0,1 мм в трубопроводе при различных расходах**  
**Figure 6. Dynamics of 0.1 mm diameter solid particle accumulation in the pipeline at different flow rates**

Красной линией показан профиль толщины осадка при расходе  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , синей – при расходе  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ , зеленой – при расходе  $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ , коричневой – при расходе  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

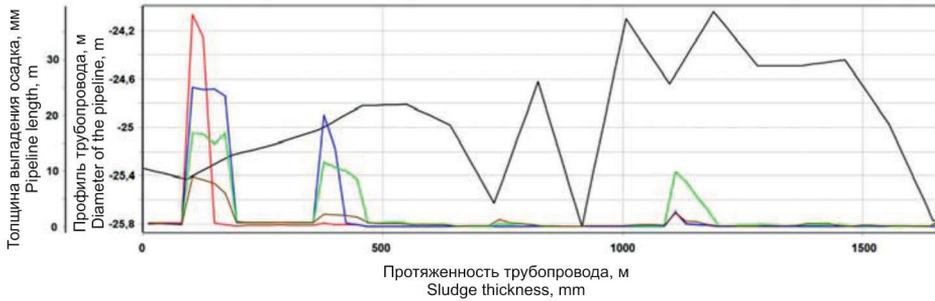
The red line shows the sludge thickness profile at  $200 \text{ м}^3/\text{д}$ , the blue line – at  $300 \text{ м}^3/\text{д}$ , the green line – at  $400 \text{ м}^3/\text{д}$ , and the brown line – at  $500 \text{ м}^3/\text{д}$ .



**Рисунок 7. Динамика массового расхода твёрдой фазы (0,1 мм) на выходе из трубопровода при различных расходах флюида**  
**Figure 7. Dynamics of the mass flow rate of the solid phase (0.1 mm) at the pipeline outlet at different fluid flow rates**

Красной линией показан профиль толщины осадка при расходе  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , синей – при расходе  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ , зеленой – при расходе  $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ , коричневой – при расходе  $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

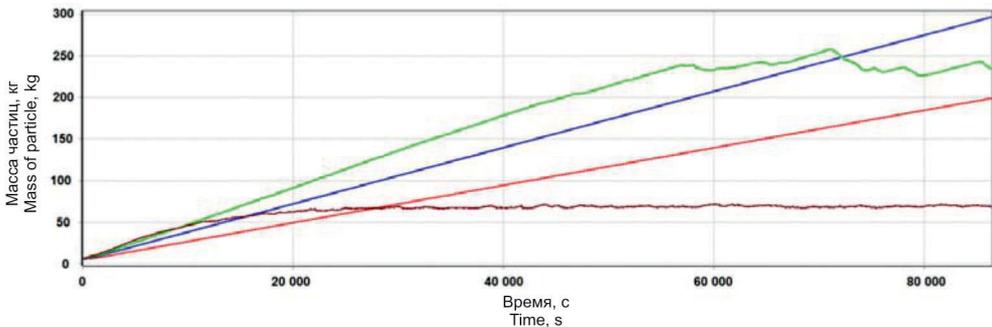
The red line shows the sludge thickness profile at  $200 \text{ м}^3/\text{д}$ , the blue line – at  $300 \text{ м}^3/\text{д}$ , the green line – at  $400 \text{ м}^3/\text{д}$ , and the brown line – at  $500 \text{ м}^3/\text{д}$ .



**Рисунок 8. Профиль толщин песчаного осадка моделирования в течение 24 ч**  
**Figure 8. Thickness profile of sand sludge over 24 hours**

Чёрной линией показан профиль трубопровода. Красной линией показан профиль толщины осадка: при расходе 200 м³/сут; синей – при расходе 300 м³/сут; зеленой – при расходе 400 м³/сут; коричневой – при расходе 500 м³/сут.

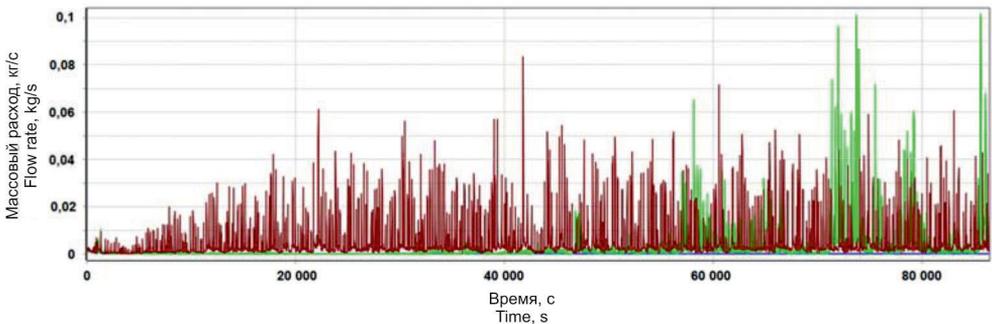
The black line represents the pipeline profile. The red line shows the sludge thickness profile at a flow rate of 200 m³/d, the blue line – at 300 m³/d, the green line – at 400 m³/d, and the brown line – at 500 m³/d.



**Рисунок 9. Динамика накопления твёрдых частиц диаметром 0,15 мм в трубопроводе при различных расходах**  
**Figure 8. Dynamics of accumulation of 0.15 mm diameter solid particles in the pipeline at different flow rates**

Красной линией показан расход 200 м³/сут; синей – 300 м³/сут; зеленой – 400 м³/сут; коричневой – 500 м³/сут.

The red line shows a flow rate of 200 m³/d; blue, 300 m³/d; green, 400 m³/d; and brown, 500 m³/d.



**Рисунок 10. Динамика массового расхода твёрдой фазы (0,15 мм) на выходе из трубопровода при различных расходах жидкости**  
**Figure 10. Dynamics of mass flow rate of solid phase (0.15 mm) at the pipeline outlet at different fluid flow rates**

Красной линией показан профиль толщины осадка при расходе 200 м³/сут, синей – при расходе 300 м³/сут, зеленой – при расходе 400 м³/сут, коричневой – при расходе 500 м³/сут.

The red line shows the sludge thickness profile at a flow rate of 200 m³/d, the blue line – at 300 m³/d, the green line – at 400 m³/d, and the brown line – at 500 m³/d.

Начиная с расхода 500 м<sup>3</sup>/сут, поток достигает достаточной скорости, чтобы выносить частицы диаметром 0,15 мм без существенного накопления в рассматриваемом трубопроводе. Соответственно, поддерживая расход выше данного значения, можно избежать интенсивного выпадения осадка.

Согласно графику массового расхода твердой фазы, вынос песка при расходах от 400 до 500 м<sup>3</sup>/сут происходит неравномерно (рис. 10). Это свидетельствует о том, что твердая фаза транспортируется в режиме подвижного осадка, который периодически накапливается в песчаную «пробку», увлекается потоком и выносится из трубопровода. Кроме того, можно отметить периоды накопления, когда массовый расход твердой фазы практически отсутствует.

Рассчитанные давления на входе трубопровода представлены в табл. 1. Для расходов от 200 до 400 м<sup>3</sup>/сут ввиду относительно небольшой протяженности коллектора, накопительного режима осадка, а также одинаковой массовой концентрации при увеличении диаметра частиц с 0,1 мм до 0,15 мм разницы во входных давлениях не наблюдается. Для более высоких расходов в 400 и 500 м<sup>3</sup>/сут разница в начальных давлениях при увеличении диаметра частиц с 0,1 мм до 0,15 мм составила 0,2 и 0,3 атм соответственно.

### Обсуждение

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что при увеличении диаметра

твёрдых частиц осадок будет образовываться более интенсивно и в большей области трубопровода. С учётом того, что фактически твёрдая фаза представлена песчинками разного размера, для того чтобы обеспечить стабильный режим работы трубопровода и избежать осаждения песка, необходим расход более 500 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, даже самые крупные частицы твердой фазы будут выноситься с потоком.

Данный диапазон может быть пересмотрен с учётом обновления лабораторных данных либо различных испытаний, позволяющих подтвердить либо опровергнуть выпадение осадка при определенном значении расхода.

### Заключение

В данной работе была произведена оценка функциональных возможностей специализированного ПО для решения задач, связанных с моделированием мультифазного потока с содержанием твёрдых частиц.

Программа позволила выполнить расчёт динамической системы для различных значений диаметра твёрдых частиц в мультифазном потоке и решить поставленную задачу по оценке динамики накопления твёрдой фазы в трубопроводе и определению скорости потока флюида, необходимой для выноса твёрдых частиц.

Программа применима для реализации имитационного моделирования при формировании технических решений с целью минимизации рисков эксплуатации линейных объектов наземной инфраструктуры.

специализированного программного обеспечения.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ерлепесов М.У. – разработка концепции исследования; Зайцев О.И. – выполнение расчетной части в специализированном ПО, анализ и последующая интерпретация данных исследования; Ермаков А.А. – разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, а также общая редакция рукописи статьи; Амиров С.К. – систематизация и обработка данных исследования; Урбисинов Ж.С. – техническое сопровождение

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Murat U. Yerlepessov – development of the research concept; Oleg I. Zaitsev – calculation in specialised software, analysis and subsequent interpretation of the research data; Abay A. Yermekov – development of the research design, control over the research progress, and general revision of the article manuscript; Sain K. Amirov – systematisation and processing of the research data; Zhuginis S. Urbissinov – technical support of the specialised software

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Tao Y, Chen J, Liu J. Application and Practice of Integrated Sand Control Technology in Shallow Heavy Oil Reservoirs in Kazakhstan // SPE Annual Caspian Technical Conference; Ноябрь 15–17, 2022; Астана, Казахстан. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/22CTC/1-22CTC/514602>. Дата обращения: 14.09.2023.
2. Тахерифард А., Елистратов В.В. Численное моделирование эрозии в трубе при многофазном потоке нефти и газа // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. 2023. Том 307. С. 16–28.
3. Solnordal C.B., Wong C.Y., Boulanger J. An experimental and numerical analysis of erosion caused by sand pneumatically conveyed through a standard pipe elbow // *Wear*. 2015. Vol. 336–337. P. 43–57. doi: 10.1016/j.wear.2015.04.017.
4. Pereira G.C., de Souza F.J., de Moro Martins D.A. Numerical prediction of the erosion due to particles in elbows // *Powder Technology*. 2014. Vol. 261. P. 105–117. doi: 10.1016/j.powtec.2014.04.033.
5. Zhang Y., Reuterfors E.P., McLaury B.S., et al. Comparison of computed and measured particle velocities and erosion in water and air flows // *Wear*. 2007. Vol. 263, Issue 1–6. P. 330–338. doi: 10.1016/j.wear.2006.12.048.
6. Najmi K., McLaury B.S., Shirazi S.A., Cremaschi S. Low concentration sand transport in multiphase viscous horizontal pipes: An experimental study and modeling guideline // *AIChE J*. 2016. Vol. 62. P. 1821–1833. doi: 10.1002/aic.15131.
7. Wicks M. Transport of solids at low concentration in horizontal pipes // *Advances in Solid-Liquid Flow in Pipes and Its Application*; March 4–6, 1968; Pennsylvania, PA. Режим доступа: <https://trid.trb.org/view/19654>. Дата обращения: 12.12.2023.
8. al-Mutahar F. Modeling of Critical Deposition Velocity of Sand in Horizontal and Inclined Pipes : MSc Thesis. Tulsa : Department of Mechanical Engineering, The University of Tulsa, 2006.
9. Обеспечение стабильности потока. ПО «OLGA». Руководство пользователя. Компания Schlumberger, 2023.
10. Ермеков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К. Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №1. С. 94–102. doi: 10.54859/kjogi108599.

## REFERENCES

1. Tao Y, Chen J, Liu J. Application and Practice of Integrated Sand Control Technology in Shallow Heavy Oil Reservoirs in Kazakhstan. SPE Annual Caspian Technical Conference; Nov 15–17, 2022; Astana, Kazakhstan. Available from: <https://onepetro.org/SPECTCE/proceedings-abstract/22CTC/1-22CTC/514602>.
2. Taherifard A, Elistratov VV. Numerical Simulation of Erosion in a Pipe Under a Multi-Phase Oil and Gas Flow. *Proceedings of the VNIIG*. 2023;307:16–28. (In Russ.).
3. Solnordal CB, Wong CY, Boulanger J. An experimental and numerical analysis of erosion caused by sand pneumatically conveyed through a standard pipe elbow. *Wear*. 2015;336:43-57. doi: 10.1016/j.wear.2015.04.017.
4. Pereira GC, de Souza FJ, de Moro Martins DA. Numerical prediction of the erosion due to particles in elbows. *Powder Technology*. 2014;261:105-117. doi: 10.1016/j.powtec.2014.04.033.
5. Zhang Y, Reuterfors EP, McLaury BS, et al. Comparison of computed and measured particle velocities and erosion in water and air flows. *Wear*. 2007;263(1–6):330–338. doi: 10.1016/j.wear.2006.12.048.
6. Najmi K., McLaury B.S., Shirazi S.A., Cremaschi S. Low concentration sand transport in multiphase viscous horizontal pipes: An experimental study and modeling guideline. *AIChE J*. 2016;62:1821–1833. doi: 10.1002/aic.15131.
7. Wicks M. Transport of solids at low concentration in horizontal pipes. *Advances in Solid-Liquid Flow in Pipes and Its Application*; March 4–6, 1968; Pennsylvania, PA. Available from: <https://trid.trb.org/view/19654>.
8. al-Mutahar F. Modeling of Critical Deposition Velocity of Sand in Horizontal and Inclined Pipes : MSc Thesis. Tulsa : Department of Mechanical Engineering, The University of Tulsa, 2006.
9. OLGA Flow Assurance. Version 2017. Guide and exercises. Schlumberger, 2023.
10. Yermekov AA, Baspayeva AT, Amirov SK. Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):94–102. doi: 10.54859/kjogi108599.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Ерлепесов Мурат Усенович**ORCID [0009-0007-8581-2786](#)e-mail: [m.yerlepessov@kmge.kz](mailto:m.yerlepessov@kmge.kz).**Зайцев Олег Игоревич**ORCID [0009-0002-0443-655X](#)e-mail: [ozaitcev2@slb.com](mailto:ozaitcev2@slb.com).**Ермеков Абай Алматаевич**ORCID [0009-0003-2130-2489](#)e-mail: [a.yermekov@kmge.kz](mailto:a.yermekov@kmge.kz).**\*Амиров Саин Кубейсинович**ORCID [0009-0005-7771-5535](#)e-mail: [s.amirov@kmge.kz](mailto:s.amirov@kmge.kz).**Урбисинов Жугинис Сытдыйхович**ORCID [0009-0008-9723-5565](#)e-mail: [zh.urbissinov@kmge.kz](mailto:zh.urbissinov@kmge.kz).**AUTHORS' INFO****Murat U. Yerlepessov**ORCID [0009-0007-8581-2786](#)e-mail: [m.yerlepessov@kmge.kz](mailto:m.yerlepessov@kmge.kz).**Oleg I. Zaitsev**ORCID [0009-0002-0443-655X](#)e-mail: [ozaitcev2@slb.com](mailto:ozaitcev2@slb.com).**Abay A. Yermekov**ORCID [0009-0003-2130-2489](#)e-mail: [a.yermekov@kmge.kz](mailto:a.yermekov@kmge.kz).**\*Sain K. Amirov**ORCID [0009-0005-7771-5535](#)e-mail: [s.amirov@kmge.kz](mailto:s.amirov@kmge.kz).**Zhuginis S. Urbissinov**ORCID [0009-0008-9723-5565](#)e-mail: [zh.urbissinov@kmge.kz](mailto:zh.urbissinov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 66.084.6  
ГТАХР 61.53.13

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>

Қабылданды: 06.06.2024.

Мақұлданды: 10.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Мұнайбитумды жыныстардан таушайырды бөліп алуға ультрадыбыстық технологияның әсерін зерттеу

Е.И. Иманбаев<sup>1</sup>, Е.К. Оңғарбаев<sup>1,2</sup>, Ж.К. Мылтықбаева<sup>2</sup>, А.К. Серикказинова<sup>2</sup>,  
А.Қ. Малаев<sup>2</sup>, Д. Мұқталы<sup>2</sup>, Е. Тілеуберді<sup>3</sup>, Е.О. Аяпбергенов<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Жану проблемалары институты, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Абай атындағы Қазақ ұлттық педагогикалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>4</sup>КМГ Инжиниринг ЖШС филиалы «ҚазмұнайгазГЗЖИ», Ақтау қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Қазіргі таңда еліміздегі мұнайбитумды жыныстардан мақсатты өнімдер алуға бағытталған зерттеулер аз жүргізілуде. Атап айтқанда, ультрадыбыстық әсерімен экстракция үдерісін жүргізу әдісіне арналған ғылыми зерттеулер бейдәстүрлі технологиялар қатарына жатқызылады. Жер бетіне шығумен әрі ашық алаңда орналасуымен ерекшеленетін мұнайбитумды жыныстастар зерттеу нысаны болып табылады. Атмосферада ашық ұзақ жатуы оның жеңіл фракциялардың жоғалуына алып келген, ал ауыр мұнай компоненттері әртүрлі техногендік факторлардың әсеріне ұшырап тотығу процестері жүрген. Бұл үдерістер құрамы күрделі аса ауыр мұнайлар мен қатты таушайырлардың пайда болуына әкелген.

**Мақсаты.** Қазақстандағы таушайыр тапшылығының орнын толтыру мақсатында мұнайбитумды жыныстардан таушайырды экстракциялау үшін ультрадыбыстық технологияның әсерін зерттеу әрі пайда болған өнімдердің физикалық және химиялық сипаттамаларын анықтау.

**Материалдар мен әдістер.** Қарастырылып отырған үдерістің артықшылықтары артарлықтай жоғары, соның ішінде, су мен энергия көздерін үнемдеу, аз уақыт аралығында өнім шығымын арттыру және өндірісте ықшам қондырғыны ұйымдастыруға мүмкіндігі бар. Ультрадыбыстық әсер беру технологиясын зерттеуде қажетті жиілік пен қуатты анықтау – негізгі үдеріс сипаттамаларын болып табылады. Жүргізілген зерттеулер ультрадыбыстық кавитациялау кезінде қатынасы әртүрлі сілтілік ортада мұнайбитумды тау жыныстарынан табиғи битумды бөліп алу дәрежесінің артқанын көрсетті.

**Нәтижелері.** Сөйтіп, пайдаланылған ультрадыбыстық технология нәтижесінде мұнайбитумды жыныстардан экстракцияланған таушайырдың физикалық-химиялық сипаттамалары талданды.

**Қорытынды.** Технологияны зертханада ұйымдастыру басырында үдерістің оңтайлы сипаттамалары айқындалынды. Қуат көзін реттеу барысында, ультрадыбыстың, мұнайбитумның құрамындағы сазды қосылыстар табиғи таушайырды бөліп алуына тікелей әсер етеді. Мұнайлы Мола кенорнының мұнайбитумды жыныстардан табиғи таушайырды экстракциялауда ультрадыбыс арқылы әсер ету технологиясының болашағы зор әрі өндірісте қолдануға болады.

**Негізгі сөздер:** табиғи таушайыр, мұнайбитумды жыныстар, ультрадыбыстық технология, сілтілік орта, кавитация.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Иманбаев Е.И., Оңғарбаев Е.К., Мылтықбаева Ж.К., Серикказинова А.К., Малаев А.Қ., Мұқталы Д., Тілеуберді Е., Аяпбергенов Е.О. Мұнайбитумды жыныстардан таушайырды бөліп алуға ультрадыбыстық технологияның әсерін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 94–101 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>.

UDC 66.084.6  
CSCSTI 61.53.13

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>

Received: 06.06.2024.

Accepted: 10.09.2024.

Published: 30.09.2024.

## Original article

# Study of the effect of ultrasonic technology on the extraction of bitumen from bituminous rocks

Yerzhan I. Imanbayev<sup>1</sup>, Yerdos K. Ongarbayev<sup>1,2</sup>, Zhannur K. Myltykbaeva<sup>2</sup>, Akbota K. Serikkazinova<sup>2</sup>, Aldiyar K. Malayev<sup>2</sup>, Dinara Mukhtaly<sup>2</sup>, Yerbol Tileuberdi<sup>3</sup>, Yerbolat O. Ayapbergenov<sup>4</sup>

<sup>1</sup>*Institute of Combustion Problems, Almaty, Kazakhstan*

<sup>2</sup>*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan*

<sup>3</sup>*Abai Kazakh National Pedagogical University, Almaty, Kazakhstan*

<sup>4</sup>*Branch of KMG Engineering “KazNIPImunaigas”, Aktau, Kazakhstan*

## ABSTRACT

**Background:** Nowadays, there are few studies focused on the extraction of targeted products from bituminous rocks. Published research on the use of ultrasound for bitumen extraction refers to unconventional technologies. A distinctive feature of the bituminous rocks under study is their exposure at the surface, where they are situated in open areas. Due to various technogenic factors and prolonged atmospheric, light fractions are lost, while the heavier components undergo oxidation. These processes lead to the formation of heavy oils and hard bitumens with complex composition.

**Aim:** To study the effect of ultrasonic technology on the bitumen extraction of from bituminous rocks and to determine the physical and chemical properties of the product obtained.

**Materials and methods:** Thy ultrasonic method has many benefits, in particular energy and water savings, high productivity within a short period of time, and possibility of organizing a mobile unit installation at the production site. The main process parameters includes the determination of the required frequency and power depending on the object of ultrasound technology research. The results of the work have demonstrated that ultrasonic cavitation of bituminous rocks in an alkaline medium increases the degree of bitumen extraction.

**Results:** The physical and chemical properties of bitumen obtained as a result of studying the effect of ultrasonic technology on bitumen extraction from oil-bituminous rocks were determined.

**Conclusion:** The study identified the optimal process parameters based on the specific research object. When selecting the ultrasonic power it was found that clay compounds of bituminous rocks have a direct effect on the extraction of natural bitumen. It was demonstrated that ultrasound technology is a promising and industrially applicable technology for extracting bitumen from the bituminous rocks of the Munaily Mola field.

**Keywords:** bituminous rocks; natural bitumen; ultrasonic technology; alkaline solution; cavitation.

## To cite this article:

Imanbayev YI, Ongarbayev YK, Myltykbaeva ZK, Serikkazinova AK, Malayev AK, Mukhtaly D, Tileuberdi Y, Ayapbergenov YO. Study of the effect of ultrasonic technology on the extraction of bitumen from bituminous rocks. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024; 6(3):94–101. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>.

УДК 66.084.6  
МРНТИ 61.53.13

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>

Получена: 06.06.2024.

Одобрена: 10.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Исследование влияния ультразвуковой технологии на экстракцию битума из нефтебитуминозных пород

Е.И. Иманбаев<sup>1</sup>, Е.К. Онгарбаев<sup>1,2</sup>, Ж.К. Мылтыкбаева<sup>2</sup>, А.К. Серикказинова<sup>2</sup>,  
А.К. Малаев<sup>2</sup>, Д. Мукталы<sup>2</sup>, Е. Тилеуберди<sup>3</sup>, Е.О. Аяпбергенов<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем горения, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>Казахский национальный педагогический университет имени Абая, г. Алматы, Казахстан

<sup>4</sup>Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В настоящее время в стране мало научных работ по получению целевого продукта из нефтебитуминозных пород (далее – НБП). Опубликованные исследования по использованию ультразвука для экстракции битумов относятся к нетрадиционным технологиям. Отличительной особенностью исследуемых НБП является то, что эти породы выходят на поверхность и расположены на открытой местности. Под воздействием различных техногенных факторов, а также под длительным воздействием атмосферы происходит потеря лёгких фракций, и тяжёлые компоненты нефти подвергаются окислению. В результате формируются тяжёлые нефти, твёрдые и сложные битумы.

**Цель.** Изучение влияния ультразвуковой технологии на извлечение битума из НБП и определение физико-химических характеристик получаемого нефтепродукта.

**Материалы и методы.** Ультразвуковой метод имеет множество преимуществ: экономия энергии и воды, высокая производительность за короткое время, возможность создания мобильной установки. Определение необходимой частоты и мощности в зависимости от объекта исследования ультразвуковой технологии является основным параметром процесса. Результаты проведенной нами работы показали, что в щелочной среде при ультразвуковой кавитации НБП степень извлечения битума увеличивается.

**Результаты.** Определены физико-химические характеристики битумов, полученных в результате изучения влияния ультразвуковой технологии на извлечение битума из нефтебитуминозных пород.

**Заключение.** В ходе исследования технологии были определены оптимальные параметры процесса в зависимости от объекта исследования. При выборе мощности ультразвука установлено, что глинистые компоненты в составе НБП оказывают значительное влияние на процесс извлечения природных битумов. Показано, что ультразвуковая технология является перспективным и промышленно применимым методом для извлечения природного битума из НБП месторождения Мунайлы Мола.

**Ключевые слова:** нефтебитуминозные породы, природный битум, ультразвуковая технология, щелочная среда, кавитация.

## Как цитировать:

Иманбаев Е.И., Онгарбаев Е.К., Мылтыкбаева Ж.К., Серикказинова А.К., Малаев А.К., Мукталы Д., Тилеуберди Е., Аяпбергенов Е.О. Исследование влияния ультразвуковой технологии на экстракцию битума из нефтебитуминозных пород // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 94–101. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108762>.

### Кіріспе

Қосымша құны бар және сапалы химиялық материалдар мен мұнай өнімдерін өндіруде көмірсутегі шикізатын кешенді әрі ұтымды пайдалану Қазақстан Республикасының басты басымдылықтарының бірі саналады. ҚазМұнайГаз ұлттық компаниясы мәліметі бойынша, 2023 жылы елімізде ірі таушайыр зауыттары шамамен 1 миллионнан артық тонна жол құрылысына қажетті таушайыр өндірген [1]. Алайда, елімізде жыл сайын жол таушайырының тапшылығы байқалады, бұл оның сұранысының өсіміне байланысты жаңа көздерді қарастыру қажеттігін тудырады. Қарастырылып отырған мәселені шешуге берден бір жолы – Қазақстанда едәуір қоры бар бейдәстүрлі көмірсутегі шикізаты ретінде мұнайбитумды жыныстарды пайдалану болып табылады. 50-ден астам кен орны, сондай-ақ дәлелденген мұнайбитумды жыныстар, Батыс Қазақстанда шоғырланған. Алғашқы мәліметтерге сәйкес, тереңдігі 120 м болатын мұнайбитумды жыныстардың қоры 15–20 млрд т бар деп болжануда. Сондықтан, қазіргі таңда, мұнайбитумды жыныстардан табиғи таушайырды алу әдістерін, сондай-ақ бөліп алу үдерістерін енгізу аса маңызды [2]. Осыған байланысты, табиғи таушайырды бөлу үшін ультрадыбыстық үдерістерді пайдалану үлкен үміт беріп отыр, себебі оның тазалығы, төмен құны және жоғары тиімділігі бар. Атап айтқанда, жоғары қуатты (20–100 кГц) ультрадыбыс мұнай-су орталарына жақсы енеді және жоғары меншікті тығыздықтағы (10–1000 Вт/см<sup>2</sup>) энергияны өндіре алады [3]. Мұндай кавитация әсерлері мұнайбитумды жыныстардағы құм мен таушайыр молекулалары арасындағы байланысты бұзып, таушайырдың кен жыныстарынан бөлінуін арттырады. Дегенмен, акустикалық кавитацияның күрделі физика-химиялық сипаттамалары экстракция үдерісінің әртүрлі кезеңдері үшін жоғары қуатты ультрадыбыстық механизмнің жұмысын түсінуді қиындатады, бұл жұмыс сипаттамаларын оңтайландыру және тиімділікті арттыру үшін қажет.

Қатты заттар бар суспензияларда ультрадыбыстық кавитация бөлшектердің жойылуына әкелетін микроағындарды тудыратыны келесі зерттеулерде көрсетілген [4, 5]. Ультрадыбыс қатты-сұйықтық арасындағы шекарада сұйықтықтың қатты бөлшектердің тесіктеріне енуін жақсартады. Осылайша, авторлар [6] қос әдістерді, ультрадыбыстық кавитация мен химиялық, үйлестіріп, перспективалы гетерогенді қоспаларды алудың әдісі ретінде қарастырып, мұнайбитумды жыныстардан табиғи таушайырларды экстракциялаудың дәстүрлі үдерісіне тиімді балама бола алады деп есептейді. Зерттеулерде натрий силикаты (Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>), натрий гидроксиді (NaOH) мен натрий карбонаты (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) сияқты әртүрлі сілтілік реагенттермен бірге ультрадыбыстық әдісті қолданумен

мұнайбитумды жыныстардан таушайырды экстракциялау мүмкіндігі қарастырылған. Сілтілі реагенттің концентрациясының 0,5%-дан 1% дейін арттыруы таушайырды бөлуді төмендетсе, одан жоғары 2%-дан концентрацияның артуы таушайырды экстракциялау тиімділігін арттыратыны анықталды. Реагенттің өте төмен концентрациясында таушайырдың құммен экстракциясы байқалды. Окава және оның әріптестері жиілігі 28 және 200 кГц-те ультрадыбыстың мұнайбитумды жыныстарға әсерін зерттеді [7]. Жоғары ультрадыбыстық жиіліктерде кавитация құбылыстарының артуы байқалған. Зерттеу нәтижесінде, H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> төмен концентрациясы 28 кГц жиіліктегі ультрадыбыспен табиғи таушайырды бөліп алу жылдамдығын арттырғаны анықталды. Осындай нәтижелерге Моңғолия мұнайбитум жыныстарын зерттеулер қол жеткізген [8].

Бұл ғылыми жұмыстың мақсаты – Қазақстандағы таушайыр тапшылығын жою мақсатында ультрадыбыстық технология бөліп алу әдісін одан жетілдіру арқылы мұнайбитумды жыныстардан табиғи таушайырды тез әрі өндірістік мақсатта пайдалану мүмкіндігін зерттеу және алынған өнімдердің физикалық-химиялық сипаттамаларын анықтау.

### Эксперименттік бөлім

Жұмыста зерттеудің нысаны ретінде Атырау облысындағы Иманқара тауының солтүстік-шығысында орналасқан Жылыой ауданына тиесілі мұнайбитумды жыныстар кенорны Мұнайлы Мола зерттелді. Кенорын қалыңдығы 0,2 м-ден 1 м-ге дейін жететін қара-сұр түсті тығыз қатайған қыртыспен сипатталады. Оның астында қалыңдығы 1 м-ден 10 м-ге дейінгі жартылай қатты қара-қоңыр салмақ түріндегі борпылдақ жыныстардың қабаттары орналасқан-ды.

Мұнайлы Мола мұнайбитумынан органикалық еріткіштермен алынған табиғи таушайырының негізгі физикалық-химиялық көрсеткіштері 1-кестеде көрсетілген.

Мұнайбитумды жыныстан органикалық еріткішпен экстракциялау арқылы бөліп алынған табиғи таушайырдың шығымы 99...100 %. Бөлініп алынған табиғи таушайырының тығыздығы мен құрамындағы асфальттендердің жоғары болуымен ерекшеленеді. Хроматографиялық инструменталдық әдісімен анықталған құрамындағы қаныққан және ароматты көмірсутектердің мөлшері 48,2 масс.%-ды құрайды. Табиғи таушайырдың жылу сыйымдылығы жоғары, құрамындағы механикалық қоспалардың массалық үлесінің төмендігімен сипатталады.

Алынған мәліметтердің [9] басқа зерттеулерден ерекшелігі: біріншіден, экстракциялау мен үлгілерді бөліп алу әдістері; екіншіден, мұнайбитумды Мұнайлы Мола кенорында жыныстың шоғырлану тереңдігіне

сәйкес табиғи таушайырдың үлес салмағы мен құрамының өзгеретіндігінде, атап айтқанда, қабат тереңдігіне қарай таушайырдың үлесінің де артуы. Мұнайбитумды жыныстардан табиғи таушайырды ультрадыбыстық әдіспен алу зертханалық қондырғыда (МЛУК-3/22-ОЛ) 1-суреттегі сызбанұсқаға сәйкес жүргізілді. Толық ақпарат келесі ғылыми жұмыста келтірілген [9].

Мұнайбитумды жыныс 1-ден 10 мм-ге дейін ұсақталып, өлшенгеннен кейін 500 мл химиялық стаканға салынады. Оған 200 мл су құйылып, қажетті сілтілі ортаны дайындау үшін тиісті реагенттің белгілі бір мөлшері қосылды. Ультрадыбыстық бөлу әдісі натрий немесе калий гидроксидінің (NaOH, KOH) сулы ерітіндісінде, рН деңгейі 12 немесе одан жоғары болғанда жүзеге асырылады. Тәжірибе нәтижелеріне сәйкес, мұнайбитумды жыныс пен ерітіндінің оңтайлы қатынасы 1 : 2 (50 г мұнайбитумды жыныс және 100 г ерітінді). Ультрадыбыстық бөлу үдерісі 15 мин ішінде аяқталып, таушайыр ерітіндінің бетіне қалқып шығады, ал ауыр минералды бөлігі түбіне шөгінеді. Ерітіндідегі қалған органикалық б-бөлігі мен шөгінген бөлігі, минералдар, қағаз сүзгісінен өткізіліп, салмағы тұрақталғанша дейін кептірілді, содан соң өлшенеді. Материалдық баланс үдеріс аяқтаннан соң жасақталды.

### Зерттеу нәтижелері

Төменде (2-кесте) ультрадыбыстың қуат көзі 320 Вт-та Мұнайлы Мола кенорынына ультрадыбыстық жиіліктің табиғи битумның шығымына әсері ету нәтижелері көрсетілген.

Зерттеу барысында 320 Вт ультрадыбыстық қуатымен мұнайбитумды жыныстан алынатын битум мөлшері төмен екені анықталды.

**Кесте 1. Мұнайбитумды жыныстың табиғи таушайырының физикалық-химиялық көрсеткіштері**

**Table 1. Physicochemical parameters of natural bitumen of bituminous rocks**

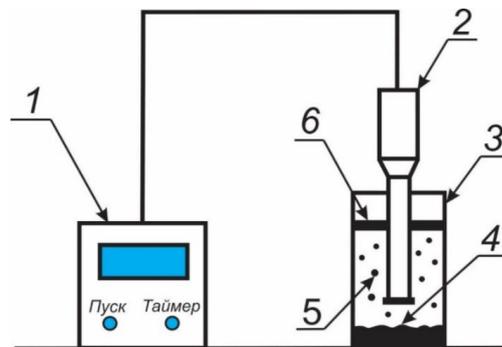
Атауы Parameter	Өлшем бірлігі Unit of measurement	Мұнай- лы Мола Munaily Mola
Табиғи таушайыр мөлшері / Bitumen content: асфальтендер / asphaltenes; майлар / oils; шайырлар / resins	масс. %	22–25 14,5 48,2 37,3
Тығыздығы / Density	кг/м <sup>3</sup>	992,0
Жылу сыйымдылығы / Heat capacity	кДж	23440
Күлділік дәрежесі / Ash content	масс. %	0,9
Морт сыну температура- сы / Brittleness temperature	°C	-11,0
Механикалық қоспалар / Mechanical impurities	масс. %	0,71

Ультрадыбыс жиілігін арттыру үдеріске айтарлықтай әсер етпейді, тек ғана калий мен натрий гидроксиді ерітінділерінде лайлану байқалады. 80 кГц ультрадыбыстық жиілікте табиғи битум шығымы 0,7 масс. % ғана құрады. Табиғи битум шығымының төмендігі жыныс пен табиғи битум арасында сазды қабаттың болуымен түсіндіріледі. Бұл сазды қабат пен табиғи битумының арасында берік химиялық байланыстардың болуы мүмкін екендігін көрсетеді. Ультрадыбыстық қуатты одан әрі арттыру табиғи битум шығымының өсуіне алып келеді (2-кесте).

3-кестеде ультрадыбыс қуаты 1500 Вт-та табиғи битумның шығымына ультрадыбыстық жиіліктің әсерін зерттеу нәтижелері көрсетілген. Натрий және калий гидроксидтерінің (NaOH, KOH) ерітінділерінде алынған нәтижелер барлық ультрадыбыстық жиілік диапазонында табиғи битум шығымы 98 масс. % екенін көрсетті. Табиғи битумды таза сумен бөліп алу (экстракция) кезінде табиғи битумдың шығымы ультрадыбыстық жиіліктің жоғарылауымен артатыны анықталды. 80 кГц ультрадыбыстық жиілікте таза сумен табиғи битумдың шығымы 98 масс. % құрайды. Әрі қарай зерттеу үшін 22 кГц ультрадыбыстық жиілік таңдап алынды, өйткені бұл мұнайбитумды жыныстардан битум алу әдісінің энергоресурс сыйымдылығын азайтуға мүмкіндік береді.

4-кестеде мұнайбитумды жыныстардан табиғи битумды бөліп алу дәрежесіне ультрадыбыстық жиілігі 22 кГц болған жағдайда ультрадыбыс қуатының өзгеру әсері бойынша мәліметтер келтірілген.

Алынған нәтижелер ультрадыбыс қуатының артуымен табиғи битумның шығымының



**Сурет 1. Мұнайбитумды жыныстан табиғи битумды бөліп алу қондырғысының сызбанұсқасы**

**Figure 1. Schematic diagram of the unit for separation of bitumen from bituminous rocks**  
1 – ультрадыбыстық генератор / ultrasonic generator;  
2 – толқын шығарғыш / waveguide; 3 – химиялық стакан / chemical beaker; 4 – мұнайбитумды жыныс / bituminous rocks; 5 – көтеріліп жатқан битум тамшылары / rising bitumen drops; 6 – битум қабаты / bitumen layer

**Кесте 2. Тұрақты қуатта (320 Вт) ультрадыбыс жиілігінің табиғи битумды экстракциялау дәрежесіне әсері**

**Table 2. Effect of ultrasound frequency at ultrasound power (320 W) on the degree of natural bitumen extraction**

Ультрадыбыс жиілігі, кГц Ultrasound frequency, kHz	NaOH ерітіндісі қатысында With NaOH solution	KOH ерітіндісі қатысында With KOH solution	Таза су қатысында Clean water
	Битумды бөліп алу дәрежесі, масс. % Degree of bitumen extraction, mass. %		
22	0,1	0,1	0,0
33	0,3	0,3	0,0
40	0,5	0,5	0,1
59	0,6	0,6	0,3
80	0,6	0,6	0,4

**Кесте 4. Табиғи таушайырды бөліп алу дәрежесіне ультрадыбыс қуатының әсері**

**Table 4. Effect of ultrasound power on the degree of natural bitumen extraction**

Ультрадыбыс қуаты, Вт Ultrasound frequency, kHz	NaOH ерітіндісі қатысында With NaOH solution	KOH ерітіндісі қатысында With KOH solution	Таза су қатысында Clean water
	Битумды бөліп алу дәрежесі, масс. % Degree of bitumen extraction, mass. %		
180	8,3	9,2	0,2
320	43,8	47,6	0,6
800	49,4	54,1	1,1
1000	95,5	96,0	2,3
1500	98,0	98,0	80,1

да артатынын көрсетті. Табиғи таушайырының мұнайбитумынан бөліну дәрежесі ультрадыбыс қуаты 180 Вт-нда төмен екендігі анықталды, ал 9,2 масс.% табиғи таушайыр шығымы калий гидроксиді (KOH) ерітіндісінде бөлінді. Ультрадыбыс қуатын 320 Вт-қа артуы екі ерітіндіде 43 масс.%-дан жоғары болатынын көрсетті. Қуат көзі 800 Вт табиғи битумдың калий гидроксиді (KOH) ерітіндісіндегі экстракция дәрежесі 54,1 масс.%-ға дейін артты, ал таза су жағдайында не бары 1,1 масс.% құрады. Таза суды қолдану арқылы табиғи таушайырды бөліп алу жоғары

**Кесте 3. Ультрадыбыс қуаты 1500 Вт кездегі ультрадыбыс жиілігінің табиғи битумды бөліп алу дәрежесіне әсері**

**Table 3. Effect of ultrasound frequency at 1500 W ultrasound power on the degree of natural bitumen extraction**

Ультрадыбыс жиілігі, кГц Ultrasound frequency, kHz	NaOH ерітіндісі қатысында With NaOH solution	KOH ерітіндісі қатысында With KOH solution	Таза су қатысында Clean water
	Битумды бөліп алу дәрежесі, масс. % Degree of bitumen extraction, mass. %		
22	98,0	98,0	80,0
33	98,0	98,0	80,5
40	98,0	98,0	92,1
59	98,0	98,0	96,1
80	98,0	98,0	98,0

экстракциялау дәрежесін көрсетпейді, өнімділігі 80 масс.% ультрадыбыстың 1500 Вт қуатында ғана көрсетеді. Ол табиғи таушайырының құрамындағы сазды қосылыстарының және асфальтенді-шайырлы заттардың болуына байланысты болса керек.

Әдеби деректерден мұнайбитумды жыныстардың минералды бөлігінде кальций иондары табиғи табиғи битумының карбоксил топтарымен әрекеттесіп, саз минералдары мен табиғи битум арасында берік байланыс түзетін кальций карбоксилатын құрауы мүмкін. Бұл байланысты бұзу үшін беттік белсенді заттарды қолдану қажет, өйткені олар минералды құрамның табиғи таушайырмен байланысын әлсіретеді. Сондай-ақ, табиғи таушайыр шығымына ультрадыбыс қуатының әсері ерітіндідегі кавитациялық көпіршіктердің концентрациясымен байланысты: неғұрлым ультрадыбыс қуаты артқан сайын соғұрлым ерітіндідегі көпіршіктердің концентрациясы да артып, нәтижесінде табиғи таушайырдың минералды бөліктен бөліну дәрежесі де жоғарылайды.

Мұнайбитумды жыныстан табиғи таушайырды ультрадыбыспен бөліп алғаннан кейін оның физикалық-химиялық қасиеттері зерттелді (5-кесте).

**Кесте 5. Ультрадыбыспен әсер ету үдерісінің көрсеткіштері**

**Table 5. Process parameters of ultrasound irradiation**

Көрсеткіштердің атауы Name of parameter	Өлшем бірлігі Unit of measurement	NaOH ерітіндісі қатысында With NaOH solution	KOH ерітіндісі қатысында With KOH solution
Табиғи таушайыр сипаттамалары / Characteristics of natural bitumen: тығыздығы / density құрамындағы механикалық қоспаның мөлшері / mechanical impurity content	$r/cm^3/g/cm^3$ масс. %/ %mass	0,92 8,7	0,91 9,1
Үдеріс сипаттамалары / Process description: үдеріс уақыты / process time оңтайлы концентрация / optimum concentration ультрадыбыс қуаты / Ultrasonic power ультрадыбыс жиілігі / ultrasonic frequency ерітінді рН ортасы / pH of solution medium	мин./min моль/л/mol/l Вт/W кГц/kHz	15 0,25 1500 22 ± 2 12–14	15 0,18 1500 22 ± 2 12–14

Мұнайбитумына ультрадыбыстың әсері нәтижесінде механикалық қоспалардың массалық үлесі натрий гидроксиді (NaOH) ерітіндісінде 8,7 масс.% құраса, бұл көрсеткіш калий гидроксиді (KOH) ерітіндісінде 9,1 масс.% құрады.

### Қорытынды

Мұнайлы Мола кенорнының мұнай-битумды жыныстарынан табиғи битумды ультрадыбыспен әсер ету арқылы бөліп алу тәжірибелік түрде зерттелді. Тәжірибе барысында ультрадыбыспен бөліп алу үдерісінің көрсеткіштерінің сипаттамалары: үдерістің уақыт созылымы 15 мин-қа дейін, оңтайлы натрий гидроксиді (NaOH) ерітіндісінің кон-

центрациясы 0,25 моль/л, калий гидроксиді (KOH) ерітіндісінікі–0,18 моль/л.

Ультрадыбыс қуатының тиімділігі зерттеу нәтижесінде зерттелген нысаны мен пайдаланылған натрий гидроксиді (NaOH) мен калий гидроксиді (KOH) еріткіштеріне байланысты анықталды. Тәжірибелік зерттеу жұмыстарының қорытындысына сәйкес 100%-ға дейін табиғи таушайыры экстракцияланды, және де ультрадыбыстың әсері барысында оның 2%-ға жуығы минералды құрамдас бөлікпен тұрақты суспензия түзді. Оны бұзу үшін қосымша органикалық еріткіштерді пайдалануды талап етіледі.

### ҚОСЫМША

**Қаржыландыру көзі.** Зерттеу жұмысы Қазақстан Республикасы Ғылым және жоғары білім министрлігі Ғылым комитетінің бағдарламалық-нысаналы қаржыландыру бойынша №BR21882255 жобасымен қаржыландырылды.

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

**Авторлардың қосқан үлесі.** Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Иманбаев Е.И. – деректерді түсіндіру, қолжазбаны жазу және өңдеу; Оңғарбаев Е.К. – нәтижелерін тексеру, қолжазбаны өңдеу; Мылтықбаева Ж.К. – жұмыс түсінігі, мәліметтерді түсіндіру; Серикказинова А.К. және Малаев А.Қ. – эксперименталды жұмыстарды жүргізу; Мұқталы Д. және Тілеуберді Е. – жұмыстың орындалуын бақылау; Аяпбергенов Е.О. – алынған мәліметтерді талдау, түсіндіру.

### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** The research was financed under the project No. BR21882255 of program-targeted financing of the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Yerzhan I. Imanbayev – interpretation of data, writing and editing of the manuscript; Yerdos K. Ongarbayev – checking the results, editing the manuscript; Zhannur K. Myltykbaeva – study design, interpretation of data; Akbota K. Serikkazinova & Aldiyar K. Malayev – conducting experiments; Dinara Mukhtaly & Yerbol Tileuberdi – supervision of study conduct; Yerbolat O. Aypbergenov – analysis and interpretation of obtained data.

### ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. kmg.kz [интернет]. Жол битумы. Тапшылық проблемасы қалай шешіліп жатыр [жүгінген күні 05.06.2024]. Сілтеме арқылы кіру: <https://www.kmg.kz/press-center/articles/bitum-def/>.
2. Шаропин А., Оңғарбаев Е., Иманбаев Е., и др. Различные методы и механизмы выделения органического вещества из нефтешламовых пород // Промышленность Казахстана. 2018. №1(102). С. 35–39.
3. Qiu L.Q., Zhang M., Chitrakar B., Bhandari B. Application of power ultrasound in freezing and thawing Processes: Effect on process efficiency and product quality // Ultrasonics Sonochemistry. 2020. Vol. 68. doi: 10.1016/j.ultsonch.2020.105230.
4. Xiaoming L., Haiyang G., Ziling H., et al. Recent advances in applications of power ultrasound for petroleum industry // Ultrasonics Sonochemistry. 2021. Vol. 70. doi: 10.1016/j.ultsonch.2020.105337.
5. Avvaru B., Roy S.B., Ladola Y., et al. Sonochemical leaching of uranium // Chemical Engineering and Processing. 2008. Vol. 47. P. 2107–2113. doi: 10.1016/j.cep.2007.10.021.
6. Meirez J., AlTammar M.J., Alruwaili Kh.M., Alfaraj R.T. Recent advances of ultrasound applications in the oil and gas industry // Ultrasonics Sonochemistry. 2024. Vol. 103. doi: 10.1016/j.ultsonch.2024.106767.
7. Okawa H., Saito T., Hosokawa R., et al. Effects of different ultrasound irradiation frequencies and water temperatures on extraction rate of bitumen from oil sand // Japanese Journal of Applied Physics. 2010. Vol. 49. doi: 10.1143/JJAP.49.07HE12.

8. Zhao D.Z., Sun W.W., Sun M.Z. The separating of inner mongolian oil sand with ultrasound // *Petroleum Science and Technology*. 2011. Vol. 29, N 24. P. 2530–2535. <https://doi.org/10.1080/10916460903057907>.
9. Онгарбаев Е.К., Тилеуберди Е., Иманбаев Е.И., Мансуров З.А. Эффективная переработка нефтебитуминозных пород в целевые продукты // *Горение и плазмохимия*. 2021. №19(4). С. 299–308. doi: 10.18321/cpc467.

## REFERENCES

1. kmg.kz [Internet]. Road bitumen. How the deficit problem is being solved [cited 05.06.2024]. Available from: <https://www.kmg.kz/press-center/articles/bitum-def/>. (In Kazakh).
2. Sharopin A, Ongarbayev Y, Imanbayev Y, et al. Razlichnyye metody i mekhanizmy vydeleniya organicheskogo veshchestva iz neftebituminoznykh porod. *Promyshlennost' Kazakhstana*. 2018;1(102):35–39. (In Russ).
3. Qiu LQ, Zhang M, Chitrakar B, Bhandari B. Application of power ultrasound in freezing and thawing Processes: Effect on process efficiency and product quality. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2020; 68. doi: 10.1016/j.ultsonch.2020.105230.
4. Xiaoming L, Haiyang G, Ziling H, et al. Recent advances in applications of power ultrasound for petroleum industry. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2021;70. doi: 10.1016/j.ultsonch.2020.105337.
5. Avvaru B, Roy SB, Ladola Y, et al. Sonochemical leaching of uranium. *Chemical Engineering and Processing*. 2008;47:2107–2113. doi: 10.1016/j.cep.2007.10.021.
6. Meirez J, Altammar MJ, Alruwaili KM, Alfaraj RT. Recent advances of ultrasound applications in the oil and gas industry. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2024;103. doi: 10.1016/j.ultsonch.2024.106767.
7. Okawa H, Saito T, Hosokawa R, et al. Effects of different ultrasound irradiation frequencies and water temperatures on extraction rate of bitumen from oil sand. *Japanese Journal of Applied Physics*. 2010;49. doi: 10.1143/JJAP.49.07HE12.
8. Zhao DZ, Sun WW, Sun MZ. The separating of inner mongolian oil sand with ultrasound. *Petroleum Science and Technology*. 2011;29(24):2530–2535. doi: 10.1080/10916460903057907.
9. Ongarbayev YK, Tileuberdi Y, Imanbaev YI, Mansurov ZA. Efficient processing of oil sands into purpose products. *Combustion and Plasma Chemistry*. 2021;19(4):299–308. doi: 10.18321/cpc467.

## АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

\*Иманбаев Ержан Иманбайұлы

PhD, доцент

ORCID [0000-0001-8273-0020](https://orcid.org/0000-0001-8273-0020)

e-mail: [erzhan.imanbayev@mail.ru](mailto:erzhan.imanbayev@mail.ru).

Оңгарбаев Ердос Қалимұллаұлы

х.ғ.д., профессор

ORCID [0000-0002-0418-9360](https://orcid.org/0000-0002-0418-9360)

e-mail: [erdos.ongarbaev@kaznu.edu.kz](mailto:erdos.ongarbaev@kaznu.edu.kz).

Мылтықбаева Жаннұр Каденқызы

х.ғ.к., доцент

ORCID [0000-0003-4336-3920](https://orcid.org/0000-0003-4336-3920)

e-mail: [jannur81@mail.ru](mailto:jannur81@mail.ru).

Серикказинова Ақбота Қайратқызы

ORCID [0009-0009-2554-1616](https://orcid.org/0009-0009-2554-1616)

e-mail: [akbota.serikkazinova@mail.ru](mailto:akbota.serikkazinova@mail.ru).

Малаев Алдияр Қайыржанұлы

ORCID [0009-0004-6906-5037](https://orcid.org/0009-0004-6906-5037)

e-mail: [mattafix544@gmail.com](mailto:mattafix544@gmail.com).

Мұқталы Динара

PhD

ORCID [0000-0002-1139-5488](https://orcid.org/0000-0002-1139-5488)

e-mail: [dinara.muktaly@mail.ru](mailto:dinara.muktaly@mail.ru).

Тилеуберді Ербол

PhD, доцент

ORCID [0000-0001-9733-5015](https://orcid.org/0000-0001-9733-5015)

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

Аяпбергенев Ерболат Озарбаевич

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

e-mail: [e.ayapbergenov@kmgc.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmgc.kz).

## AUTHORS' INFO

\*Yerzhan I. Imanbayev

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0001-8273-0020](https://orcid.org/0000-0001-8273-0020)

e-mail: [erzhan.imanbayev@mail.ru](mailto:erzhan.imanbayev@mail.ru).

Yerdos K. Ongarbayev

Doc. Sc. (Chemistry), Professor

ORCID [0000-0002-0418-9360](https://orcid.org/0000-0002-0418-9360)

e-mail: [erdos.ongarbaev@kaznu.edu.kz](mailto:erdos.ongarbaev@kaznu.edu.kz).

Zhannur K. Myltykbaeva

Doc. Sc. (Chemistry), Associate Professor

ORCID [0000-0003-4336-3920](https://orcid.org/0000-0003-4336-3920)

e-mail: [jannur81@mail.ru](mailto:jannur81@mail.ru).

Akbota K. Serikkazinova

ORCID [0009-0009-2554-1616](https://orcid.org/0009-0009-2554-1616)

e-mail: [akbota.serikkazinova@mail.ru](mailto:akbota.serikkazinova@mail.ru).

Aldiyar K. Malayev

ORCID [0009-0004-6906-5037](https://orcid.org/0009-0004-6906-5037)

e-mail: [mattafix544@gmail.com](mailto:mattafix544@gmail.com).

Dinara Muktaly

PhD

ORCID [0000-0002-1139-5488](https://orcid.org/0000-0002-1139-5488)

e-mail: [dinara.muktaly@mail.ru](mailto:dinara.muktaly@mail.ru).

Yerbol Tileuberdi

PhD, Associate Professor

ORCID [0000-0001-9733-5015](https://orcid.org/0000-0001-9733-5015)

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

Yerbolat O. Ayapbergenov

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

e-mail: [e.ayapbergenov@kmgc.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmgc.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 628.1.033: 628.31: 268.54

CSCSTI 61.31.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>

Received: 03.07.2024.

Accepted: 05.09.2024.

Published: 30.09.2024.

**Original article****Physico-chemical and microbiological parameters of natural, industrial recycled water and its treatment****Galina I. Boiko<sup>1</sup>, Raushan G. Sarmurzina<sup>1</sup>, Nina P. Lyubchenko<sup>1</sup>, Zhazira A. Baltabekova<sup>2</sup>, Kuanysh T. Tastambek<sup>1</sup>, Pavel V. Kenyaikin<sup>1</sup>, Anel Taubatyrova<sup>1</sup>**<sup>1</sup>*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*<sup>2</sup>*Institute of Metallurgy and Ore Beneficiation, Almaty, Kazakhstan***ABSTRACT**

**Background:** Under conditions of anthropogenic impact, the chemical composition of water in surface rivers and groundwater bodies is subjected to pollution, which leads not only to a decrease in water quality, but also to an increase in the number of pathogenic and opportunistic bacteria.

**Aim:** The purpose of this work is to study the physicochemical and microbiological parameters of natural and industrial recycled water before and after treatment with coagulants based on activated aluminum alloys.

**Materials and methods:** As natural waters were analyzed: natural waters from water intake “Almaty SU”, “Medeu” tract, Zhaiyk river, from the well of experimental metallurgical production of IMOB. As recycled water was analyzed water taken from the water treatment unit of deep oil refining production. Turbidity was measured using HACH 2100Q turbidimeter and 2100Qis turbidimeter (USA). Cell morphology of microorganism cultures was studied by light microscopy using a MicroOptix MX-1150 (T) stereoscopic-sotrinocular microscope.

**Results:** An effective and technologically simple method of obtaining aluminum polyoxochloride with the content of the main substance from 33 to 41.0% by  $Al_2O_3$  and basicity from 55.1 to 66.5% has been developed. The method consists in dissolution of aluminum alloy activated by metal-activators (indium, gallium, tin) in the amount

of 0.5–1.0 wt.% of each in 3% HCl. Physico-chemical and microbiological parameters of natural and industrial recycled water have been studied. The efficiency of the obtained aluminum polyoxochloride for treatment and conditioning of drinking water and industrial recycled water was evaluated.

**Conclusion:** Unique alloys with high energy characteristics based on aluminum containing indium, gallium, tin from 0.5–1.0 wt.% have been created. The alloy has high activity in various oxidizing media (water, hydrochloric acid). A technologically simple method of obtaining aluminum polyoxochloride has been developed. Chemical and microbiological composition of natural and industrial recycled water has been studied. Coagulants based on activated aluminum alloys are effective in the processes of conditioning and purification of natural and recycled water from toxic compounds, have bactericidal activity, the level of gram-negative bacteria is reduced to 73%, gram-positive bacteria to 84% and to 96% of other groups of microorganisms. Fungi and yeasts (*Mucor*, *Fusarium*) were not detected after water treatment. Efficiency of water turbidity reduction reaches 90–99%, permanganate oxidizability up to 93%.

**Keywords:** *activated aluminum alloys, aluminum polyoxochloride, coagulant, microbiological parameters, natural water, pathogenic bacteria, recycled water.*

**To cite this article:**

Boiko GI, Sarmurzina RG, Lyubchenko NP, Baltabekova ZA, Tastambek KT, Kenyaikin PV, Taubatyrova A. Physico-chemical and microbiological parameters of natural, industrial recycled water and its treatment. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):102–111. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>.

УДК 628.1.033: 628.31: 268.54

МРНТИ 61.31.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>

Получена: 03.07.2024.

Одобрена: 05.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Физико-химические и микробиологические показатели природных, промышленных оборотных вод и их очистка

Г.И. Бойко<sup>1</sup>, Р.Г. Сармурзина<sup>1</sup>, Н.П. Любченко<sup>1</sup>, Ж.А. Балтабекова<sup>2</sup>,  
К.Т. Тастамбек<sup>1</sup>, П.В. Кеняйкин<sup>1</sup>, А. Таубатырова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>КазНИТУ им. К. И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Институт металлургии и обогащения, г. Алматы, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В условиях антропогенного воздействия химический состав воды в поверхностных реках и подземных водоёмах подвергается загрязнению, что приводит не только к снижению качества воды, но и к увеличению количества патогенных и условно-патогенных бактерий.

**Цель.** Целью данной работы является изучение физико-химических и микробиологических показателей природной, промышленной оборотной воды до и после очистки коагулянтами, полученными на основе активированных сплавов алюминия.

**Материалы и методы.** В качестве природных вод анализировались: природные воды из водозабора «Алматы СУ», урочища Медеу, р. Жайык, из скважины опытного металлургического производства Института металлургии и обогащения. В качестве оборотной воды анализировали воду, отобранную с установки водоподготовки производства глубокой переработки нефти. Мутность измеряли с помощью турбидиметра НАСН 2100Q и турбидиметра 2100Qis (США). Морфологию клеток культур микроорганизмов изучали методом световой микроскопии с помощью стереоскопически-сотринокулярного микроскопа MicroOptix MX-1150 (Т).

**Результаты.** Разработан эффективный и технологически простой способ получения полиоксихлорида алюминия с содержанием основного вещества от 33% до 41,0% по  $Al_2O_3$  и основностью от 55,1% до 66,5%. Способ заключается в растворении сплава алюминия, активированного металлами (индий, галлий, олово) в количестве 0,5–1,0 масс.% каждого в 3%-ной  $HCl$ . Изучены физико-химические и микробиологические показатели природных и промышленных оборотных вод. Осуществлена оценка эффективности полученного полиоксихлорида алюминия для очистки и кондиционирования питьевой воды и промышленных оборотных вод.

**Заключение.** Созданы уникальные сплавы с высокими энергетическими характеристиками на основе алюминия, содержащие индий, галлий, олово от 0,5–1,0 масс.%. Сплав обладает высокой активностью в различных окислительных средах (вода, соляная кислота). Разработан технологически простой способ получения полиоксихлорида алюминия. Исследован химический и микробиологический состав природных и промышленных оборотных вод. Коагулянты на основе активированных сплавов алюминия эффективны в процессах кондиционирования и очистки природных и оборотных вод от токсичных соединений, обладают бактерицидной активностью: уровень граммотрицательных бактерий снижается до 73%, грамположительных бактерий до 84% и до 96% других групп микроорганизмов. Грибы и дрожжи (*Mucor*, *Fusarium*) после обработки воды не были обнаружены. Эффективность снижения мутности воды достигает 90–99%, перманганатной окисляемости – 93%.

**Ключевые слова:** активированные алюминиевые сплавы, коагулянт, микробиологические показатели, оборотная вода, патогенные бактерии, полиоксихлорид алюминия, природная вода.

## Как цитировать:

Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Любченко Н.П., Балтабекова Ж.А., Тастамбек К.Т., Кеняйкин П.В., Таубатырова А. Физико-химические и микробиологические показатели природных, промышленных оборотных вод и их очистка // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 102–111. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>.

ӨОЖ 628.1.033: 628.31: 268.54

FTAХР 61.31.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>

Қабылданды: 03.07.2024.

Мақұлданды: 05.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Табиғи, өнеркәсіптік қайта өңделген судың физика-химиялық және микробиологиялық көрсеткіштері және оларды тазарту

Г.И. Бойко<sup>1</sup>, Р.Г. Сармурзина<sup>1</sup>, Н.П. Любченко<sup>1</sup>, Ж.А. Балтабекова<sup>2</sup>, Қ.Т. Тастамбек<sup>1</sup>, П.В. Кеняйкин<sup>1</sup>, А. Таубатырова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Қ.И.Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Металлургия және кен байыту институты, Алматы қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Антропогендік әсер ету жағдайында жер үсті өзендері мен жер асты су қоймаларындағы судың химиялық құрамы ластануға ұшырайды, бұл судың сапасының төмендеуіне ғана емес, сонымен қатар патогендік және шартты патогенді бактериялардың көбеюіне әкеледі.

**Мақсаты.** Бұл жұмыстың мақсаты белсендірілген алюминий қорытпалары негізінде алынған коагулянттармен табиғи, өнеркәсіптік айналымдағы судың тазартылғанға дейін және тазартылғаннан кейін физика-химиялық және микробиологиялық көрсеткіштерін зерттеу болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** Табиғи сулар ретінде: "Алматы СУ" су жинағышынан, "Медеу" шатқалынан, Жайық өзенінен, МжКБИ тәжірибелі металлургиялық өндірісінің ұңғымасынан табиғи суларға зерттеу жұмыстары жүргізілді. Мұнайды терең өңдеу өндірісінің Су дайындау қондырғысынан алынған су, айналымдағы су ретінде зерттелді. Бұлыңғырлық НАСН 2100Q турбидиметрімен және 2100qis турбидиметрімен (АҚШ) өлшенді. Микроорганизмдердің өсінділер жасушаларының морфологиясы стереоскопиялық-сотринокулярлық микроскоп MicroOptix МХ-1150 (Т) көмегімен жарық микроскопиясы арқылы зерттелді.

**Нәтижелері.** Алюминий полиоксихлоридін алудың тиімді және технологиялық тұрғыдан қарапайым әдісі әзірленді, оның құрамында  $Al_2O_3$  бойынша 33-тен 41,0%-ға дейін және негізділігі 55,1-ден 66,5%-ға дейін негізгі зат бар. Бұл әдіс 0,5–1,0 масс.% мөлшерінде активатор металдармен (индий, галлий, қалайы) белсендірілген алюминий қорытпасын ерқайсысының 3%-дық HCl ерітуден тұрады. Табиғи және өнеркәсіптік айналым суларының физика-химиялық және микробиологиялық көрсеткіштері зерттелді. Алынған алюминий полиоксихлоридінің ауыз су мен өнеркәсіптік айналым суларын тазарту және кондиционерлеу тиімділігін бағалау жүзеге асырылды.

**Қорытынды.** Құрамында 0,5–1,0 масс.% болатын индий, галлий, қалайы бар алюминий негізіндегі жоғары энергетикалық сипаттамалары бар бірегей қорытпалар жасалды. Қорытпа әртүрлі тотығу орталарында (су, тұз қышқылы) жоғары белсенділікке ие. Алюминий полиоксихлоридін алудың технологиялық қарапайым әдісі жасалды. Табиғи және өнеркәсіптік айналым суларының химиялық және микробиологиялық құрамы зерттелді. Белсендірілген алюминий қорытпаларына негізделген коагулянттар табиғи және өнеркәсіптік айналымдағы суларды улы қосылыстардан тазарту және кондиционерлеу процестерінде тиімді, бактерицидтік белсенділікке ие, грам-теріс бактериялардың деңгейі 73%-ға дейін, грам-позитивті бактериялар 84%-ға дейін және басқа микроорганизмдер топтарының 96%-ға дейін төмендейді. Саңырауқұлақтар мен ашытқылар (Mucor, Fusarium) суды өңдегеннен кейін табылған жоқ. Судың лайлану көрсеткіші төмендету тиімділігі 90–99%, перманганаттың тотығуы 93% дейін жетеді.

**Негізгі сөздер:** белсендірілген алюминий қорытпалары, коагулянт, микробиологиялық көрсеткіштер, қайта өңделген су, патогендік бактериялар, алюминий полиоксихлориді, табиғи су.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Любченко Н.П., Балтабекова Ж.А., Тастамбек Қ.Т., Кеняйкин П.В., Таубатырова А. Табиғи, өнеркәсіптік қайта өңделген судың физика-химиялық және микробиологиялық көрсеткіштері және оларды тазарту // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3, 102–111 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108767>.

## Introduction

Under conditions of anthropogenic impact factor determining the magnitude of the negative impact on water bodies is the insufficient level of wastewater and recycled water treatment. The relevant problem is the reduction of natural water consumption for production needs, replacement of natural water for recharge of circulating water systems with alternative sources of water supply surface rivers and groundwater.

The relevant problem is the reduction of natural water consumption for production needs, replacement of natural water for recharge of circulating water systems with alternative sources of water supply. According to data [1] at many enterprises of chemical and petrochemical industries in biologically treated wastewater COD value reaches 150–200 gO/m<sup>3</sup> and salt content exceeds 2500 g/m<sup>3</sup>. The most common and effective coagulants for water treatment from salts and pollutants are aluminum polyoxochlorides (PAC). The theoretical basis for the production of PAC is discussed in detail in papers [2–4]. Mechanism of coagulation water purification in works [5–7].

Earlier [8, 9] we developed a fundamentally new technology of PAC production on the basis of multicomponent active aluminum alloys as metals-activators, we used (Ga, In, Sn) 5 wt.% of each.

The purpose of this work is to study physicochemical and microbiological parameters of natural, industrial recycled water and their treatment by new generation coagulants based on activated aluminum alloys with the content of metal-activators from 1.5 to 3.0%, which will significantly reduce prices

## Materials and Methods

As natural waters were analyzed: natural waters from water intake "Almaty SU", tract "Medeu", from the well of pilot metallurgical production (EMP) of the Institute of Metallurgy and Ore Beneficiation (IMOB), the river Zhaiyk (Ural). As recycled water was analyzed water sampled from the water treatment unit of deep oil refining production (WTU of PDOR)

Activated aluminum alloys Rau-97, Rau-98, Rau-98.5, containing metals-activators: gallium, indium, tin (from 0.5 to 1 wt%) were obtained by the method described in works [9,11].

Aluminum polyoxochlorides (PAC) were obtained by interaction of aluminum activated by metal-activators (indium, gallium, tin) in the amount of 0.5–1.0 weight % each with 3% hydrochloric acid. Quality parameters – mass fraction of Al in terms of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 33,2–36,9%, basicity 56–67%, corresponded to GB 15892–2009 standard.

As natural waters were analyzed: the water of the Zhaiyk River was analyzed as natural water for water supply to industrial enterprises

in Atyrau and irrigation (transboundary water artery of Kazakhstan and Russia) [12] Water samples were taken from the main collector of "ANPZ" LLP, as well as water intake "Almaty SU", tracts "Medeu", from the well. The water sample taken from the water treatment unit of deep oil refining production (WTP) was analyzed as recycled water.

Water samples were taken according to state standard No. 59024–2020, were evaluated by organoleptic (smell, taste, color), physical (turbidity, pH, conductivity, permanganate oxidation), chemical parameters (total salt content, the content of anions-hydrocarbonates, sulfates, chlorides) in accordance with the sanitary rules Order of the Minister of Health of the Republic of Kazakhstan February 20, 2023 No 26.

Water treatment methodology: a certain amount of PAC was injected into 500 ml of test water while intensely stirring, after 3 minutes the speed was reduced to 50 rpm for 15 minutes, and was allowed to stand for 30 minutes afterwards.

Turbidity before and after treatment of natural and recycled water was measured directly with a turbidity meter HACH 2100Q Turbidimeter (USA).

Permanganate index (PI) was determined according to ISO 8467:1993.

Bacteriological analysis was carried out on water samples taken from the "Medeu" tract. The number of microbes and microbial composition were determined by sowing on selective nutrient media. The number of bacteria using organic nitrogen and some groups of microorganisms using mineral nitrogen were counted on Tryptone soya agar (TSA) and Meat infusion agar (MIA), enterobacteria on Endo differential diagnostic medium, all species of Pseudomonas group on Pseudomonas isolation agar (PIA). The number of fungi and yeasts was counted on selective medium Sabouraud dextrose agar (SDA). The seeded cups were incubated at 30°C and 37°C. Cell morphology of microbial cultures was studied by light microscopy using a Micro-Optix MX-1150 stereoscopic-trinocular microscope. Bacterial colonies were counted on day 2–3, yeasts and fungi on day 5–7. In the inoculations, dilutions of 1:102 and 1:104 were used.

## Results and Discussion

In order to evaluate the coagulation efficiency of reagents created based on activated aluminum alloys their tests were carried out on different types of natural and recycled water. The assessment of quality of the tested water consisted in its analysis and in comparison, with the sanitary and epidemiological standards established for drinking water supply, recycled and wastewater intended for discharge into water bodies.

Physico-chemical parameters of the investigated natural waters are presented in Table 1.

Analysis showed that natural waters, in general, are slightly alkaline, low-mineralized fresh, moderately hard (Table 1). Alkalinity and turbidity increase in the samples taken in autumn compared with spring. The content of salts in the water of the river Zhaiyk (Atyrau) exceeds, allowable by regulations upper levels, not more than 1000 mg/cm<sup>3</sup>. The main cations are sodium, potassium, calcium, magnesium, in concentrations below the maximum permissible concentration, iron less than 0.1%. All investigated natural surface waters by turbidity exceed the allowable standards (not more than 2.6 FNU).

### Microbiological Composition

Table 2 shows the taxonomic groups of microorganisms detected in water samples

from the "Medeu" tract. The level of microbial infestation reached 12.8x10<sup>2</sup> CFU/ml.

Presence of aerobic Gram-negative, facultatively anaerobic microorganisms, Gram-positive cocci; Gram-positive bacilli and endospore-forming cocci (genera *Bacillus*; *Bacillus* spp. cocci; Gram-positive bacilli and cocci forming endospores (genera *Bacillus*; *Clostridium*), and also the presence of *Escherichia coli* bacteria, *Proteus* bacteria and saprophytic bacteria of the genera *Aeromonas* and *Pseudomonas* [13, 14]. The presence of saprophytic bacteria from 1x10 to 13x10<sup>2</sup> CFU/ml in water indicates the pollution of the water body with by organic substances. In addition, a comparative study was conducted on the number of representatives of the genus *Pseudomonas*. It was found that the total number

**Table 1. Physic-chemical parameters of natural waters quality before PAC treatment**

Parameters	Natural Water				
	Zhaiyk river	Almaty SU water intake	Medeu tract	Medeu tract	Well EMP
	04.11.2022	20.05.2022	29.11.2022	03.04.2023	05.04.2023
Hydrogen Index	7.50	7.65	7.71	8.61	8.17
Density, g/cm <sup>3</sup>	1.02	0.984	0.998	0.999	0.999
Salt content, mg/dm <sup>3</sup>	1195	99.3	226.0	226.0	243.0
Content of hydrogen carbonate ions, mg/dm <sup>3</sup>	256.2	91.5	207.4	103.7	128.1
Sulfate-ions, mg/dm <sup>3</sup>	81.78	29.70	30.6	30.6	24.0
Chloride-ions, mg/dm <sup>3</sup>	220.0	4.85	27.4	14.2	7.1
Nitrates, mg/dm <sup>3</sup>	4.0	-	20.0	20.0	17.0
Water turbidity, FNU	22.2	4.52	26.10	360.0	0.43
Permanganate index, mgO/dm <sup>3</sup>	-	0.517	1.67	1.01	0.60
Conductivity, μS/cm	1078	125.4	215.8	215.8	260.6
Total water hardness, mg-eq/dm <sup>3</sup>	3.21	2.0	2.44	2.44	1.85
Chromaticity, degrees; odour, points	0	0	0	0	0

**Table 2. Taxonomic groups of microorganisms in water from the "Medeu" tract**

Taxonomic groups of microorganism	CFU/ml
Microbial infestation level	12.8x10 <sup>2</sup>
Saprophytic bacteria ( <i>Pseudomonas</i> )	2.4x10 <sup>2</sup>
Microbial population of microflora – fungi and yeast ( <i>Mucor</i> , <i>Fusarium</i> )	8x10 <sup>2</sup>
Number of Gram-negative bacteria ( <i>Enterobacter</i> , <i>Proteus</i> , <i>Aeromonas</i> , <i>Flavobacterium</i> , <i>Alcaligenes</i> )	7.3x10 <sup>2</sup>
Numbers of Gram-positive bacteria (bacilli, cocci and endospores as <i>Bacillus</i> , <i>Clostridium</i> , <i>Micrococcus</i> , <i>Enterococcus</i> )	4.2x10 <sup>2</sup>
Other groups of microorganisms	1.3x10 <sup>2</sup>

The number of microorganisms, *Enterobacteriaceae* was determined according to the methods described in [13]

**Table 3. Characteristics of PACs synthesized using activated aluminum alloy**

Coagulant cipher	Alloy cipher	Alloy composition Al:In:Ga:Sn, wt%	Product output, g	Mass fraction of Al in terms of Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Basicity, %
Coagulant №20	Rau-97	97:1:1:1	5.5	33.2	55.8
Coagulant №25	Rau-98,5	98,5:0,5:0,5:0,5	4.8	37.9	55.1
*Coagulant №31	Rau-98	98:1:1:0	4.2	40.4	60.9
Coagulant №35	Rau-98,5	98,5:0,5:0,5:0,5	5.0	34.9	58.6

Coagulants №20,25,31 – hydrochloric acid solution (3%) were prepared on distilled water, coagulant №35 – solution on water from the well of EMP

\*Synthesis time is 4.5 h.

of bacteria in 1 ml, according to the method of serial dilutions, is  $2.4 \times 10^2$ .

### Coagulant Analysis

In order to treat natural water as well as industrial recycled water, samples of aluminum alloys with the content of activating additives from 0.5 to 1 wt% were prepared and PACs were synthesized on their basis.

PAC synthesis was carried out by dissolution in 3% hydrochloric acid, activated alloy with aluminum content from 97% to 98.5% at an initial process temperature of 25°C without heat supply from the outside. The reaction is accompanied by emission of heat and hydrogen and temperature rise to 65–70°C, which is maintained by the heat of exothermic reaction. The process is completed in 2–4.5 hours (Table 2). In contrast to the known methods of obtaining PAC [2–4], the process temperature is 30–40°C lower, more than three times lower in concentration of hydrochloric acid applied and 1.5 times faster in implementation time. Depending on the composition of the activated alloy used and reaction conditions, the mass fraction of aluminum in terms of aluminum oxide ( $Al_2O_3$ ) in PAC varies from 33.2% to 41.0%, basicity from 55.1% to 66.5%.

The characteristics of PACs synthesized using activated aluminum alloys are shown in Table 3.

### Natural Water Treatment

The results of evaluation of PAC efficiency for natural water treatment are presented in Tables 4, 5. Turbidity reduction efficiency reaches 99.8%. The treated water complies with the normative requirements for hydrogen index, chemical oxygen demand, turbidity, cations and anions content. The effectiveness of reducing permanganate oxidation of the water sample from the "Medeu" tract reaches 90.7% (Table 6). Also found that in the water after treatment with coagulants aluminum content is 0.03 mg/l which corresponds to Sanitary and epidemiological requirements for sources of water supply, places of water intake

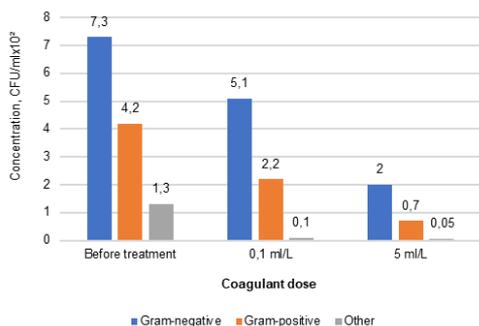


Figure 1. Microbial diversity in the natural water of "Medeu" before and after treatment with 0.1% coagulant solution №20 in terms of  $Al_2O_3$

for domestic drinking purposes, domestic drinking water supply.

The number of bacteria in 1 ml and species composition of microorganisms after treatment of "Medeu" water in two concentrations were studied. In "Medeu" water samples before treatment the level of microbial contamination reached  $12.8 \times 10^2$  CFU/mL, whereas after treatment with coagulant No. 20 (0.1% solution in terms of  $Al_2O_3$ ) 0.1 ml/l (0.3 g/t dry) (dose, this indicator was  $0.3 \times 10^2$  CFU/mL). At a concentration of 5 ml/L (15.1 g/t of dry), the total number of saprophytic microorganisms did not exceed  $0.1 \times 10^2$  CFU/mL.

Total number of bacteria in 1 ml according to the serial dilution method before treatment with  $2.4 \times 10^2$  cells/mL in the samples after the treatment with the dose (0.1 ml/L),  $0.2 \times 10^2$  cells/ml, in the concentration of 5 ml/L no representatives of this genus were found.

Microbial diversity in natural water of Medeu tract before and after treatment with 0.1% coagulant solution №20 in terms of  $Al_2O_3$  is illustrated in Fig. 1.

### Microbiological Composition after Treatment

In the water sample before coagulant treatment the number of Gram-negative bacteria (Enterobacter, Proteus, Aeromonas, Chromobacterium, Flavobacterium, Alcaligenes) was ~7.3 CFU/mL. Gram-positive bacteria (Bacillus, Clostridium, Micrococcus, Enterococcus cocci and endospores) was ~4.2 CFU/mL, other groups of microorganisms were about ~1.3 CFU/mL,

After RAS treatment at a concentration of 0.1 ml/L: Gram-negative bacteria decreased to ~5.1 CFU/mL (by 30.1%), Gram-positive bacteria decreased to ~2.2 CFU/mL (by 48%), other groups of microorganisms decreased to 0.1 CFU/mL (by 92%). After treatment at a concentration of 5 ml/L, the number of gram-negative bacteria decreased to ~2.0 CFU/mL (73%), gram-positive bacteria to ~0.7 CFU/mL (84%), other groups of microorganisms decreased from 1.3

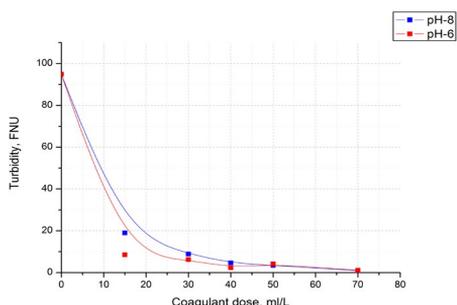


Figure 2. Turbidity of water, sampled on the WTU of the CCR unit №1, treated with coagulant №20 at initial pH 8 and acidified to pH 6

to -0.05 CFU/mL ~96%. Up to 16.0% of Gram-positive bacteria and up to 27% of Gram-negative bacteria were retained in the treated water at a concentration of 5 ml/L. Fungi and yeasts (*Mucor*, *Fusarium*), their number was  $8 \times 10^2$  CFU/mL, after treatment representatives of this genus were not detected in both concentrations.

### Recycled Water Treatment

The results of assessing the effectiveness of treatment of recycled water, selected from the WTU of PDOR are shown in Table 7. Table 7 shows the results of assessing the ef-

fectiveness of reducing turbidity of recycled water samples taken from the WTU of PDOR when treated with PAC solutions based on activated aluminum alloys in comparison with the industrial Aqua-Aurat. Water turbidity for sample №1 was 94.9 FNU, for sample №2 -182 FNU. Optimization experiments on coagulants doses were conducted to determine an acceptable and sufficient dose of coagulant. The coagulant dose is an important technological parameter in reagent water treatment. If the coagulant dose is insufficient, the required degree of purification is not achieved while consumption in excess can

**Table 4. Comparative results of efficiency of natural water turbidity reduction by treatment with PAC solutions**

Coagulant cipher	Coagulant dose, g/t	pH	Turbidity, FNU	Effectiveness of reducing the turbidity, %
Natural water from Medeu tract, sampled on 19.02.22, turbidity 14.8 FNU				
Aqua-Aurat 30	0.3	7.7	0.79	94.7
Coagulant №20	0.3	7.7	1.22	91.8
Coagulant №25	0.1	7.7	1.38	90.7
Coagulant №25	0.3	7.7	0.57	96.2
Coagulant №25	2.5	7.7	0.37	97.5
Coagulant №31	0.1	7.7	1.26	91.5
Coagulant №31	0.2	7.3	1.02	93.1
Coagulant №31	2.5	7.3	0.47	96.8
Natural water from Medeu tract, sampled on 29.11.22, turbidity 26.1 FNU				
Coagulant №20	0.3	7.3	1,20	95.4
Coagulant №20	3.0	7.3	0.82	96.9
Natural water from Medeu tract, sampled on 03.04.23, turbidity 360 FNU				
Coagulant №20	0.3	8.6	37.7	89.5
Coagulant №20	1.5	8.6	2.93	99.2
Coagulant №20	3.0	8.6	0.51	99.9
Coagulant №25	0.3	8.6	38.5	89.3
Coagulant №25	1.3	8.6	2.12	99.4
Coagulant №25	2.6	8.6	0.56	99.8
Natural water from "Almaty Su", sampled on 29.11.22, turbidity 4.52 FNU				
Coagulant №20	0.3	7,3	0.53	88.3
Coagulant №20	3.0	7.2	0,48	89.4

*Aqua-Aurat 30 – industrial coagulant. Mass fraction of Al in terms of  $Al_2O_3$  – 30%*

**Table 5. Residual turbidity after treatment with coagulant №25 of water samples from the Zhaiyk River**

Water sample from the Zhaiyk River	Turbidity, FNU				Suspended particles (sediment), g/l			
	Before processing	After treatment with coagulant №25, g/t			Before processing	After treatment with coagulant №25, g/t		
		0.1	0.7	1.3		0.1	0.7	1.3
№1	22.2	1.5	0.4	0.6	0.3	0.1	0.1	0.1
№2	21.4	1.5	0.4	0.5				

*Date of sampling from the river 04.11. 2022, water pH 7.5*

**Table 6. Residual permanganate index of "Medeu" water samples after coagulant treatment**

Coagulant cipher	Coagulant dose, g/t	PI, mgO/dm <sup>3</sup>	Efficiency of PI reduction, %
Aqua-Aurat 30	0.3	0.5	72.2
Coagulant №20	0.3	0.7	60.6
Coagulant №25	0.1	0.3	80.3
Coagulant №25	0.3	0.2	90.7
Coagulant №25	2.6	0.3	84.9
Coagulant №31	0.1	0.3	80.3
Coagulant №31	0.2	0.1	93.0
Coagulant №31	2.5	0.4	76.8

*PI of source water 1.67, mgO/l. Date of sampling 29.11.22*

affect water quality (change the aluminum content in the treated water).

Analysis of the data in Table 7 indicates that the required coagulant dose to achieve the highest degree of purification (99%) depends on the mass fraction of aluminum in terms of  $Al_2O_3$  in the PAC. As the mass fraction of aluminum in PAC increases, the sufficient coagulant dosage to the required effect decreases. Therefore, for Akva-Aurat (mass fraction of  $Al_2O_3$  is 30%) the dose of coagulant is 233 g/t. For coagulant №25 (mass fraction is 37.9 %) it is 184 g/t. For coagulant №20, (mass fraction is 33.2%) a sufficient dose is 210 g/t. Turbidity is reduced for sample №1 from 94.8 FNU to 1 FNU, for sample №2 from 182 to 1.8 FNU. In the pH range of 6–8.5, coagulants are effective for high turbidity water treatment. The pH values at which the appropriate coagulant acts most effectively were determined. Figure 2 shows curves of the degree of decrease in the turbidity of raw water with pH of 8.5, compared with water acidified to pH 6.0 depending on the dose of coagulant №20. Sedimentation of suspended solids is more effective for water with pH 6.

Consequently, PACs synthesized using activated aluminum alloys are effective coagulants for natural water and recycled water treatment and exhibit bactericidal properties.

#### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** The work was carried out within the framework of program-targeted financing of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan for 2022–2023 [BR11765599].

**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: Galina I. Boiko – conceptualization, methodology, system analysis; Raushan G. Sarmurzina – supervision; project administration, and funding acquisition, validation; Nina P. Lyubchenko – collection and processing of materials, analysis of the obtained data; Zhazira A. Baltabekova – analysis of known literature sources of patent literature on the subject under consideration, formal analysis; Kuanysh T. Tastambek – microbiological composition of natural waters was analyzed in this research, writing, review and editing; Pavel V. Kenyaykin – development of methods for production of high-base coagulants and proof of their efficiency for industrial water types; Anel Taubatyrova – evaluation of coagulants efficiency for natural waters.

#### Conclusion

Chemical and microbiological composition of natural and industrial recycled water has been studied. Unique alloys with high energy characteristics based on aluminum activated by metal-activators: indium, gallium and tin have been created. The content of each additive is 0.5 to 1.0 wt.%. Alloy with such additions possesses high activity in different oxidizing environments (water, hydrochloric acid). Coagulants PAC synthesized using them are efficient in processes of water conditioning and physical-chemical treatment of recycled and wastewater from toxic compounds of natural and anthropogenic origin. In addition, coagulants possess bactericidal activity. The use of coagulants allows to avoid primary chlorination, the level of Gram-negative bacteria in treated water is reduced to 73%, Gram-positive bacteria to 84% and up to 96% of other groups of microorganisms. Fungi and yeasts (*Mucor*, *Fusarium*), their number was  $8 \times 10^2$  CFU/mL, after treatment of representatives of this genus were not found in both concentrations. Coagulants are effective in a wide pH range from 6 to 8.5.

The results of analysis of treated water comply with the requirements for drinking water supply and wastewater disposal Order of the Minister of Health Republic of Kazakhstan dated February 20, 2023 No. 26 and ISO5667.

#### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Работы выполнены в рамках программно-целевого финансирования Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан на 2022–2023 гг. [BR11765599].

**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: Бойко Г.И. – концептуализация, методология, системный анализ; Сармурзина Р.Г. – руководство, администрирование проекта, а также получение финансирования, валидация; Любченко Н.П. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных; Балтабекова Ж.А. – анализ известных литературных источников патентной литературы по рассматриваемой теме, формальный анализ; Tastambek K.T. – анализ микробиологического состава природных вод в данном исследовании, написание, рецензирование и редактирование; Kenyaykin P.V. – разработка методов получения

высокоосновных коагулянтов и доказательство вод; Таубатырова А. – оценка эффективности их эффективности для промышленных типов коагулянтов для природных вод.

## REFERENCES

1. Belichenko YP. *Zamknutyie sistemy vodosnabzheniya khimicheskikh proizvodstv*. Moscow: Chemistry; 1990. 208 p. (In Russ).
2. Masakbaeva SR, Tokareva AV, Nesmeyanova RM, Kovtareva SY. Preparation of aluminum oxychloride from aluminum hydroxide and hydrochloric acid. *Sci. Technol. Kazakhstan*. 2021;1:6–11. (In Russ).
3. Patent RUS №2589164C1/ 10.07.16. Byul. №19. Sychev AV, Sychev SA, Rashkovskij GB. *Method of producing aluminium oxychloride*. Available from: <https://patentimages.storage.googleapis.com/97/41/0b/d418d6e7d9fc05/RU2589164C1.pdf>. (In Russ).
4. Tokareva AV, Masakbaeva SR. Aluminum oxychloride coagulant for drinking water treatment. *Sci. Technol. Kazakhstan*. 2020;2:58–65. (In Russ).
5. Shamaei L, Khorshidia L, Perdicakis B, Sadrzadeh M. Treatment of oil sands produced water using combined electrocoagulation and chemical coagulation techniques. *Sci. Total Environ*. 2018;645:560–572. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.06.387.
6. Sun H, Jiao R, Xu H, et al. The influence of particle size and concentration combined with pH on coagulation mechanisms. *J. Environ. Sci*. 2019;82:39–46. doi: 10.1016/j.jes.2019.02.021.
7. Tang H, Xiao F, Wang D. Speciation, stability, and coagulation mechanisms of hydroxyl aluminum clusters formed by pacl and alum: a critical review. *Adv. Colloid Interface Sci*. 2015;226(A):78–85. doi: 10.1016/j.cis.2015.09.002.
8. Boyko GI, Sarmurzina RG, Karabalin US, et al. Energy storage substances of a new generation in solving the problem of wastewater treatment of oil production and refining facilities. *Oil. Gas. Novation*. 2019;5(221):20–25.
9. Sarmurzina RG, Boiko GI, Kenzhaliyev BK, et al. Coagulants for water based on activated aluminum alloys. *Global J. Environ. Sci. Manage*. 2023;9(4):1–18. doi: 10.22034/gjesm.2023.04.02.
10. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, et al. Alloys for the production of hydrogen and active aluminum oxide. *News Natl. Acad. Sci. R.K. Ser. Geol. Tech. Sci*. 2022;1(451):91–98. doi: 10.32014/2022.2518-170X.145.
11. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, et al. Hydrogen obtaining from the system activated aluminum – water. *News Natl. Acad. Sci. R.K. Ser. Geol. Tech. Sci*. 2022;6(456):196–213. doi: 10.32014/2518-170X.249.
12. Tulemisova GB, Abdinov RS, Kabdrakhimova GZ, Zhanetov TB. Ecological condition of the Ural River. *Chem Bull Kazakh Natl Univ*. 2017;85(2):18–24. doi: 10.15328/cb808. (In Russ).
13. Tastambek KT, Akimbekov NS, Yernazarova AK, et al. The evaluation of microbial diversity in water and soil samples from Atyrau and Mangystau regions. *KazNU Bulletin. Ecology series*. 2016;3(48):76–83. (In Russ).
14. Pshenichnov PA, Zakirov FN, Nikitina NM. Mikrobotest dlya otsenki, monitoringa zagryazneniya pochv. *Ekologiya*. 1995;4:332–333. (In Russ).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Беличенко Ю.П.* Замкнутые системы водоснабжения химических производств. Москва : Химия, 1990. 208 с.
2. *Масакбаева С.Р., Токарева А.В., Несмеянова Р.М., Ковтарева С.Ю.* Получение оксихлорида алюминия из тригидроксида алюминия и соляной кислоты // Наука и техника Казахстана. 2021. №1. С. 6–11.
3. Патент РФ на изобретение №2589164C1/ 10.07.16. Бюл. №19. Сычев А.В., Сычев С.А., Рашковский Г.Б. способ получения оксихлорида алюминия. Режим доступа: <https://patentimages.storage.googleapis.com/97/41/0b/d418d6e7d9fc05/RU2589164C1.pdf>. Дата обращения: 02.05.2024.
4. *Токарева А.В., Масакбаева С.Р.* Оксихлорид алюминия – коагулянт для подготовки воды питьевого водоснабжения // Наука и техника Казахстана. 2020. №2. С. 58–65.
5. *Shamaei L., Khorshidia L., Perdicakis B., Sadrzadeh M.* Treatment of oil sands produced water using combined electrocoagulation and chemical coagulation techniques // *Sci. Total Environ*. 2018. Vol. 645. P. 560–572. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.06.387.
6. *Sun H., Jiao R., Xu H., et al.* The influence of particle size and concentration combined with pH on coagulation mechanisms // *J. Environ. Sci*. 2019. Vol. 82. P. 39–46. doi: 10.1016/j.jes.2019.02.021.
7. *Tang H., Xiao F., Wang D.* Speciation, stability, and coagulation mechanisms of hydroxyl aluminum clusters formed by pacl and alum: a critical review // *Adv. Colloid Interface Sci*. 2015. Vol. 226(A). P. 78–85. doi: 10.1016/j.cis.2015.09.002.

8. *Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Карабалин У.С., и др.* Энергоаккумулирующие вещества нового поколения в решении проблемы очистки сточных вод объектов нефтедобычи и нефтепереработки // Нефть. Газ. Новации. 2019. №5(221). С. 20–25.

9. *Sarmurzina R.G., Boiko G.I., Kenzhaliyev B.K., et al.* Coagulants for water based on activated aluminum alloys // Global J. Environ. Sci. Manage. 2023. Vol. 9, Issue 4. P. 1–18. doi: 10.22034/gjesm.2023.04.02.

10. *Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Любченко Н.П., и др.* Сплавы для производства водорода и активного оксида алюминия // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. 2022. №1(451). С. 91–98. doi: 10.32014/2022.2518-170X.145.

11. *Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Любченко Н.П., и др.* Получение водорода из системы активированный алюминий – вода // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. 2022. №6(456). С. 196–213. doi: 10.32014/2022.2518-170X.249.

12. *Тулемисова Г.Б., Абдинов Р.Ш., Кабдрахимова Г.Ж., Жанетов Т.Б.* Экологическое состояние реки Урал. Вестник КазНУ. Серия химическая. 2017. №2(85). С. 18–24. doi: 10.15328/cb808.

13. *Тастамбек К.Т., Акимбеков Н.Ш., Ерназарова А.К., и др.* Изучение микробного разнообразия в пробах воды и почвы Атырауской и Мангистауской областей. Вестник КазНУ. Серия экологическая. 2016. Вып. 3(48). С. 76–83.

14. *Пшеничных Р.А., Закиров Ф.Н., Никитина Н.М.* Микроботест для оценки, мониторинга загрязнения почв // Экология. 1995. №4. С. 332–333.

## AUTHORS' INFO

### \*Galina I. Boiko

Doct. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-2912-3384](https://orcid.org/0000-0002-2912-3384)

e-mail: [galina.boiko.kaznitu@gmail.com](mailto:galina.boiko.kaznitu@gmail.com).

### Raushan G. Sarmurzina

Doct. Sc. (Chemistry), professor

ORCID [0000-0002-9572-9712](https://orcid.org/0000-0002-9572-9712)

e-mail: [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru).

### Nina P. Lyubchenko

Cand. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-7133-808X](https://orcid.org/0000-0002-7133-808X)

e-mail: [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru).

### Zhazira A. Baltabekova

ORCID [0000-0003-3076-0652](https://orcid.org/0000-0003-3076-0652)

e-mail: [jazira001@mail.ru](mailto:jazira001@mail.ru).

### Kuanysh T. Tastambek

PhD (Biotechnology)

ORCID [0000-0002-2338-8816](https://orcid.org/0000-0002-2338-8816)

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

### Pavel V. Kenyaikin

ORCID [0000-0002-4360-1573](https://orcid.org/0000-0002-4360-1573)

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

### Anel Taubatyrova

ORCID [0009-0001-1329-0372](https://orcid.org/0009-0001-1329-0372)

e-mail: [ggnnika465@gmail.com](mailto:ggnnika465@gmail.com).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### \*Бойко Галина Ильясовна

докт. хим. наук

ORCID [0000-0002-2912-3384](https://orcid.org/0000-0002-2912-3384)

e-mail: [galina.boiko.kaznitu@gmail.com](mailto:galina.boiko.kaznitu@gmail.com).

### Сармурзина Раушан Гайсиевна

докт. хим. наук, профессор

ORCID [0000-0002-9572-9712](https://orcid.org/0000-0002-9572-9712)

e-mail: [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru).

### Любченко Нина Павловна

канд. хим. наук

ORCID [0000-0002-7133-808X](https://orcid.org/0000-0002-7133-808X)

e-mail: [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru).

### Балтабекова Жазира Амангельдыевна

ORCID [0000-0003-3076-0652](https://orcid.org/0000-0003-3076-0652)

e-mail: [jazira001@mail.ru](mailto:jazira001@mail.ru).

### Тастамбек Куаныш Талгатович

PhD (Биотехнология)

ORCID [0000-0002-2338-8816](https://orcid.org/0000-0002-2338-8816)

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

### Кеняйкин Павел Витальевич

ORCID [0000-0002-4360-1573](https://orcid.org/0000-0002-4360-1573)

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

### Таубатырова Анель

ORCID [0009-0001-1329-0372](https://orcid.org/0009-0001-1329-0372)

e-mail: [ggnnika465@gmail.com](mailto:ggnnika465@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 504.062.4  
МРНТИ 87.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108745>

Получена: 12.04.2024.

Одобрена: 27.08.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Оригинальное исследование

# Исследование биотехнологического потенциала углеводородокисляющих бактерий из нефтезагрязнённых грунтов месторождения Узень

Д.М. Мақсұт, С.Х. Биджиева, М.А. Бисенова, Е.О. Аяпбергенов, В.В. Сабалдаш  
*Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан*

### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Загрязнённые нефтью и нефтепродуктами грунты являются одной из значительных экологических проблем Западного Казахстана, и очистка таких грунтов приобретает исключительную актуальность. Среди всего спектра применяемых в настоящее время технологий (биологические, физические, химические), биологическая очистка грунтов, предполагающая микробиологическую рекультивацию углеводородокисляющими бактериями, является более экологичным и щадящим методом очищения грунтов. Одним из важных аспектов микробиологической рекультивации является применение эндомичных для обрабатываемой почвы бактерий, что гарантирует наиболее эффективную очистку почвы, поскольку бактерии в ней функционируют в относительно оптимальных для себя условиях. Уникальностью грунта Мангистауской области, в частности, прибрежных регионов, является высокая минерализация и низкая увлажненность, что способствовало формированию определенной, приспособленной к данным условиям микрофлоры.

**Цель.** Исследование направлено на поиск и выделение высокоэффективных углеводородокисляющих бактерий, которые являются аборигенами высокоминерализованных грунтов месторождения Узень.

**Материалы и методы.** В работе используются микробиологические культивирование аэробных бактерий на жидких и плотных средах в условиях (минерализация и температура), приближенных к условиям их природных экотопов, культивирование накопительных и чистых культур, микроскопирование, а также аналитические методы, такие как анализ химического состава воды, инфракрасная спектрометрия.

**Результаты.** Получены четыре накопительные культуры углеводородокисляющих аэробных бактерий, выделены три чистые культуры нефтеокисляющих галофильных бактерий, исследована их углеводородокисляющая эффективность на основе тяжелой, высоковязкой парафинистой нефти месторождения Узень.

**Заключение.** В работе получены активные накопительные культуры галофильных и умеренно термофильных углеводородокисляющих аэробных бактерий, характеризующиеся высоким биотехнологическим потенциалом, способные окислять широкий спектр углеводородов, в т.ч. высокомолекулярные полициклические и серосодержащие соединения, а также новые штаммы галофильных углеводородокисляющих бактерий, потенциал которых предстоит исследовать в дальнейшей работе. Исследованные культуры в течение короткого времени способствовали значительному эмульгированию нефти, меняя ее структуру, физические и химические свойства.

**Ключевые слова:** нефтезагрязнённый грунт, углеводородокисляющие бактерии, нефть, культивирование, нефтедеструкция.

### Как цитировать:

Мақсұт Д.М., Биджиева С.Х., Бисенова М.А., Аяпбергенов Е.О., Сабалдаш В.В. Исследование биотехнологического потенциала углеводородокисляющих бактерий из нефтезагрязнённых грунтов месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 112–123.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108745>.

UDC 504.062.4  
CSCSTI 87.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108745>

Received: 12.04.2024

Accepted: 27.08.2024.

Published: 30.09.2024.

## Original article

# Study of biotechnological potential of hydrocarbon-oxidizing bacteria from oil-contaminated soils of the Uzen oil field

Dinara M. Maksut, Salimat Kh. Bidzhiyeva, Miua A. Bissenova,  
Yerbolat O. Ayapbergenov, Valentina V. Sabaldash

*Branch of KMG Engineering KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan*

## ABSTRACT

**Background:** Oil-contaminated soils are one of the significant environmental concerns in Western Kazakhstan. Cleaning soils from oil contamination is becoming extremely important. Biological soil treatment, which uses hydrocarbon-oxidizing bacteria for microbiological remediation, is a more environmentally friendly and delicate method of soil treatment than any other currently used technology (physical, chemical, biological). One of the important aspects of microbiological remediation is the use of bacteria endomimic to the treated soil. This guarantees the most effective soil purification, as the bacteria perform in relatively optimal conditions for themselves. The soil of the Mangistau region, especially the coastal regions, is distinctive due to its high mineralisation and low moisture content, which have helped to form a specific microflora that is adapted to these conditions.

**Aim:** The study aims to search and isolate highly effective hydrocarbon-oxidizing bacteria that are native to highly mineralized soils of the Uzen oil field.

**Materials and methods:** The research employs a variety of analytical techniques, including water chemistry analysis and infrared spectrometry, as well as the microbiological culture of aerobic bacteria on liquid and dense media in environments (temperature and salinity) that closely resemble their native ecotopes.

**Results:** Four enrichment cultures of hydrocarbon-oxidizing bacteria were obtained, and three pure cultures of oil-oxidizing bacteria were isolated. Their hydrocarbon-oxidizing efficiency has been studied. On the basis of heavy, extremely viscous paraffinic oil from the Uzen field, their hydrocarbon-oxidizing efficiency was examined.

**Conclusion:** In this study, active enrichment cultures of halophilic hydrocarbon-oxidizing bacteria as well as active accumulative cultures of halophilic and moderately thermophilic aerobic bacteria were obtained. These bacteria are capable of oxidising a wide range of hydrocarbons, including high-molecular polycyclic and sulfur-containing compounds. Their high biotechnological potential will be studied in further studies.

**Keywords:** *oil-contaminated soil; hydrocarbon-oxidizing bacteria; oil, cultivation; oil destruction.*

## To cite this article:

Maksut DM, Bidzhiyeva SK, Bissenova MA, Ayapbergenov YO, Sabaldash VV. Study of biotechnological potential of hydrocarbon-oxidizing bacteria from oil-contaminated soils of the Uzen oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):112–123. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108722>.

ӨОЖ 504.062.4  
FTAХР 87.15.03

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108745>

Қабылданды: 12.04.2024

Мақұлданды: 27.08.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

# Өзен кең орнының мұнаймен ластанған топырақтарынан көмірсутектікті тотықтырғыш бактериялардың биотехнологиялық әлеуетін зерттеу

Д.М. Мақсұт, С.Х. Биджиева, М.А. Бисенова, Е.О. Аяпбергенов, В.В. Сабалдаш  
ҚМГ Инжиниринг «ҚазмұнайгазФЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Мұнай және мұнай өнімдерімен ластанған топырақтар Батыс Қазақстанның маңызды экологиялық проблемаларының негізгі көздерінің бірі болып табылады, сондықтан мұндай топырақтарды мұнай ластануынан тазарту ерекше маңызға ие. Қазіргі уақытта қолданылатын технологиялардың (биологиялық, физикалық, химиялық) барлық спектрінің ішінде көмірсутекті тотықтырғыш бактериялармен микробиологиялық ремедиацияны көздейтін топырақты биологиялық тазарту анағұрлым экологиялық және жұмсақ әдіс болып табылады. Микробиологиялық рекультивацияның маңызды аспектілерінің бірі - өңделетін топыраққа эндемикалық бактерияларды қолдану, бұл топырақты тиімді тазартуға кепілдік береді, өйткені ондағы бактериялар өздері үшін салыстырмалы түрде оңтайлы жағдайда жұмыс істейді. Маңғыстау облысының, атап айтқанда жағалау аймақтарының топырағының бірегейлігі жоғары минералдану және төмен ылғалдылық болып табылады, бұл осы жағдайларға бейімделген белгілі бір микрофлораның қалыптасуына ықпал етті.

**Мақсаты.** Зерттеу Өзен кен орнының жоғары минералданған топырағына тән жоғары тиімді көмірсутекті тотықтырғыш бактерияларды іздеуге және бөліп алуға бағытталған.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыста аэробты бактерияларды сұйық және қатты орталарда олардың табиғи экотоптарының жағдайына жақын жағдайларда (минералдану және температура) микробиологиялық өсіру, кумулятивтік және таза дақылдарды өсіру, микроскопия, сондай-ақ аналитикалық әдістер, мысалы, химиялық судың құрамын талдау, инфрақызыл спектроскопия қолданылады.

**Нәтижелері.** Өзен кен орнындағы ауыр, тұтқырлығы жоғары парафинді мұнай негізінде көмірсутекті тотықтырғыш аэробты бактериялардың төрт аккумуляциялық өсіндісі алынды, мұнай тотықтыратын галофильді бактериялардың үш таза өсіндісі бөлініп, олардың көмірсутекті тотықтырғыштық тиімділігі зерттелді.

**Қорытынды.** Бұл жұмыста көмірсутектердің кең спектрін, соның ішінде жоғары молекулалы полициклді және құрамында күкірті бар қосылыстарды тотықтыруға қабілетті, жоғары биотехнологиялық әлеуетімен сипатталатын галофильді және орташа термофильді көмірсутектерді тотықтырғыш бактериялардың белсенді жинақ түрлері, сондай-ақ галофильді көмірсутектердің жаңа штамдары алынды, олардың әлеуеті кейінгі жұмыста зерттеледі. Зерттелген өсінділер қысқа уақыт ішінде оның құрылымын, физикалық және химиялық қасиеттерін өзгерту арқылы мұнайдың айтарлықтай эмульсиялануына ықпал етті.

**Негізгі сөздер:** мұнаймен ластанған топырақ, көмірсутекті тотықтырғыш бактериялар, мұнай, культивация, мұнайды жою.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Мақсұт Д.М., Биджиева С.Х., Бисенова М.А., Аяпбергенов Е.О., Сабалдаш В.В. Өзен кең орнының мұнаймен ластанған топырақтарынан көмірсутектікті тотықтырғыш бактериялардың биотехнологиялық әлеуетін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 112–123 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108745>.

## Введение

Одной из важнейших экологических проблем Мангистауской области являются негативные последствия нефтедобычи в регионе: выбросы нефти в процессе бурения скважин, техногенные аварии на месторождении с возникновением открытых фонтанов, разливы при транспортировках, течь в нефтепроводах и пр. Попадая таким образом в окружающую среду, нефть способствует загрязнению литосферы, гидросферы и атмосферы.

Нефть, попавшая в грунт, становится причиной нарушения физико-химических свойств почвы, нарушается естественная гидратация и аэрация почвы, что приводит к нарушению или даже гибели экосистем. Загрязнённый грунт может служить источником вторичного загрязнения: испарение нефти приводит к попаданию в воздух токсичных соединений, при этом в почве остаются наиболее сложные высокомолекулярные соединения, и отдельные фракции способны просачиваться в глубину грунта. Это приводит к заражению токсинами грунтовых вод, которые могут быть занесены на большие расстояния и попасть в моря, реки и озера, что повлечёт отравление природных экосистем, нарушая их естественное функционирование. Потенциальную опасность для живых организмов также представляет накопление в них полициклических ароматических соединений нефти, которые имеют канцерогенное и мутагенное влияние [1].

В настоящее время применяется ряд технологий для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а именно термические, механические, химические и биологические методы [2]. Одним из наиболее эффективных и экологически безопасных методов является биологическая рекультивация загрязнённых грунтов, которая подразумевает применение методов биостимуляции, предполагающих активацию аборигенной микрофлоры обрабатываемых грунтов и методов биоаугментации, основанных на применении бактериальных препаратов на основе углеводородокисляющих бактерий (далее – УОБ).

Мангистауская область характеризуется резко континентальным и засушливым климатом, продолжительным и жарким летом (температура может достигать 42–47°C). Осадков выпадает крайне мало и преимущественно в тёплое время года. Среднегодовое количество осадков не превышает 130–180 мм. Почва представлена солончаками с содержанием соли до 2–4%, с очень низким содержанием влаги и органических соединений. Особенности региона способствуют формированию уникальной микрофлоры почв, а попадание в почву нефти и нефтепродуктов стимулирует бактерии к развитию специфических свойств, таких как устойчивость к токсичным

соединениям нефти и способность к окислению её компонентов [3].

Поскольку проблема углеводородного загрязнения окружающей среды в настоящее время имеет колоссальные масштабы, охватывая все нефтедобывающие регионы, поиск и изучение новых УОБ является на сегодняшний день сферой фокусировки фундаментальных и прикладных исследований с различной спецификацией.

Настоящая работа посвящена изучению углеводородокисляющей микрофлоры высокоминерализованных, загрязнённых нефтью грунтов месторождения Узень, а также поиску наиболее активных УОБ и исследованию их прикладного потенциала.

## Материалы и методы

Объектами исследований были образцы нефти и нефтезагрязнённых грунтов, отобранные на месторождении Узень. Образцы грунта отбирали стерильно в чашки Петри и хранили в холодильнике при температуре 4°C.

Нефтезагрязнённый грунт имел комковатую структуру, обильно пропитанную нефтью, цвет варьировал от светло- до тёмно-коричневого. Некоторые образцы характеризовались глинистой структурой.

## Микробиологические методы.

Накопительные культуры УОБ получали путём инкубирования образцов нефтезагрязнённого грунта в аэробные жидкие среды с минерализацией от 20 г/л до 55 г/л. Минерализацию среды варьировали в соответствии с условиями эксперимента. В 100 мл среды вносили 1 г образца грунта и 1 мл нефти. Культивирование проводилось при температуре 40°C в стационарном состоянии и на шейкере (100 об/мин) в течение 5–10 сут.

Для культивирования УОБ применялась среда следующего состава:  $K_2HPO_4$  – 1,5 г/л,  $KH_2PO_4$  – 0,75 г/л,  $NH_4Cl$  – 1 г/л,  $KCl$  – 0,1 г/л,  $MgSO_4 \cdot H_2O$  – 0,1 г/л,  $CaCl_2 \cdot H_2O$  – 0,02 г/л. Насыщенным раствором NaOH или 10%-ным раствором HCl доводили pH среды до 7.

Через 12 сут произвели пересев наиболее активных накопительных культур на свежие жидкие питательные среды. На тринадцатые сутки провели микроскопирование образцов грунта.

Для выделения чистых культур наиболее активные накопительные культуры из жидкой среды пересевали на плотные питательные среды с нефтью. При этом использованы среды с минерализацией 20 и 55 г/л, состав которых приведен выше, с добавлением агара (20 г/л). На плотные питательные среды в чашках Петри вносили нефть и распределяли стерильным шпателем по поверхности.

Затем 0,1 мл посевного материала вносили в чашки и распределяли методом истощающего штриха. Чашки культивировали в термостате в течение 5–7 сут при температуре 40°C. Затем из отдельных колоний производили пересев на чистую плотную питательную среду с нефтью с целью выделения чистых культур. Далее проводили микроскопирование чистых культур.

### **Аналитические методы**

**Приготовление водной вытяжки из почвы.** Пробы почвы массой 30 г, взвешенные с погрешностью не более 0,1 г, помещали в конические колбы. К пробам приливали по 150 мл дистиллированной воды. Почву с водой перемешивали в течение 3 мин и оставляли на 5 мин для отстаивания [4].

**Измерение pH почвы.** Для измерения pH почвы также готовили водную вытяжку из почвы. При этом часть почвенной суспензии, полученной из водной вытяжки, объемом 15–20 мл сливали в химический стакан вместимостью 50 мл и использовали для измерения pH.

Настройку pH-метра проводили по трём буферным растворам с pH 4,01, 6,86 и 9,18, приготовленным из стандарт-титров. Показания прибора считывали не ранее, чем через 1,5 мин после погружения электродов в измеряемую среду, после превращения дрейфа измерительного прибора. Во время работы настройку прибора периодически проверяли по буферному раствору с pH 6,86.

**Определение ионов карбоната и бикарбоната.** Для определения ионов карбоната и бикарбоната отбирали пипеткой 20 мл водной вытяжки в химический стакан и помещали стакан на магнитную мешалку. Бюретку заполняли раствором серной кислоты концентрации 0,02 моль/л. В пробу вытяжки погружали электродную пару и кончик дозирующей трубки бюретки. Пробу титровали до pH 8,3, и регистрировали расход кислоты. Затем продолжали титрование до 4,4. По окончании титрования регистрировали расход кислоты по бюретке. Массовую долю карбонат-иона и бикарбонат-иона вычисляли расчётным методом.

**Определение иона хлорида аргентометрическим методом по Морю.** Ионы хлорида титровали в водной вытяжке раствором азотнокислого серебра, который образует с ионом хлорида труднорастворимое соединение. Для установления конечной точки титрования в раствор добавляли хромат калия, который образует с избытком ионов серебра осадок, вызывающий переход окраски раствора от желтой к красно-бурой.

**Весовое определение иона сульфата.** Ионы сульфата осаждали раствором хлористого бария и взвешивали прокаленный

остаток. Для предотвращения осаждения карбоната, фосфата бария и других соединений анализируемую пробу подкисляли соляной кислотой [7].

**Определение ионов натрия.** С помощью пламенного фотометра определяли интенсивность излучения атомов определяемого элемента. Натрий определяют по аналитическим линиям 589,0 и 589,9 нм.

**Определение кальция и магния комплексометрическим методом.** Последовательным комплексометрическим методом ионы кальция титровали при pH 12,5–13, ионы магния – при pH около 10, с использованием кислотного хрома тёмно-синего в качестве металлоиндикатора.

**Экстракция и разделение нефти на фракции.** В 100 мл культуральной жидкости вносили 10 мл n-гексана, которым отмывали нефть со стенок колб и экстрагировали остатки нефти с поверхности жидкой среды. Через 10 мин отбирали 5 мл верхней безводной фракции углеводородов (далее – УВ). С помощью делительной колонки с силикагелем очищали нефть от механических примесей. Гексан служил подвижной фракцией при фильтрации. Отфильтрованные образцы оставляли при комнатной температуре для полного выпаривания гексана, после чего анализировали на инфракрасном (далее – ИК) спектрометре Фурье Agilent Cary 630 FTIR (США) в спектральном диапазоне ZnSe 4000–600 см<sup>-1</sup>.

## **Результаты и обсуждения**

### **Результаты исследования физико-химических свойств нефтезагрязнённых грунтов**

Химический анализ позволил выявить во всех образцах грунта высокое содержание ионов кальция и сульфата. Образец 4737 характеризовался также высоким содержанием натрий- и хлорид-ионов. В целом образец 4727 имел наибольшую минерализацию среди анализируемых образцов – около 5%. Все образцы имели слабощелочное значение pH (табл. 1).

### **Результаты стационарного культивирования**

При стационарном культивировании наблюдалось образование бактериальной плёнки на границах фаз «нефть – вода». Плёнка грязно белого цвета, хорошо сохраняла структуру и разрушалась при взбалтывании.

Накопительная культура 4737, полученная на питательной среде с минерализацией 20 г/л, визуальное оказывала наиболее значительное влияние на нефть: наблюдали изменение консистенции внесённой нефти, которая хо-

**Таблица 1. Физико-химические свойства образцов грунта**  
**Table 1. Physico-chemical properties of soil samples**

Показатель Parameter	Ед. изм. УоМ	Образцы / Samples		
		4375	5012	4737
Натрий-ион Sodium ion	ммоль в 100 г почвы mmol per 100 g of soil	17,8	6,8	59,9
Магний-ион Magnesium ion		2,8	1,8	4,5
Кальций-ион Calcium ion		29,0	41,0	47,8
Сульфат-ион Sulphate ion		14,0	10,4	22,2
Хлорид-ион Chloride ion		7,7	12,2	35,5
Бикарбонат ионы Bicarbonate ions		1,3	1,1	1,1
Карбонат ионы Carbonate ions		не обн.	не обн.	не обн.
Суммарная минерализация Total mineralisation		Мг-экв/100 г почвы mg-eq per 100 g soil	2049,0	1997,9
pH водной вытяжки pH of aqueous extract	-	7,5	7,6	7,6

не обн. / n.f. – не обнаружено / not found.

рошо смывалась со стенок, наблюдалось образование мелкодисперсной фракции нефти и остатков неокисленной нефти (рис. 1).

При визуальной оценке накопительных культур 4375 и 5012 значительных изменений в структуре нефти не наблюдали. Нефть со стенок не смывалась. Поскольку культура преимущественно была сформирована в плёнку, мутность среды была невысока.

### Результаты культивирования на шейкере

Накопительная культура 4737, полученная при минерализации 55 г/л, демонстрировала значительную, визуально оцениваемую деструкцию нефти. Нефть хорошо смывается со стенок. Существенная часть нефти была представлена в дисперсном состоянии. Наблюдается значительное помутнение среды. Культура светло-коричневого оттенка (рис. 2).

Накопительная культура 5012 имела слабую мутность бежевого цвета, нефть хорошо смывалась со стенок колбы. В среде наблюдалась мелкая дисперсия светлых оттенков. На поверхности среды отмечались сильно деградированные остатки нефти (рис. 3).

Накопительная культура 4375 имела светло-коричневый цвет. Нефть хорошо смывалась со стенок. В среде отмечались крупные остатки деградированной нефти. Среда имела существенную мутность. Наличие мелкодисперсной нефти не отмечалось (рис. 4).

### Микроскопирование образцов

Образец 5012. Наблюдаются кокки и короткие, прямые палочки.

Образец 4737 на 20 г/л. Наблюдаются короткие, прямые, неподвижные палочки, кокки, подвижные короткие палочки, длинные и изогнутые палочки, короткие, толстые, двоянные палочки.

Образец 4375. Наблюдаются кокки.

Образец 4737 на 55 г/л. Наблюдаются прямые палочки, кокки, длинные, тонкие, прямые палочки.

### Результаты посева

Наиболее активные культуры (4737 на 20 г/л и 55 г/л, 4375 на 55 г/л, 5012 на 55 г/л) были посеяны на чистые жидкие питательные среды с нефтью с целью более эффективной концентрации УОБ. Инкубирование проводили в течение 7 сут при температуре 40°C (рис. 1–4).

Образец 4737 на 55 г/л. Нефть практически полностью смывалась со стенок колбы, остатки присутствовали в среде в виде мелкой дисперсии. Среда светло-коричневого цвета.

Образец 4737 на 20 г/л. Нефть практически полностью смывалась со стенок колбы. При взбалтывании в среде наблюдается мелкая дисперсия нефти. Среда тёмно-коричневого цвета. На поверхности среды наблюдаются комки тяжёлых фракций нефти.

Образец 4375 на 55 г/л. Нефть практически полностью смылась со стенок колбы. Среда коричневого цвета. Комков на поверхности среды не наблюдается. Нефть в виде мелкой дисперсии растворена в среде.

Образец 5012. Нефть плохо отмылась от стенок. Наблюдается слабое помутнение среды. Нефть крупными комками распределена на поверхности среды.

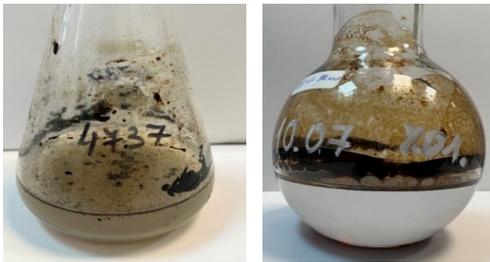
### Результаты посева на плотные питательные среды

Посев произведен методом серийных разведений. Культуры выедали нефть в виде зон просветления.

Образец 4375 (II) на 55 г/л. На чашках отмечалось появление зон просветления на нефти. Кроме того, сплошным газоном выросли мелкие прозрачные колонии. Наблюдаются мелкие коричневые колонии округлой формы с ровным краем.

Образец 4737 (II) на 20 г/л. Отмечались выеденные островки на нефти. Видны мелкие, прозрачные, круглые колонии.

Образец 5012 (II) на 55 г/л. Наблюдалось формирование сплошного газона мелких, прозрачных колоний. Также присутствовали колонии светло-коричневого цвета в малых количествах и колонии, похожие на пузырьки на нефти.

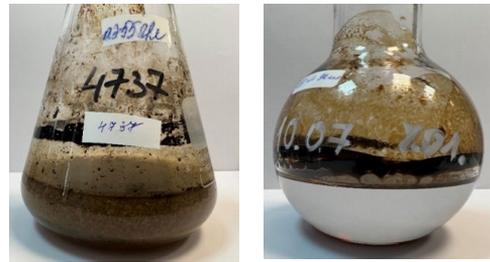


а)

б)

**Рисунок 1. Накопительная культура 4737, полученная на питательной среде с минерализацией 20 г/л**  
**Figure 1. Enrichment culture of 4737 obtained on nutrient medium with salinity 20 g/l**

а) опытный вариант / trial;  
 б) контрольный вариант / reference



а)

б)

**Рисунок 2. Накопительная культура 4737, полученная при минерализации 55 г/л**  
**Figure 2. Enrichment culture of 4737 obtained with salinity 55 g/l**

а) опытный вариант / trial;  
 б) контрольный вариант / reference

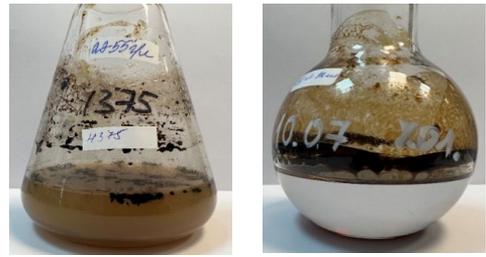


а)

б)

**Рисунок 3. Накопительная культура 5012, полученная при минерализации 55 г/л**  
**Figure 3. Enrichment culture of 5012 with salinity 55 g/l**

а) опытный вариант / trial;  
 б) контрольный вариант / reference

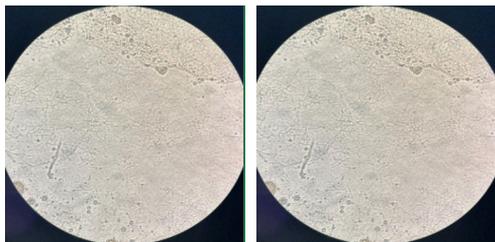


а)

б)

**Рисунок 4. Накопительная культура 5012, полученная при минерализации 55 г/л**  
**Figure 4. Enrichment culture of 5012 with salinity 55 g/l**

а) опытный вариант / trial;  
 б) контрольный вариант / reference



а)

б)

**Рисунок 5. Чистая культура углеводородокисляющих бактерий, полученная на плотной среде, штамм 4375**  
**Figure 5. Pure culture of hydrocarbon-oxidising bacteria obtained on dense medium, strain 4375**

а) колонии чистых культур / pure growth colonies;  
 б) нитчатые и палочковидные клетки в световом микроскопе с фазово-контрастным устройством при увеличении  $\times 1000$  / filamentous and rod-shaped cells in a light microscope with a phase-contrast device at  $\times 1000$  magnification

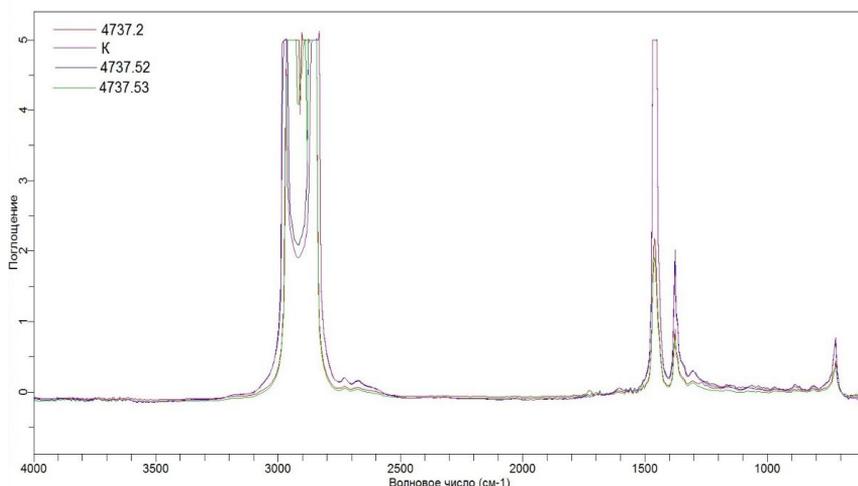
### Выделение чистой культуры

Из накопительной культуры 4375 выделили мелкие колонии светлых и темных оттенков, округлой формы с ровным краем.

Из накопительной культуры 5012 выделили мелкие колонии темных оттенков, округлой формы с ровным краем. При микроскопировании выделенных чистых культур наблюдали ветвящиеся, палочковидные и нитевидные бактерии (рис. 5).

### Результаты спектрометрического анализа состава нефти

Посредством ИК-спектроскопического исследования показано соотношение оптических плотностей основных полос поглощения, которое является содержательным показателем для сопоставления продуктов исследования. Таким образом, в анализируемых образцах показано присутствие ароматических УВ, нафтенов, изо- и н-парафинов, а также серо-



**Рисунок 6. ИК-спектры нефти месторождения Узень, экстрагированной из накопительных культур 4737/2, 4737/52 и 4737/53**

**Figure 6. Infrared spectra of the Uzen field oil extracted from enrichment cultures 4737/2, 4737/52 and 4737/53**

Контроль (К) – стерильная нефть / sterile oil

и кислородсодержащих гетерокомпонентов. Содержание выявленных групп соединений определялось с помощью спектральных коэффициентов.

Согласно полученным данным, наиболее интенсивные полосы поглощения наблюдаются при 1304, 1377, 1468 и 1600  $\text{см}^{-1}$ . Интенсивные полосы поглощения при 1377 и 1468  $\text{см}^{-1}$  относятся к валентным деформационным колебаниям  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - групп в парафиновых и циклопарафиновых УВ и характеризуют степень разветвленности парафинов. Также отмечено наличие высококонденсированных сильнозамещенных ароматических структур (2981, 1600  $\text{см}^{-1}$ ), в т.ч. с короткоцепочечными алкильными заместителями (720  $\text{см}^{-1}$ ), и насыщенных фрагментов (2980, 1468 и 1377  $\text{см}^{-1}$ ). Наличие пиков с максимумами при 2980 и 2870  $\text{см}^{-1}$  демонстрирует наличие соединений с алкильными заместителями ( $-\text{CH}_3$ ,  $-\text{CH}_2$ ) (рис. 6).

Необходимо отметить отсутствие интенсивности полос валентных колебаний групп  $\text{C}-\text{O}-\text{C}$  и  $\text{C}-\text{OH}$  в области 1000...2000  $\text{см}^{-1}$  и карбонильных групп в области 1600  $\text{см}^{-1}$ . Кислородсодержащие соединения в области спектров 1100...1300  $\text{см}^{-1}$  и ароматических структур при волновом числе 1030  $\text{см}^{-1}$  не фиксируются в изучаемых спектрах.

Особенностью ИК-спектров образцов является достаточно высокая интенсивность полос поглощения в области 3000...2800  $\text{см}^{-1}$ , отвечающих колебаниям связей в функциональных группах  $\text{O}-\text{H}$ ,  $\text{N}-\text{H}$ ,  $\text{C}=\text{O}$ ,  $\text{S}=\text{O}$ ,

что указывает на фрагменты фенола, карбазола, карбоновых кислот и сульфоксида (табл. 2).

На основе доступных литературных данных [4, 5] можно сделать вывод о том, что отношения оптических плотностей основных полос поглощения являются объективными и информативными показателями для образцов нефти. В ходе исследования были определены следующие показатели: ароматичность  $\text{C1} = \text{D1600}/\text{D721}$ , окисленность  $\text{C2} = \text{D1465}/\text{D1705}$ , осернённость  $\text{C3} = \text{D1036}/\text{D1465}$ , алифатичность и разветвленность  $\text{C4} = (\text{D721} + \text{D1377})/\text{D1600}$  и  $\text{C5} = \text{D1377}/\text{D1465}$  соответственно. Коэффициенты  $\text{C1}$  и  $\text{C4}$  характеризуют соотношение ароматических и n-парафиновых УВ,  $\text{C5}$  – степень разветвленности парафиновых цепей УВ, т.е. строение парафиновых фрагментов (табл. 3).

По данным табл. 2–3 видно, что распределение ароматических фрагментов в исследуемых пробах нефти неравномерно. Исследуемые образцы обогащены ароматическими соединениями, концентрированными циклановыми би-, три- и полициклическими структурами. Отмечена схожесть по структурному составу бициклических УВ в пробах К и 4737/53. В образце №4737/5 бициклические ароматические УВ отсутствуют. Схожую картину по содержанию трициклических ароматических УВ имели образцы К, 4737/2, 4737/52. Среди исследуемых образцов сумма фенантроновых ароматических УВ выше в образце 4737/53 и значительно ниже в 4737/5. Распределение

Таблица 2. Структурные группы нефти, экстрагированной из опытных и контрольных образцов  
Table 2. Structural groups of oil extracted from trial and reference samples

Спектральные коэффициенты / Spectral factors			Образцы / Samples				
			Контроль	4737/2	4375/5	4737/52	4737/53
Ароматические УВ Aromatic HCs	нафталины naphthalenes	1610/720	0,070	0,085	0,000	0,079	0,081
		1610/1460	0,012	0,017	0,000	0,012	0,017
		875/720	0,091	0,090	0,000	0,110	0,038
		875/1460	0,015	0,018	0,000	0,017	0,008
		1030/1460	0,010	0,016	0,000	0,017	0,004
	фенантрены phenanthrenes	875/750	0,625	0,129	0,000	0,572	0,063
		815/750	0,097	0,124	0,015	0,122	0,081
		815/1460	0,016	0,025	0,004	0,018	0,017
	полициклические polycyclic	815/875	1,067	1,375	0,000	1,108	2,133
		750/720	0,145	0,697	0,682	0,192	0,605
Нафтенy Naphthenes.	циклогексан cyclohexane	750/1460	0,024	0,142	0,192	0,029	0,126
		970/720	0,073	0,085	0,000	0,097	0,035
Степень разветвленности алканов Degree of branching of alkanes		970/1460	0,012	0,017	0,000	0,015	0,007
Алифатичность Aliphaticity		1380/1465	0,060	0,073	0,054	0,062	0,068
		(720+1380)/1600	19,431	15,868	0,000	17,767	16,469
Серосодержащие соединения Sulphur compounds.	C-S-связь C-S bond	1080/720	0,079	0,164	0,000	0,132	0,030
		1080/1460	0,013	0,034	0,000	0,020	0,006
	сульфоны sulphones	1160/720	0,115	0,164	0,021	0,139	0,071
		1160/1460	0,019	0,034	0,006	0,021	0,015
		1310/720	0,366	0,355	0,193	0,410	0,327
		1310/1460	0,060	0,073	0,054	0,062	0,068
Осернённость Sulphur content		1030/1465	0,010	0,016	0,000	0,017	0,004
C=O связь C=O bond		1700/1460	0,000	0,009	0,000	0,000	0,000

Таблица 3. Характеристика образцов нефти после инкубирования в присутствии УВ-окисляющих культур бактерий

Table 3. Parameters of oil samples after incubation in the presence of HC-oxidising bacterial cultures

Образец Sample	Спектральные коэффициенты / Spectral factors				
	C1	C2	C3	C4	C5
	ароматичность aromaticity	окисленность oxidation	осернённость sulphur content	н-парафины n-paraffins	разветвлённость degree of branching
	$D_{1600}/D_{720}$	$D_{1710}/D_{1465}$	$D_{1030}/D_{1465}$	$(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$	$D_{1380}/D_{1465}$
Контроль	0,070	0,000	0,010	46,397	0,373
4737/2	0,085	0,009	0,016	35,500	0,415
4375/5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,445
4737/52	0,079	0,000	0,017	46,517	0,407
4737/53	0,081	0,000	0,004	37,719	0,424

суммы полициклических ароматических УВ также равномерно: близкие значения у образцов 4737/2, 4375/5 и 4737/53, низкие у образцов К и 4737/52.

Наименьшее содержание ароматических УВ отмечено у образца 4375/5, высокое у образца 4737/53 и близкое у образцов К, №4737/2 и №4737/52.

По результатам изучения структурно-групповых составов отмечено присутствие нафтенов в виде циклоалканов. Состав и концентрация нафтенов в исследуемых образцах распределены неравномерно. Наблюдается отсутствие их в образце 4375/5, высокие концентрации и близкие значения в образцах 4737/2 и 4737/52.

Все исследуемые образцы содержат серосодержащие гетерокомпоненты, которые

также распределены неравномерно. при этом распределение сульфонов, меркаптанов и тиофенов равномерно распределены во всех образцах, кроме 4375/5, что говорит о высоком УВ-окислительном потенциале культуры (табл. 3).

Полученные спектры по окисленности указывают на отсутствие окисленных УВ как в контроле, так и в опытных образцах (табл. 3), за исключением культуры 4737/2, в которой детектировано незначительное содержание окисленных УВ. Данное явление относится к степени окислительных изменений в её составе, которое может быть вызвано воздействием кислорода или других окислительных процессов и реагентов.

## Заключение

На сегодняшний день исследования, ориентированные на решение экологических проблем, относятся к числу актуальнейших направлений научного познания.

В настоящей работе исследованы загрязнённые нефтью образцы грунта, которые имели плотную комковатую структуру тёмно-коричневого цвета, густо пропитанную тяжёлыми фракциями нефти. Образцы грунта были отобраны в местах, где происходят периодические свежие разливы нефти. Образцы характеризовались высокой минерализацией, что объясняется особенностями климата и гидрогеологией региона. Помимо исторических предпосылок, на минерализацию образцов может влиять вторичное засоление почв, когда в результате разлива нефти в почву попадает и морская вода, используемая для поддержания пластового давления при добыче. Так, образец 4737, который характеризовался большей минерализацией, может свидетельствовать о том, что разлив добываемых жидкостей (нефти и морской воды) в месте отбора данного образца происходил длительное время или с большей частотой, следовательно, и остатки нефти в данном образце более застарелые или содержатся в большем количестве. Высокая минерализация и значительное содержание высокомолекулярных, токсичных и трудно-деградируемых соединений нефти резко сокращает спектр живых организмов, способных выжить и адаптироваться в описанных условиях.

Микробиологическими методами получены четыре накопительные культуры УОБ, которые обладали разной активностью окисления нефти. За 7 суток культивирования при температуре 40°C наблюдалась значительная деструкция нефти, которая была очевидна даже визуально. Из полученных активных накопительных культур выделены три чистые культуры нефтеокисляющих бактерий, имевших форму ветвящихся палочек и нитей: два штамма из накопительной культуры 4375 и один штамм из культуры 5012. Новые штаммы в дальнейшем предстоит идентифицировать

и более детально исследовать их физиологические и биохимические особенности.

Остатки частично деградированной нефти были экстрагированы из накопительных культур и после предварительной подготовки проанализированы методом ИК-спектromетрии. Анализ показал, что наибольшая углеводородокисляющая активность характерна для культуры 4375/5, выращенной при минерализации 55 г/л и температуре 40°C. Нефть, экстрагированная из этого образца, не содержала нафталинов, нафтенов и алифатических фракций, что свидетельствует об их полном окислении УОБ. Также отмечаются значительные изменения во фракциях серосодержащих соединений и фенантронов, которые только частично подверглись бактериальному окислению.

Накопительная культура 4737 (были получены несколько вариаций этой культуры – 4737/2, 4737/52, 4737/53, выращенных при разной минерализации) не показала существенной активности. Незначительные изменения отмечались только во фракциях нафталинов и серосодержащих соединений.

Известно, что разветвлённые изопарафины имеют более сложную структуру и имеют боковые УВ-цепи. Такая структура делает эти соединения менее доступными для ферментных систем УОБ, вследствие чего, данная группа УВ либо совсем не подвергается биологическому окислению, либо окисляется в очень незначительной степени.

Таким образом, в работе получены активные накопительные культуры галофильных и умеренно термофильных УОБ, характеризующихся высоким биотехнологическим потенциалом, которые способны окислять широкий спектр УВ, в т.ч. высокомолекулярные полициклические и серосодержащие соединения.

Продолжается работа с чистыми культурами галофильных УОБ, выделенными в рамках настоящей работы. Запланированные детальные исследования будут направлены на выявление биотехнологического потенциала новых штаммов УВ-окисляющих бактерий.

## 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: Мақсұт Д.М. – проведение исследований, сбор и обработка экспериментальных данных, написание рукописи; Биджиева С.Х. – концепция и дизайн исследования, проведение

исследования, интерпретация результатов, редактирование рукописи; Бисенова М.А. – проведение исследования, детальный анализ и интерпретация результатов; Аяпбергенев Е.О. – детальный анализ и интерпретация результатов исследования; Сабалдаш В.В. – проведение 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: Dinara M. Maksut – conducting research, collecting and processing experimental data, writing the manuscript; Salimat Kh. Bidzhieva – conception and design of the study, conduct of the study, interpretation of results, editing of the manuscript; Miua A. Bissenova – conducting the trial, analysing and interpreting the results in detail; Yerbolat O. Ayapbergenov – detailed analysis and interpretation of study results; Valentina V. Sabaldash – conducting the trial.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Орлов Д.С., Малинина М.С., Мотузова Г.В., и др. Химическое загрязнение почв и их охрана. Москва : Агропромиздат, 1991. 303 с.
2. Салимгереев М.Ж., Аманязов Б.Т., Идрисова Э.К., Атемова Г.Т. Современные технологии (методы) рекультивации нефтезагрязнённых почв // Сборник научных трудов ТОО «КМГ Инжиниринг». 2020, № 1. С. 513–520.
3. Муканов Е., Имашева Д. Раздел охраны окружающей среды (РООС) в составе Биологического обоснования «Организация садкового рыбного хозяйства (СРХ) на закрепленном рыбохозяйственном участке: Каспийское море, 6-ой рыбохозяйственный район, участок №2 от местности Татьяна до залива Кендирли». Кокшетау: ТОО «АРЕКЕТ-2050».
4. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии // Вестник Казанского технологического университета. 2011. №9. С. 179–183.
5. Аяпбергенев Е.О., Ахметов А.Ф. Состав и структурные характеристики компонентов нефтебитуминозной породы месторождения Карасызь-Таспас // Башкирский химический журнал. 2016. Т. 23, №2. С. 20–25.

#### REFERENCES

1. Orlov DS, Malinina MS, Motuzova GV, et al. Khimicheskoye zagryazneniye pochv i ikh okhrana. Moscow: Agropromizdat; 1991. 303 p. (In Russ).
2. Idrissova EK, Artemova GT. Sovremennyye tekhnologii (metody) rekultivatsii neftezagryaznennykh pochv. *Sbornik nauchnykh trudov KMG Engineering LLP*. 2020;1:513–520. (In Russ).
3. Mukanov E, Imasheva D. Razdel ohrany okruzhayushchey sredy (ROOS) v sostave Biologicheskogo obosnovaniya "Organizatsiya sadkovogo rybnogo khozyajstva (SRH) na zakreplennom rybohozyaystvennom uchastke: Kaspiskoye more, 6-oy rybohozyajstvennyy rayon, uchastok №2 ot mestnosti Ta'yanka do zaliva Kendirli". Kokshetau: AREKET-2050 LLP. (In Russ).
4. Abdrafikova IM, Kayukova GP, Vanduykova II. Issledovaniye sostava asfal'tenov i produktov ikh fraktsionirovaniya metodom IK-Fur'e spektroskopii. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*. 2011;9:179–183. (In Russ).
5. Ayapbergenov EO, Akhmetov AF. Sostav i strukturnyye kharakteristiki komponentov neftebituminoznoy porodyy mestorozhdeniya Karasyaz'-Taspas. *Bashkir Chemical Journal*. 2016;23(2):20–25.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Мақсұт Динара Мақсұтқызы**  
 ORCID [0000-0002-1906-0498](https://orcid.org/0000-0002-1906-0498)  
 e-mail: [d.maksut@kmge.kz](mailto:d.maksut@kmge.kz)  
**Биджиева Салимат Хасановна**  
 канд. биол. наук  
 ORCID [0000-0002-7599-114X](https://orcid.org/0000-0002-7599-114X)  
 WoS Researcher ID: AAG-8177-2021  
 Scopus Author ID: 25947284600  
 elibrary 7756-8208  
 e-mail: [s.bidzhieva@kmge.kz](mailto:s.bidzhieva@kmge.kz)

#### AUTHORS' INFO

**\*Dinara M. Maksut**  
 ORCID [0000-0002-1906-0498](https://orcid.org/0000-0002-1906-0498)  
 e-mail: [d.maksut@kmge.kz](mailto:d.maksut@kmge.kz)  
**Salimat Kh. Bidzhieva**  
 Cand. Sc. (Biology)  
 ORCID [0000-0002-7599-114X](https://orcid.org/0000-0002-7599-114X)  
 WoS Researcher ID: AAG-8177-2021  
 Scopus Author ID: 25947284600  
 elibrary 7756-8208  
 e-mail: [s.bidzhieva@kmge.kz](mailto:s.bidzhieva@kmge.kz)

**Бисенова Миуа Аллабердыевна**

канд. биол. наук

ORCID [0000-0002-9117-0931](https://orcid.org/0000-0002-9117-0931)e-mail: [m.bisenova@kmge.kz](mailto:m.bisenova@kmge.kz).**Аяпберенов Ерболат Озарбаевич**ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

elibrary 8911-5755

e-mail: [e.ayapbergenov@kmge.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmge.kz).**Сабалдаш Валентина Валерьевна**ORCID [0009-0004-0158-1852](https://orcid.org/0009-0004-0158-1852)e-mail: [v.sabaldash@kmge.kz](mailto:v.sabaldash@kmge.kz).**Miua A. Bissenova**

Cand. Sc. (Biology)

ORCID [0000-0002-9117-0931](https://orcid.org/0000-0002-9117-0931)e-mail: [m.bisenova@kmge.kz](mailto:m.bisenova@kmge.kz).**Yerbolat O. Ayapbergenov**ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

elibrary 8911-5755

e-mail: [e.ayapbergenov@kmge.kz](mailto:e.ayapbergenov@kmge.kz).**Valentina V. Sabaldash**ORCID [0009-0004-0158-1852](https://orcid.org/0009-0004-0158-1852)e-mail: [v.sabaldash@kmge.kz](mailto:v.sabaldash@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

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

## 1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz), ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись

направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

## 2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение \*.doc, \*.docx, \*.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК<sup>1</sup>, МРНТИ<sup>2</sup>, тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуются использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык<sup>3</sup>. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (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.

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

<sup>3</sup> Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования 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. **Подписуточные 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 нередактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (эдебиеттер 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](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](http://vestnik-ngo.kz), previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The

manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

### 2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have \*.doc, \*.docx, \*.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC<sup>1</sup>, CSCSTI<sup>2</sup>, type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part,

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format<sup>3</sup>.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “\*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. The initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size

10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name (“Fig. 1”, “Table 2”).

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how

<sup>3</sup> Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading “INFORMATION ABOUT THE AUTHORS” (“ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ”,

АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ” is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold. An asterisk (“\*”) to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line “\*Corresponding author” (“\*Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку”) is provided after the “Information about authors” section.

**The page margins** should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

### **1. Мақалаларды жариялау ережелері**

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz) журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. 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. ӨОЖ<sup>1</sup>, ФТАХР<sup>2</sup>, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні,

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://gnti.ru/>

авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне<sup>3</sup> аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «\*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӨОЖ), ФТАХР (CSCSTI, ФТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, ФТАХР кейін, Arial шрифтпен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді 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 шрифтіңде, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтіңде, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген

<sup>3</sup> Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

**13. Суреттер мен кестелер мәтіндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

**14. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. 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](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

**15. Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-)ЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтпен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтпен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («\*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «\*Хабар алмасуға жауапты автор/ Corresponding author» («\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

**Бет жиектері** келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

Подписано в печать 30.09.2024 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](http://www.zharkyn.kz)