

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА  
**ВЕСТНИК**



Научно-практический журнал

Том 6, №1 (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, № 1 (2024)**

Астана 2024

# Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

## Том 6, № 1 (2024)

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

### Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»  
АО «НК «КазМунайГаз»

### Главный редактор

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

### Члены редколлегии

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

**Ответственный секретарь**  
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

### Почтовый адрес:

г. Астана,  
ул. Дінмұхамед Қонаев,  
здание 8

тел. +7-7172-60-90-26

e-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

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

## Содержание

### ГЕОЛОГИЯ

#### Нурабаев Н.

Геологическое строение и нефтегазоносные системы  
казахстанского сектора Каспийского моря  
Южно-Мангышлакского осадочного бассейна..... 5

#### Чакликов А.Е., Коробкин В.В., Исмаилов А.А., Буслов М.М., Тулемисова Ж.С.

Специфика геологического строения Алакольского бассейна  
и выбор конструкции буровых скважин..... 18

#### Асилбеков Б.К., Калжанов Н.Е., Бекбау Б.Е., Болысбек Д.А.

Расчёт характеристик образцов горных пород на основе  
их изображений с применением алгоритмов глубокого  
машинного обучения ..... 35

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

#### Каиргельдина Л.К., Сарсенбекұлы Б.

Альтернативные методы теплового повышения нефтеотдачи:  
обзор..... 50

### БУРЕНИЕ

#### Исмаилова Э.Р.

Разработка концепции самозалечивания для поддержания  
целостности цементной крепи скважин. Теория и практика ..... 64

#### Бекен А.А., Ибраев А.Е., Жетруов Ж.Т., Елемесов А.С., Жолдыбаева А.Т.

Автоматический подбор зон для бурения нагнетательных  
скважин-кандидатов ..... 74

#### Габдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.А., **Каиржанов А.Е.**, Измуханбетов А.Б., Блгалиев Р.Н.

Интегрированный подход в геомеханическом моделировании  
месторождения Урихтау для оптимизации проектирования  
скважин ..... 87

### НЕФТЕХИМИЯ

#### Сатенов К.Г., Ткенбаев С.М., Ташенов Ж.А., Ахметов Ж.Е., Кадыров С.Р.

Процессы регенерации метанола из водометанольных  
растворов в нефтегазовой промышленности..... 99

### ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

#### Кайырманова Г.К., Асылбек А.Е., Исламова А.Р., Ерназарова А.К., Абитбекова А.У., Шаймерденова У.Т.

Приемы консервации перспективных в нефтяной промышленности  
бактерий для сохранения биологических свойств ..... 110

Требования к статьям научно-практического журнала  
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»..... 120

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой  
отрасли Казахстана» ..... 127

### Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 17609-Zh

#### Founder

KMG Engineering LLP  
KazMunayGas NC JSC

#### Chief Editor

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

#### Members of the editorial board

Karabalin U.S., D. Sc.  
(Engineering), Deputy Chief Editor

Ogay E.K., D. Sc. (Engineering), Deputy Chief Editor

Ibrashev K.N., CanD. Sc. (Engineering)

Kuandykov B.M., D. Sc. (Geology and Mineralogy)

Kulekeyev Zh.A., CanD. Sc. (Economics)

Umraliyev B.T., D. Sc. (Engineering)

Munara A., Ph.D. of Geological Sciences

Sarmurzina R.G., D. Sc. (Chemistry)

Nurtayeva G.K., D. Sc. (Pedagogics), CanD. Sc. (Chemistry)

Ismailov F.S., Ph.D. of Engineering Sciences, Azerbaijan

Agzamov F.A., D. Sc. (Engineering), Russia

Abilkhasimov Kh.B., D. Sc. (Geology and Mineralogy)

Gabdullin M.T., CanD. Sc. (Physics and Mathematics),

Ph.D. of Plasma Physics

Pyatibratov P.V., CanD. Sc. (Engineering), Russia

#### Responsible secretary

Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

#### Address:

Building 8, Dinmukhamed Konayev Str., Astana

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

e-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP  
KazMunayGas NC JSC

## Contents

### GEOLOGY

#### Nurabayev N.

Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin .....5

#### Chaklikov A.Ye., Korobkin V.V., Ismailov A.A., Buslov M.M., Tulemissova Zh.S.

Specifics of the Geological Structure of the Alakol Basin and the Choice of Drilling Well Design .....18

#### Assilbekov B.K., Kalzhanov N.Ye., Bekbau B., Bolysbek D.A.

Calculation of the characteristics of rock samples based on their images using deep machine learning algorithms .....35

### OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

#### Kairgeldina L.K., Sarsenbekuly B.

Alternative Methods of thermal Oil Recovery: A Review .....50

### DRILLING

#### Ismagilova E.R.

Development the self-healing concept for well cement support integrity maintenance. Theory and practice .....64

#### Beken A.A., Ibrayev A.Ye., Zhetruov Zh.T., Yelemessov A.S., Zholdybayeva A.T.

Automatic selection of sites for drilling candidate injection wells .....74

#### Gabdullin A.G., Tauashev R.Z., Gubashev S.A., Kairzhanov A.Ye., Izmukhanbetov A.B., Bigaliev R.N.

An Integrated Approach to Geomechanical Modeling of the Urikhtau Oil and Gas Condensate Field to Optimize Well Design .....87

### PETROCHEMISTRY

#### Satenov K.G., Tkenbayev S.M., Tashenov Z.A., Akhmetov Zh.Ye., Kadyrov S.R.

Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry .....99

### ENVIRONMENTAL PROTECTION

#### Kaiyrmanova G.K., Asylbek A.Ye., Islamova A.R., Yernazarova A.K., Abitbekova A.U., Shaimerdenova U.T.

Conservation techniques for promising bacteria in the oil industry to preserve biological properties .....110

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice .....122

Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry.....128



# Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

## 6 том, № 1 (2024)

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

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

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

**Редакциялық алқа мүшелері**  
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.  
докт., бас редактордың орынб.  
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.  
бас редактордың орынб.  
Ибрашев К.Н., техн. ғылым.  
канд.

Қуандықов Б.М., геол.-мин. ғыл.  
докт.

Құлекеев Ж.А., экон. ғылым.  
канд.

Өмірәлиев Б.Т., техн. ғылым.  
докт.

Мұнара А., геология жөніндегі  
PhD

Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.  
докт.

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

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

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

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

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

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

**Атқарушы хатшы**  
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

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

**website: vestnik-ngo.kz**

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

## Мазмұны

### ГЕОЛОГИЯ

#### Нұрабаев Н.

Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің  
қазақстандық секторының геологиялық құрылысы және  
мұнай-газ жүйелері ..... 5

#### Чакликов А.Е., Коробкин В.В., Исмаилов А.А., Буслов М.М., Түлемісова Ж.С.

Алакөл алабының геологиялық құрылымының ерекшелігі  
және бұрғыру ұңғымаларының құрылымын таңдау ..... 18

#### Асылбеков Б.Қ., Қалжанов Н.Е., Бекбау Б.Е., Болысбек Д.Ө.

Терең машиналық оқыту алгоритмдерін қолдана отырып,  
олардың кескіндері негізінде тау жыныстары үлгілерінің  
сипаттамаларын есептеуге әдеби шолу ..... 35

### МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

#### Қайыргелдина Л.К., Сарсенбекұлы Б.

Мұнай өндіруді жылумен арттырудың балама әдістері: шолу .. 50

### БҰРҒЫЛАУ

#### Исмагилова Э.Р.

Ұңғымалардың цемент бекіткіштерінің тұтастығын сақтау  
үшін өзін-өзі емдеу тұжырымдамасын әзірлеу.  
Теория және практика ..... 64

#### Бекен А.А., Ибраев А.Е., Жетруов Ж.Т., Елемесов А.С., Жолдыбаева А.Т.

Айдау ұңғымалар-кандидаттарын бұрғылауға арналған  
аймақтарды автоматты түрде таңдау ..... 74

#### Ғабдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.Ө., Қайыржанов А.Е., Ізмұханбетов А.Б., Блғалиев Р.Н.

Ұңғымаларды жобалауды оңтайландыру үшін Өріқтау  
кен орнының геомеханикалық модельдеудегі  
интеграцияланған тәсіл ..... 87

### МҰНАЙ ХИМИЯСЫ

#### Сатенов Қ.Ф., Ткенбаев С.М., Ташенов Ж.Ө., Ахметов Ж.Е., Қадыров С.Р.

Мұнай-газ өнеркәсібіндегі су метанолды ерітінділерден  
метанолды регенерациялау процестері ..... 99

### ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

#### Қайырманова Г.Қ., Асылбек Ә.Е., Исламова А.Р., Ерназарова Ә.Қ., Өбітбекова А.Ұ., Шаймерденова Ұ.Т.

Биологиялық қасиеттерін сақтау үшін мұнай өнеркәсібінде  
перспективалы бактерияларды сақтау әдістері ..... 110

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»  
ғылыми-практикалық журналының мақалаларына  
қойылатын талаптар ..... 124

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»  
журналының редакциялық алқасының құрамы ..... 129

**УДК 550.8.05**  
**МРНТИ 38.53.23**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Получена: 23.01.2024.

Одобрена: 12.03.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

---

## Научный обзор

### Геологическое строение и нефтегазоносные системы казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна

**Н. Нурабаев**

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются результаты исследования геологического строения мезозойских отложений казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна. Данная работа включала в себя анализ существующих геолого-геофизических данных с целью описания характеристик нефтегазоносных элементов. Проанализированы основные особенности условий осадконакопления нефтематеринских пород, коллекторов и покрышек. Определены ключевые зоны источников углеводородов на территории казахстанского сектора Каспийского моря. Приведена корреляция существующих скважин для определения региональных покрышек и основных трендов осадконакопления коллекторов.

**Ключевые слова:** казахстанский сектор Каспийского моря, нефтегазоносные элементы, Южно-Мангышлакский осадочный бассейн, депоцентры, геологическое строение.

#### Как цитировать:

Нурабаев Н. Геологическое строение и нефтегазоносные системы казахстанского сектора Каспийского моря Южно-Мангышлакского осадочного бассейна // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 5–17. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

**UDC 550.8.05**  
**CSCSTI 38.53.23**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Received: 23.01.2024.

Accepted: 12.03.2024.

Published: 31.03.2024.

---

## **Review article**

### **Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin**

**Nurlan D. Nurabayev**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### **ABSTRACT**

This article discusses the results of a study of the geologic structure of Mesozoic sediments in the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin. This paper includes an analysis of existing geological and geophysical data aimed at describing the characteristics of petroleum system elements. The main features of the sedimentation conditions of oil source rocks, reservoirs, and caps have been analyzed. The key hydrocarbon source zones in the territory of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea have been determined. The correlation of existing wells to determine regional covers and main trends in reservoir sedimentation has been provided.

**Key words:** *Kazakhstan sector of the Caspian Sea; petroleum system elements; South Mangyshlak sedimentary basin; depocenters; geological structure.*

#### **To cite this article:**

Nurabayev N. Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):5–17. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

**ӨОЖ 550.8.05**  
**ҒТАХР 38.53.23**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>

Қабылданды: 23.01.2024.

Мақұлданды: 12.03.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

---

## **Ғылыми шолу**

### **Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының геологиялық құрылысы және мұнай-газ жүйелері**

**Н. Нұрабаев**

*ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан*

#### **АННОТАЦИЯ**

Бұл мақалада Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының мезозой шөгінділерінің геологиялық құрылысын зерттеу нәтижелері қарастырылады. Бұл жұмыс мұнай-газ элементтерінің сипаттамаларын сипаттау мақсатында қолданыстағы геологиялық-геофизикалық деректерді талдауды қамтыды. Мұнай-аналық жыныстардың, коллекторлар мен жамылғылардың шөгінді жиналу жағдайларының негізгі ерекшеліктері талданды. Каспий теңізінің қазақстандық секторының аумағында көмірсутек көздерінің негізгі аймақтары анықталды. Аймақтық жамылғылар мен коллекторлардың шөгінді жиналу негізгі тенденцияларын анықтау үшін қолданыстағы ұңғымалардың корреляциясы келтірілген.

**Негізгі сөздер:** *Каспий теңізінің қазақстандық секторы, мұнай-газ элементтері, Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейні, депоцентрлер, геологиялық құрылыс.*

#### **Дәйексөз келтіру үшін:**

Нұрабаев Н. Оңтүстік Маңғышлақ шөгінді бассейнінің Каспий теңізінің қазақстандық секторының геологиялық құрылысы және мұнай-газ жүйелері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 5–17 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108707>.

## Введение

Современное развитие геологии характеризуется активным изучением строения морских и океанических шельфовых областей, в т.ч. относительно небольших внутриконтинентальных морей. Изучение этих водоёмов является необходимым для выяснения закономерностей их строения и развития и более глубокого понимания геологии прилегающих к ним регионов с целью поиска углеводородов (далее – УВ). Особое место среди континентальных водоёмов Средней Азии занимает Каспийское море, которое до сих пор не полностью изучено, в особенности в отношении структурных элементов восточной и западной частей моря и положения отдельных структур.

Каспийское море – один из крупнейших регионов мира, известный своей высокой нефтегазоносностью. По характеру рельефа и гидрологическим особенностям в пределах казахстанского сектора Каспийское море обычно подразделяют на Северный и Центральный (Средний) Каспий. Центральная часть казахстанского сектора Каспийского моря (далее – КСКМ) представляется уникальным регионом с богатым потенциалом, обусловленным тем, что нефтегазоносные элементы Южно-Мангышлакского осадочного бассейна (далее – ЮМОБ) – ключевого осадочного бассейна региона – находят своё продолжение на морской части. За последние 30 лет проведения геологоразведочных работ на акватории ЮМОБ были открыты месторождения нефти и газа, такие как Хвалыинское, Центральное, Ракушечное-море.

В данной статье рассмотрены геологические особенности нефтегазоносных элементов средней части Каспийского моря в пределах ЮМОБ в КСКМ, а также данные и результаты предыдущих исследований. На основе данных научных изысканий проведен анализ нефтегазоносных комплексов ЮМОБ континентальной части и шельфа Каспийского моря.

## Площадь исследования

Район исследований охватывает КСКМ и прилегающие территории на суше (рис. 1). Общая площадь акватории КСКМ в пределах ЮМОБ составляет более 55 тыс. км<sup>2</sup>.

Обе части КСКМ, Северный и Центральный (Средний) Каспий, обладают своим уникальным характером и гидрологическими особенностями.

Глубина воды в пределах Центрального Каспия варьируется от 20 м в районе мыса Сегынды до 600 м у южной границы территориальных вод Казахстана. Рельеф дна моноклинально погружается в юго-западном

направлении и осложнён подводными оползнями, каньонами и реликтами древних речных долин.

До 1990 г. на исследуемой территории была изучена только восточная, сухопутная часть в районе Песчаномысско-Ракушечного поднятия, что позволило определить продуктивность отложений юры, триаса и палеозоя. Более того, значительная часть продуктивных отложений мезозойского комплекса, вероятно, расположена в акватории Каспийского моря [1].

В 1994–1997 гг. в КСКМ были проведены сейсморазведочные работы, в результате которых были обнаружены локальные структуры Нурсултан, Ракушечное-море, Аль-Фараби, Улутау, Кетик, Акмола, Женис и Сары-Арка. Сеть профилей МОГТ-2D (метод общей глубинной точки) была уточнена до густоты 16x16, 8x8 и иногда 4x4 км. Начиная с 1995 г., в западной части акватории Северного и Среднего сектора российской части Каспийского моря проводились широкомасштабные сейсморазведочные работы, в результате которых было обнаружено 15 перспективных структур, таких как Хвалыинская, Центральная и др., расположенных на границе территории Казахстана [2].

В начале 2000 г. на структуре Хвалыинской была пробурена первая разведочная скважина, в результате чего были получены промышленный приток газоконденсата с отложений нижнемеловых и верхнеюрских горизонтов и непромышленный приток нефти с оксфорд-келловейской пачки. В 2008 г. в приграничной части территории Казахстана была заложена разведочная скважина на структуру Центральная, которая открыла залежи УВ в неокомских и верхнеюрских отложениях [3].

По результатам проведенных в 2008–2009 гг. полевых сейсморазведочных работ на структурах Нурсултан и Ракушечное-море было уточнено строение этих структур. В 2010 г. на структуре Ракушечное-море была пробурена поисково-разведочная скв. R-1, которая достигла глубины 2600 м и вскрыла триасовые отложения. После бурения и проведения геофизических исследований, опробования открытого ствола методом модульного динамического испытания пласта и взятия глубинных проб были обнаружены залежи нефти и газа в отложениях апт-неокома и верхней юры [4].

В 2012 г. на структуре Нурсултан была пробурена поисково-разведочная скв. N-1 с проектной глубиной 3300 м до триасовых отложений. Однако бурение было прервано на глубине 2894 м из-за катастрофического поглощения бурового раствора. В ходе испытания скважины были обнаружены притоки газа из нижнемеловых отложений [4].

**Тектоно-литостратиграфическая характеристика района**

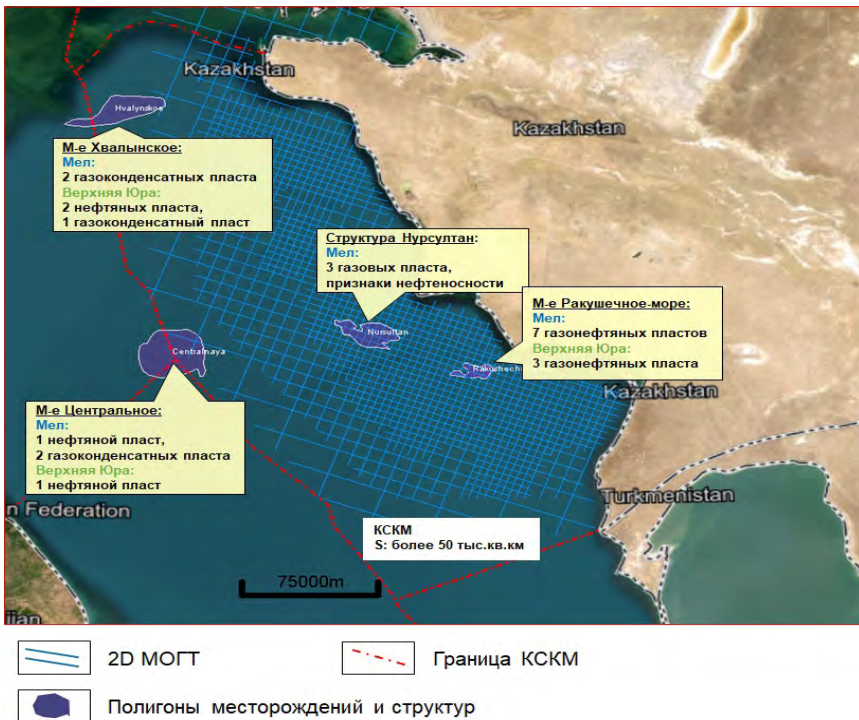
Фундамент Центральной части Каспийского моря представлен герцинской аккрецией, состоящей из различных деформированных пород среднего и позднего палеозоя. Позднепермско-триасовая рифтовая система перекрывает фундамент; рифтовая система заполнена как обломочными, так и карбонатно-вулканическими породами [5]. Нижние и среднеюрские отложения, являющиеся основной толщей рифтовой системы, представлены терригенными породами континентально-морского типа, с прослойками угля, обогащенными органическим веществом. В нижней части юрских отложений породы являются в основном континентальными и постепенно переходят к прибрежно-морским отложениям в средней юре. Во время широко распространенной трансгрессии в келловей-киммериджское время на исследуемой территории аккумуляровались сланцы и карбонаты [6].

Титонский интервал представлен на всей площади карбонатными породами – в основном доломитами с прослойками ангидрида и известняками. Меловые отложения, преимущественно морские, состоят из неоконских терригенных пород с прослойками карбона-

тов, мощного апт-альбского терригенно-обломочного материала, мощной карбонатной пачки верхнего мела. Палеоцен-эоценовые породы в верхней части платформенной толщи представлены мощными мелководными отложениями. Основной причиной таких отложений палеоцен-эоценовых пород является влияние быстрорастущего Большого Кавказского складчатого пояса. Данная толща достигает максимальной мощности 4–6 км в переднем углублении вдоль горного фронта (западная часть Среднего Каспия, побережье Дагестана и Азербайджана). Последовательность начинается с майкопской толщи олигоцен-нижнемиоценового возраста – мощного сланцевого разреза. Глубоководные чёрные сланцы, обогащённые керогеном II типа, являются основной материнской породой месторождений западного побережья Каспийского моря. На территории КСКМ глубина залегания майкопских глин достигает 1 км, мощность палеоцен-эоценовых пород варьируется от 200 до 800 м [7].

**Локальные депоценты и инверсионная тектоника Центрального Каспия**

По данным региональных исследований восстановления тектонического движения



**Рисунок 1. Обзорная карта  
Figure 1. Overview map**



плит Центрального Каспия (ресторации) в пермтриасе, непосредственно к югу от Мангышлакской зоны деформаций существует вторая, меньшая по размеру, параллельная система рифтогенеза Туаркыр-Карауданская (рис. 3). Данный рифтогенез обусловлен Туаркырской зоной разлома, простирающейся в направлении северо-запад – юго-восток. На рис. 4 оконтурены и условно обозначены 5 локальных депоцентров по кровле пермтриасовой системы, в т.ч. западный и восточный Сегендык, Туаркыр, Ракушечный, Година. Депоцентры Година, Ракушечный и Туаркыр расположены на одной линии, и распределение осадков контролируется Туаркырской зоной разломов. Расположение депоцентров Сегендык определяется по краевому киммерийскому разлому с восточным и западным падениями Песчаномысского блока. Северо-Сегендыкский участок расположен на лежачем боку южного, ведущего края Южно-Мангышлакского надвигового пояса (рис. 2).

Все вышеперечисленные участки осадконакопления испытали конседиментационное и послеседиментационное сокращение различной степени во время множественных эпизодов раннетриасовых сокращений и инверсий, связанных с закрытием Палеотетиса и Неотетиса. Имеются значительные различия депоцентров, расположенных вдоль Туаркырской зоны разломов, по отложениям и толщам триасовых отложений (рис. 2). На протяжении большей части юрского, мелового и неогенового периодов данный регион испытывал компрессионные сжатия слабой и средней интенсивности. Сжатия были направлены в крест Мангышлакского осадочного бассейна оси западного – северо-западного простираения [8].

### **Нефтегазоматеринские породы, коллекторы, региональные и внутриформационные покрывки**

#### *Нефтегазоматеринские породы*

Существуют два интервала нефтегазоматеринских пород, которые предположительно заполняют УВ мезозойские коллекторы на Центральном Каспии. К ним относятся триасовый комплекс и отложения юры.

#### *Триас*

В работе региональных исследований Центрального Каспия приводится обобщённая стратиграфическая колонка по отложениям триаса, составленная на основе данных по стратиграфии и биостратиграфии скв. Жетыбай Южный 4 и Жетыбай 25 [10], расположенных на суше (рис. 5). Триасовые отложения несогласно залегают местами на интрузивных и вулканических породах, местами на кварцитах и деформированных породах верхне-

пермского возраста, при этом сложены двумя ярко выраженными стратиграфическими пачками индско-оленинского и анизийско-ладинского возрастов. Обе эти пачки состоят из следующих типов отложений: в основании фации от континентальных до прибрежно-морских, в середине – ограниченно морские фации, выделяющиеся по поверхности затопления, наверху – континентальные и прибрежно-морские фации. В толще триаса выделяют несколько несогласий в соответствии со стратиграфическими и сейсмическими данными.

По данным сейсморазведки, на территории среднего Каспия полный разрез триасовых отложений сконцентрирован в локальных депоцентрах, таких как впадина Ракушечная и Година. Данные впадины ранее не были вскрыты скважинами. На сейсмическом профиле (рис. 6, а) представлена интерпретация отражающих горизонтов впадины Годины. На данном профиле видно, что среднетриасовые отложения размывы в юго-западной части, и нет соответствующих отражений среднетриасового комплекса. По ранее пробуренным поисково-разведочным скважинам на территории исследования были построены литофациальные карты среднего и верхнего триаса (рис. 6, б). В среднетриасовое время на территории современного Песчаномысско-Ракушечного поднятия отложения накапливались в условиях глубоководной части, к моменту верхнего триаса произошла смена условий осадконакопления с карбонатов среднетриасового возраста на терригенные породы.

На основе сейсмической характеристики, в районе морских пермтриасовых отложений впадины Година (рис. 6) предполагается наличие нефтегазоматеринских пород, интерпретируемых как индские отложения. Наличие материнской породы в оленекском ярусе предполагается на основе биостратиграфии и литологии наземных скважин Южного Мангышлака (Темир-Баба 1П, Аккар Северный 14, Жетыбай 25, Узень 1Т, Шақырган Восточный 2П, Ракушечная 6). Месторождение Жетыбай Южный сложено карбонатными коллекторами триаса и терригенными коллекторами юры, питаемыми из оленекских пород, представленных битуминозными известняками. Ладинские нефтегазоматеринские породы были выделены на основе геохимических данных по наличию прибрежно-морских и ограниченно морских фаций в скв. Аккар Северный 14 и Ракушечная 23 [6].

На рис. 7 представлен морской сейсмический профиль, проходящий через полуграбен в районе Година. Предполагается, что перед рифтогенезом были отложены пермтриасовые речные терригенные породы индского возраста.

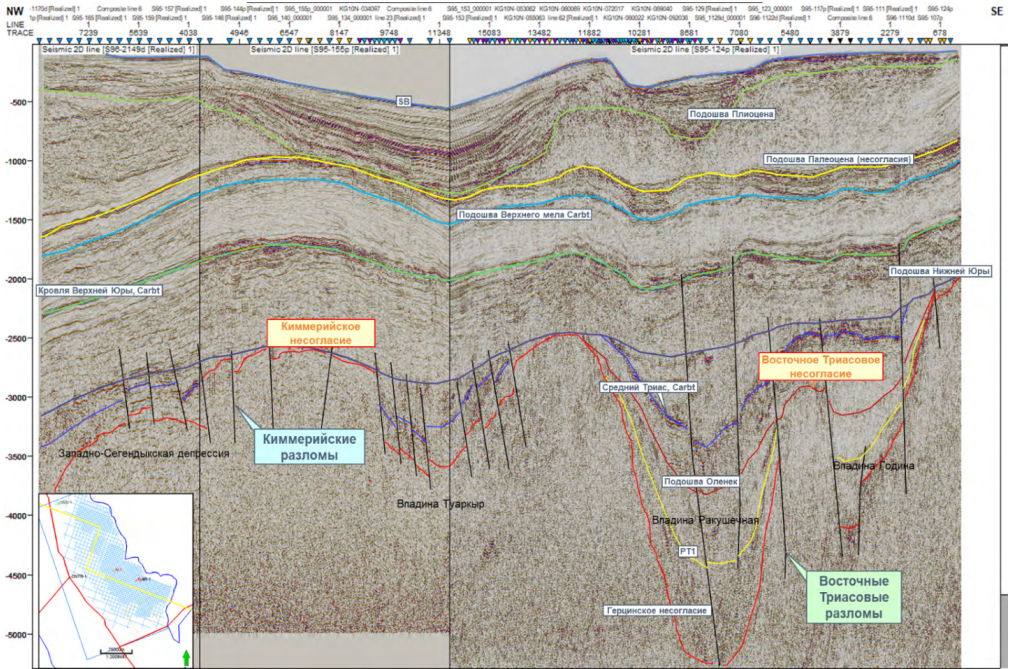


Рисунок 2. Построенный композитный сейсмический профиль северо-запад – юго-восток  
 Figure 2. Completed northwest-southeast composite seismic reflection profile

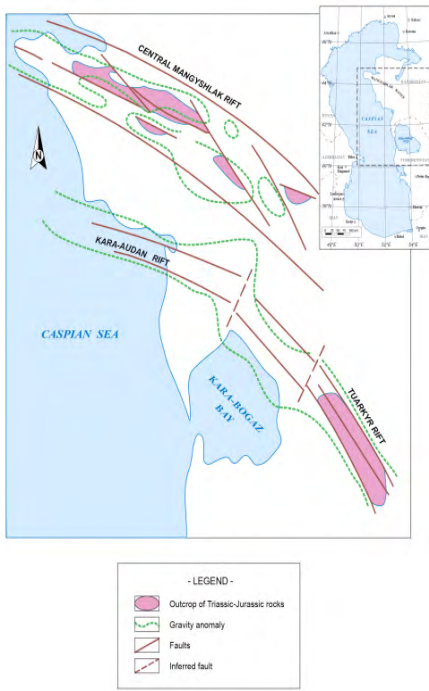


Рисунок 3. Обзорная карта расположений Караудан-Туаркырской рифтовой зоны [9]  
 Figure 3. Overview map of the Karaudan-Tuarkyr rift zone locations [9]

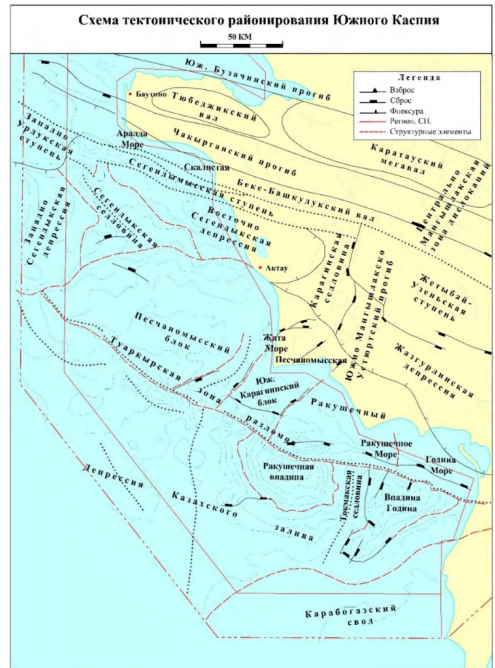
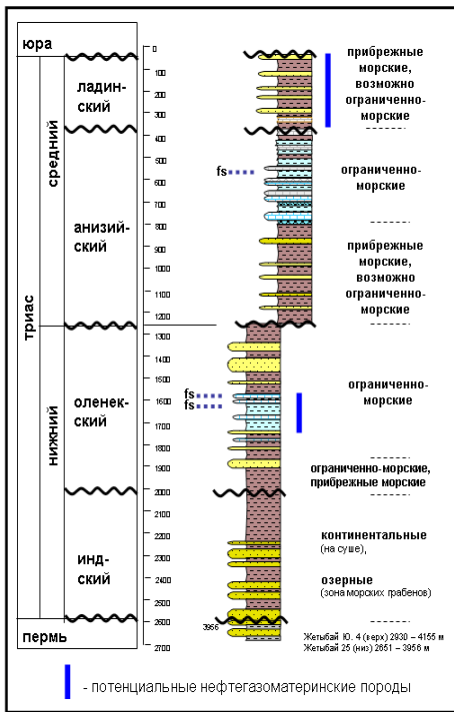


Рисунок 4. Схема тектонического районирования казахстанского сектора Каспийского моря [1]  
 Figure 4. Tectonic classification plan of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea [1]





**Рисунок 5. Разрез скв. Жетыбай Южный 4 и Жетыбай 25 [10]**  
**Figure 5. Sections of Zhetysay Yuzhny 4 and Zhetysay 25 wells [10]**

По мере развития полуграбена откладывались озерные слоистые глины, а речные осадки проградировали от краевых поднятий к юго-востоку, в сторону Карабогазского свода. После рифтогенеза (от кровли инда до кровли триаса) происходило отложение ограниченно морских и глубоководных морских фаций карбонатных и терригенных пород, а также неморских терригенных отложений. Возможно, выделенные в море слоистые глины индского яруса, оленекские морские карбонаты и глины, а также ладинские переходные морские карбонаты и озерные глины являются материнской породой.

**Юра**

Нижний юрский отдел в целом состоит из неморских отложений, а в подошве тоарского яруса залегают преимущественно речные отложения. По обнажениям в горах Каратау видно, что тоарский ярус отделяется от ааленского локальным угловым несогласием. В ааленское время доминируют речные отложения. Батские и байосские породы состоят из переходных морских и открыто морских кремнистых терригенных отложений. Эти отложения часто являются дельтовыми и прибрежно-морскими. Келловейский ярус состоит из переходных морских или открыто

морских кремнистых терригенных отложений, над которыми залегают интервал оксфордских морских глинисто-карбонатных отложений от оксфордского до титонского (волжского) ярусов, представленных известняками, доломитами и мергелями морских и ограниченно морских фаций.

По геохимическому анализу существующих на территории КСКМ месторождений отмечается высокий потенциал нефтегенерации среднеюрских аргиллитов с содержанием органического углерода (Сорг.) до 0,9% и следующими параметрами пиролиза: сумма УВ, образовавшихся при крекинге, S2 = 0,61–1,39 мг/г, водородный индекс HI = 100–376 мгУВ/кг. Верхнеюрские отложения представлены известняками с Сорг. до 3,10%, с резко возрастающими показателями пиролиза: S1 = 0,48–3,72 мг/г (показывает долю исходного генетического потенциала), S2 = 1,27–16,55 мг/г. Верхнеюрские породы соответствуют главной зоне нефтеобразования (градация катагенеза МК2) по пробуренным скважинам месторождения Хвалынское [3].

На структуре Центральная, по данным геохимии, нефтематеринскими породами являются отложения верхней и нижней юры с содержанием органического углерода 7,6% и 3,83% соответственно [3].

**Коллекторы**

Для Северного и Центрального Каспия первичными коллекторами являются речные и дельтовые пески от байосского до келловейского ярусов; к вторичным коллекторам относятся аптско-альбские песчаники береговой линии. К коллекторам также относятся верхнеюрские известняки (например, месторождение Хвалынское и неокомские речные дельтовые пески) [3].

Средняя юра. Среднеюрские коллекторы на суше ЮМОБ сложены бат-байосскими речными и дельтовыми песками. В восточном направлении тренд осадконакопления речно-дельтовых песчаных тел имеет тенденцию снижения, идёт процесс проградации осадконакопления и увеличения глинистого материала в сторону Каспийского моря, но условие осадконакопления сохраняется. Например, байосские речные пески слабо коррелируют между собой в скважинах на площади КСКМ, в то время как песчаники окраинно-морских и морских фаций в верхней толще батского яруса коррелируют лучше (рис. 8). На площади КСКМ бат-байосские коллекторы представлены толщей переслаивающихся песчаников и глин. Эти пески интерпретируются как отложения фронта дельты и распределительных русел рек [11]. На основе изучения обнажений пород в горах Каратау, в т.ч. палеотечений и структур со следами осадконакопления, было выявлено,

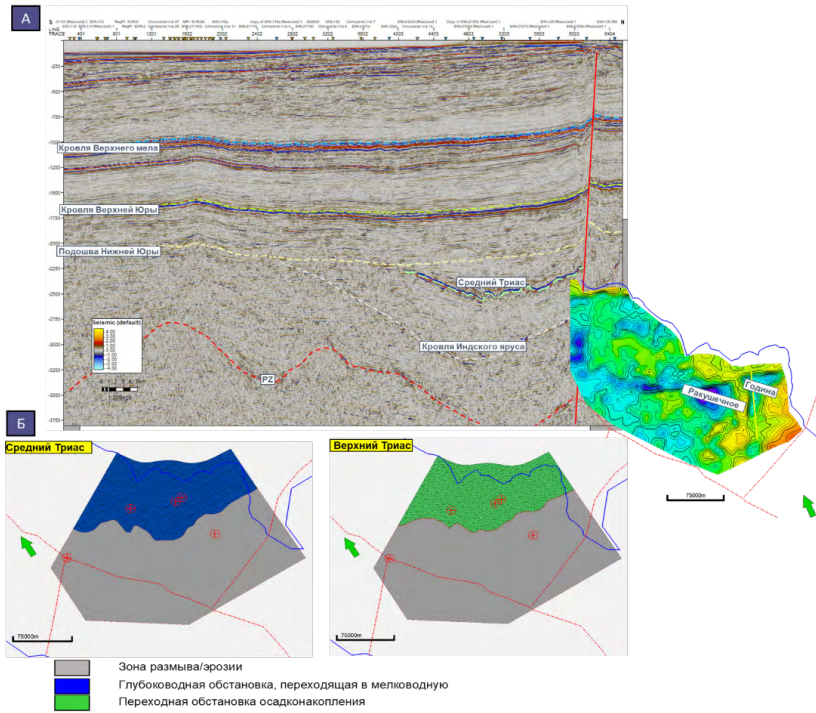


Рисунок 6. Сейсмофациальный анализ территорий КСКМ

Figure 6. Seismic facies analysis of the territories of Kazakhstani Sector of the Caspian Sea  
а) сейсмический профиль L95115 через впадину Година / L95115 seismic line through the Godin Basin;  
б) литолого-фациальные карты по среднему и верхнему триасу // lithologic and facies maps of the middle and upper Triassic

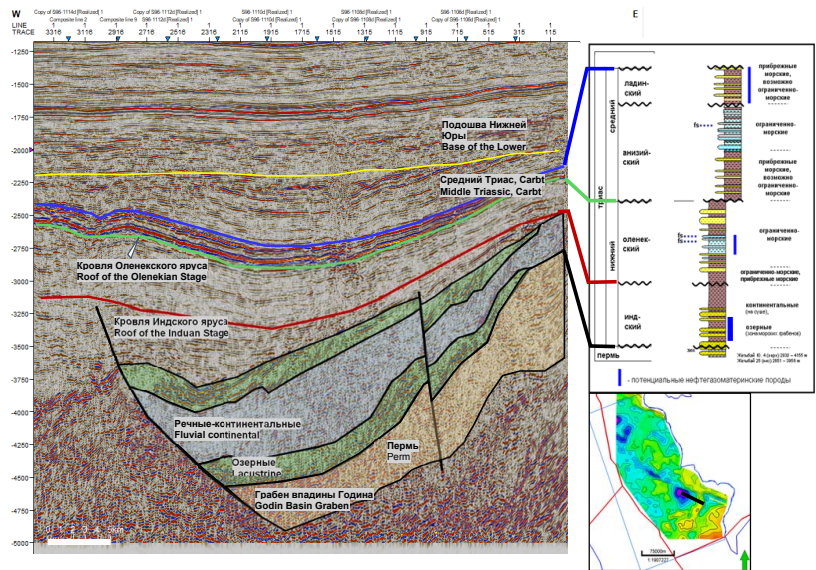


Рисунок 7. Профиль S96-2127d, иллюстрирующий сейсмическую характеристику индских фаций потенциальных материнских пород  
Figure 7. Profile S96-2127d illustrating seismic characterization of Indus facies of potential source rocks

что на осадконакопление речных дельт сильное влияние оказывает деятельность отливных приливных вод [8].

На основе региональных исследований значение коэффициента песчаности изменяется в пределах 27–70%, и оно в целом уменьшается в направлении от суши (с востока) к морю (на запад).

К месторождениям на суше, по которым ведётся добыча из среднеюрских терригенных коллекторов, относятся Тенге, Жетыбай и Узень.

**Верхняя юра.** В титонских и кимериджских ярусах отложения в пределах Центрального Каспия состоят из морских ограниченных доломитов и известняков. Доломитовые отложения имеют хорошие коллекторские свойства с развитой вторичной пористостью. Титонские доломиты легко прослеживаются во всех скважинах КСКМ (рис. 9). По результатам исследований коллекторских свойств скважин структуры Хвалынская, открытая пористость доломитовых коллекторов варьируется от 15% до 30%. Известняки верхней юры высокоплотные, с открытой пористостью до 7%. На структуре Центральная доломитовые отложения имеют такую же динамику фильтрационно-емкостных свойств, как и на месторождении Хвалынское. Доломитовые отложения и его коллекторские свойства контролируются степенью перекристаллизации и окремнения зерен известняка.

**Нижний мел.** В аптском и альбском ярусах отложения в пределах Центрального Каспия состоят из мелководных морских песчаников береговой линии и морских глин. Эти песчаники являются потенциальными вторичными коллекторами. Аптские песчаники легко прослеживаются в скважинах КСКМ (рис. 9). По форме каротажных кривых в этих скважинах были выделены проградирующие пески и глины береговой линии, аналогичные классическим парапоследовательностям береговой линии.

В подошве залегают трансгрессивные глины, представляющие региональную поверхность затопления, затем по направлению к кровле увеличивается содержание песка. Для аптских отложений значения коэффициента песчаности изменяются в пределах 14–63%, уменьшаясь в направлении с востока на запад.

**Региональные и внутриформационные покрывки**

В Центральном Каспии выделено несколько региональных и внутриформационных покрывок. Интервал верхнеюрских пород и ниже лежащих оксфорд-келловейских глин, состоящих из морских фацлий, имеет региональное распространение и является потенциальной покрывкой для среднеюрских коллекторов на территории Северного и Центрального

Каспия. Также являются потенциальными региональными покрывками неокомские и аптские глины нижнего мела. Кроме того, внутри толщи средней юры и нижнего мела имеются пласты глин, которые также являются внутриформационными покрывками для коллекторов.

Базальные неокомские морские глины, отложенные во время регионального затопления, являются ещё одной потенциальной покрывкой. Эти глины коррелируют регионально в скважинах Центрального Каспия.

В Центральном Каспии ярко выделяются верхнемеловые сеноманские глины, которые хорошо отслеживаются регионально по акватории КСКМ (рис. 9).

### Заключение

Резюмируя тектоно-литостратиграфическую характеристику района, основной потенциал нефтегазоносного комплекса мезозойского чехла Центрального Каспия казахстанского побережья предположительно сконцентрирован возле локальных депозитов, вдоль Туаркырской разломной зоны, впадин Година, Туаркыр, Ракушечное.

Анализируя условия осадконакопления мезозойских комплексов суши Мангышлака и акваторий Каспийского моря, прослеживается единый тренд условий осадконакопления. Данный тренд доказан открытыми месторождениями на суше и на шельфе Каспийского моря.

Депозиты КСКМ не были вскрыты скважиной, но существующая сейсмическая картина вместе с аналогами пробуренных скважин триасового комплекса на суше даёт основные предположения о строении и заполнении данных впадин. Сейсмическая картина полуграбена Година имеет две толщи, различные по анализу отражающих амплитуд; по аналогии с месторождением Жетыбай данные толщи проинтерпретированы как озерные и речные толщи индского яруса. Основной карбонатный репер отражающего горизонта среднего триаса прослеживается в данных депозитов.

Литостратиграфический разрез среднеюрских отложений Центрального Каспия имеет тенденцию к увеличению глинистости, что негативно влияет на коллекторские свойства в Центральном Каспии.

Геохимия структур Центральная и Хвалынская даёт основание полагать, что отложения средней и нижней юры имеют хороший потенциал на образование УВ. Данная толща является основным источником генерации УВ месторождений.

По результатам анализа существующих месторождений на КСКМ целевыми горизон-



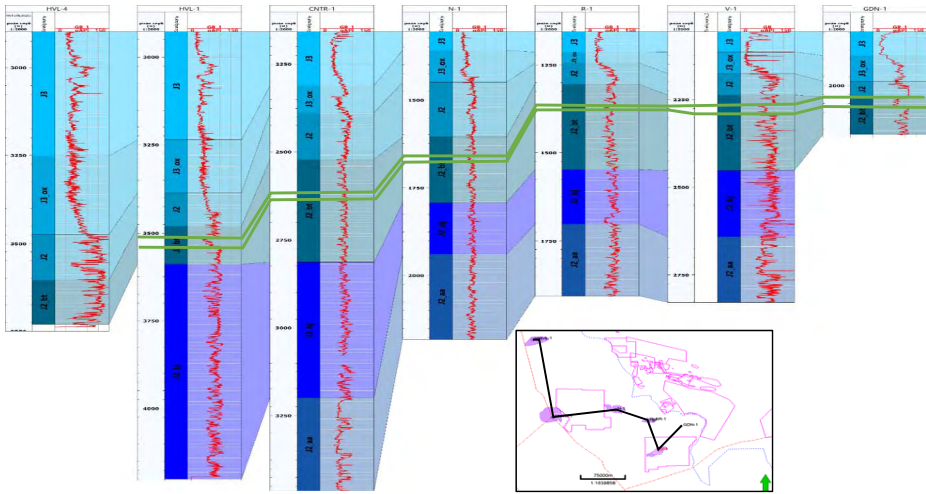


Рисунок 8. Региональная корреляция среднеюрских отложений по территории Центрального Каспия

Figure 8. Regional correlation of Middle Jurassic sediments across the Central Caspian Sea area

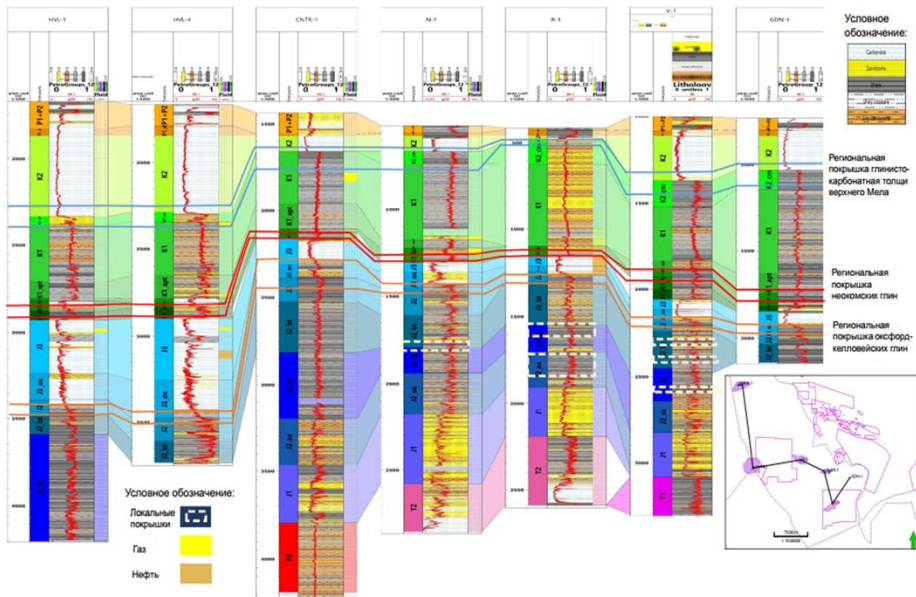


Рисунок 9. Региональная корреляционная схема скважин КСКМ

Figure 9. Regional correlation diagram of wells in the Central part of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea

тами на УВ являются карбонатные породы верхней юры и нижнемеловые терригенные породы, но и не исключается потенциал нефтегазоносности триасового комплекса, по аналогии с месторождениями суши Мангышлака.

С точки зрения дальнейшего геологического изучения перспективной для исследования является приразломная зона

Туаркыр. Это связано с наличием нефтематеринских пород юрского возраста и возможным наличием нефтематеринских пород триаса в депоцентрах, а также в данной зоне коллекторские свойства титонских доломитов пород улучшены за счёт разломных зон.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

**Competing interests.** The author declares that they have no competing interests.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Отчет по результатам работ по I этапу исследований Мезозойского комплекса казахстанского сектора Каспийского моря. Соглашение об оказании технических услуг между АО НК «КазМунайГаз» и Chevron Exploration Kazakhstan B.V., 2007.
2. Отчет о региональных и поисковых сейсморазведочных работах Консорциума «Казхстанкаспийшельф» в казахстанском секторе Каспийского моря в 1994–96 гг. с приложениями. Алматы : АО «Казхстанкаспийшельф», 1997.
3. Отчет «Комплексный анализ керна и пластовых флюидов из скважины № 1 Хвалынской и Центральной площади». Волгоград : ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», 2008.
4. Отчет «Анализ и обобщение промысловых материалов по результатам бурения разведочной скважины N-1 на структуре Нурсултан». Астана : ТОО «Н Оперейтинг Компани», 2012.
5. Отчет «Нефтяная геология и углеводородный потенциал казахстанского сектора Каспийского моря» с приложениями. Лондон : Robertson Research International Limited, 1998.
6. Оруджева Д.С., Попков В.И., Рабинович А.А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангышлака // Геология нефти и газа. 1985. №4.
7. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А., и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Алматы : Комитет геологии и охраны недр, 2005.
8. Gomez-Perez I., Kelly S.R.A. Mesozoic stratigraphy of the Mangystau Mountains (Kazakstan). Fieldwork Report. CASP Central Caspian Project. Mesozoic sediment dispersal patterns in the Central Caspian Basin, 2005. Report No. 5. GGIS No. 525A18609.
9. Dercourt J., Gaetani M., Vrielynck B., et al. *Atlas Peri-Tethys*, Paleogeographic maps. Paris : Commision for the Geologic Map of the World, 2000.
10. spglobal.com [internet]. S&P Global. Commodity Insights. Дата обращения: 09.09.2023. Доступ по ссылке: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en>
11. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, former Soviet Union. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-A. Denver, Colorado : US Department of the Interior, 2001. Supersedes Open-File Report 99-0050-B.

**REFERENCES**

1. Otchet po rezul'tatam rabot po I etapu issledovaniy Mezozoyskogo kompleksa kazakhstanskogo sektora Kaspiyskogo morya. Soglasheniye ob okazanii tekhnicheskikh uslug mezhdru AO NK «KazMunayGaz» i Chevron Exploration Kazakhstan B.V.; 2007. (In Russ).
2. Otchet o regional'nykh i poiskovykh seismorazvedochnykh rabotakh Konsortsiama «Kazakhstankaspishelf» v kazakhstanskom sektore Kaspiyskogo morya v 1994–96 gg. s prilozheniyami. Almaty: Kazhstankaspiyshelf; 1997. (In Russ).
3. Otchet «Kompleksnyy analiz kerna i plastovykh flyuidov iz skvazhiny № 1 Khvalynskoy i Central'noy ploshchadi». Volgograd: LUKOIL-Nizhnevolzhskneft; 2008. (In Russ).
4. Otchet «Analiz i obobshcheniye promyslovykh materialov po rezul'tatam bureniya razvedochnoy skvazhiny N-1 na strukture Nursultan». Astana: N Operating Company; 2012. (In Russ).
5. Otchet «Neftyanaya geologiya i uglevodorodnyy potentsial kazakhstanskogo sektora Kaspiyskogo morya» s prilozheniyami. London: Robertson Research International Limited; 1998.
6. Oруджева DS, Попков VI, Рабинович AA. Novye dannye o geologicheskomo stroenii i perspektivakh neftegazonosnosti doyrskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka. *Geologiya nefiti i gaza*. 1985;4. (In Russ).
7. Vocalevskiy ES, Bulekbaev ZE, Iskuzhiev BA, et al. *Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kazahstana*. Almaty: Komitet geologii i ohrany nedr; 2005.
8. spglobal.com [internet]. S&P Global. Commodity Insights [cited 2023 Sept 9]. Available from: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en>.
9. Dercourt J, Gaetani M, Vrielynck B, et al. *Atlas Peri-Tethys, Paleogeographic maps*. Paris: Commision for the Geologic Map of the World; 2000.

10. Gomez-Perez I, Kelly SRA. Mesozoic stratigraphy of the Mangystau Mountains (Kazakhstan). Fieldwork Report. CASP Central Caspian Project. Mesozoic sediment dispersal patterns in the Central Caspian Basin; 2005. Report No. 5. GGIS No. 525A18609.

11. Ulmishek GF. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, former Soviet Union. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-A. Denver, Colorado: US Department of the Interior; 2001. Supersedes Open-File Report 99-0050-B.

#### **ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**Нурабаев Нурлан Дауленулы**  
e-mail: [n.nurabayev@kmge.kz](mailto:n.nurabayev@kmge.kz).

#### **AUTHOR'S INFO**

**Nurlan D. Nurabayev**  
e-mail: [n.nurabayev@kmge.kz](mailto:n.nurabayev@kmge.kz).

УДК 551.7, 622.24

МРНТИ 38.53.23, 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>

Получена: 06.12.2023.

Одобрена: 23.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Научный обзор

### Специфика геологического строения Алакольского бассейна и выбор конструкции буровых скважин

А.Е. Чакликов<sup>1</sup>, В.В. Коробкин<sup>1</sup>, А.А. Исмаилов<sup>1</sup>, М.М. Буслов<sup>2</sup>, Ж.С. Тулемисова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казахстанско-Британский Технический Университет, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

#### АННОТАЦИЯ

На основании геолого-геофизических данных составлен литолого-стратиграфический разрез фундамента и чехла Алакольского бассейна с детализацией литолого-палеогеографических обстановок. Выделены нефтематеринские комплексы, коллекторы и покрышки. Обоснована схема тектонического районирования, приведены структурные характеристики разломов и литолого-фациальные особенности разреза. Установлена сложная многостадийная тектоническая эволюция. Выделены потенциально перспективные стратиграфические нефтегазоносные комплексы: юрский (мезозой) и верхний девон (фамен), нижний карбон, пермский (палеозой). Глубинное строение региона иллюстрируется геолого-геофизическим разрезом. Проведена корреляция стратиграфического диапазона углеводородного потенциала Алакольского бассейна. Обоснован вероятностный прогноз на поиски углеводородного сырья. На этой геолого-геофизической основе разработана конструкция буровой скважины и намечено её положение для вскрытия пород чехла и фундамента.

**Ключевые слова:** Алакольский бассейн, структурно-тектонический анализ, литолого-стратиграфический разрез, стратиграфическая корреляция, литолого-палеогеографические реконструкции, углеводородный потенциал, конструкция буровой скважины.

#### Как цитировать:

Чакликов А.Е., Коробкин В.В., Исмаилов А.А., Буслов М.М., Тулемисова Ж.С. Специфика геологического строения Алакольского бассейна и выбор конструкции буровых скважин // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 18–34. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>.

UDC 551.7, 622.24

CSCSTI 38.53.23, 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>

Received: 06.12.2023.

Accepted: 23.02.2024.

Published: 31.03.2024.

---

## Review article

### Specifics of the Geological Structure of the Alakol Basin and the Choice of Drilling Well Design

Akhan Ye. Chaklikov<sup>1</sup>, Valeriy V. Korobkin<sup>1</sup>, Abdulakhat A. Ismailov<sup>1</sup>,  
Mikhail M. Buslov<sup>2</sup>, Zhamal S. Tulemissova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>The Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

<sup>2</sup>The Institute of Geology and Mineralogy named after V.S. Sobolev SB RAS, Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia

#### ABSTRACT

Based on geological and geophysical data, a lithological and stratigraphic section of the basement and sedimentary cover of the Alakol basin was compiled, detailing the lithological and paleogeographic settings. Oil source rocks, reservoirs and seals are identified. The tectonic zoning scheme is substantiated, the structural characteristics of the faults and the lithologic-facial features of the section are given. A complex multi-stage tectonic evolution has been identified. Potentially promising stratigraphic oil and gas complexes have been identified – Jurassic (Mesozoic) and Upper Devonian (Famennian) – Lower Carboniferous-Permian (Paleozoic). The deep structure of the region is illustrated by a geological and geophysical section. The correlation of the stratigraphic range of hydrocarbon potential of the Alakol basin was carried out. A probabilistic forecast for the search for crude hydrocarbons is substantiated. On this geological and geophysical basis, the design of the borehole was developed and its position for opening the cover and basement rocks was outlined.

**Keywords:** *Alakol basin; structural-tectonic analysis; lithologic-stratigraphic section; stratigraphic correlation; lithological and paleogeographic reconstructions; hydrocarbon potential; borehole design.*

#### To cite this article:

Chaklikov AY, Korobkin VV, Ismailov AA, Buslov MM, Tulemissova ZS. Specifics of the Geological Structure of the Alakol Basin and the Choice of Drilling Well Design. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):18–34. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>.



ӨОЖ 551.7, 622.24

ҒТАХР 38.53.23, 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>

Қабылданды: 06.12.2023.

Мақұлданды: 23.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Ғылыми шолу

### Алакөл алабының геологиялық құрылымының ерекшелігі және бұрғыру ұңғымаларының құрылымын таңдау

А.Е. Чакликов<sup>1</sup>, В.В. Коробкин<sup>1</sup>, А.А. Исмаилов<sup>1</sup>, М.М. Буслов<sup>2</sup>, Ж.С. Түлемісова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Қазақ-Британ техникалық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Геология-минералогия институты. В.С. Соболев РҒА СБ, Новосібір ұлттық зерттеу мемлекеттік университеті, Новосібір қаласы, Ресей

#### АННОТАЦИЯ

Геологиялық-геофизикалық деректер негізінде Алакөл алабының іргетасы мен жамылғысының литологиялық және стратиграфиялық кесіндісі құрастырылып, литологиялық және палеогеографиялық қондырғылар толық сипатталған. Мұнай көздерінің кешендері, қабаттар мен тығыздағыштар анықталған. Тектоникалық аудандастыру схемасы негізделді, бұзылулардың құрылымдық сипаттамалары және учаскенің литологиялық-беттік ерекшеліктері келтірілген. Күрделі көп сатылы тектоникалық эволюция белгіленді. Потенциалды перспективалы стратиграфиялық мұнай-газ кешендері анықталды – юра (мезозой) және жоғарғы девон (фамен) – төменгі карбон-пермь (палеозой). Аймақтың терең құрылымы геологиялық-геофизикалық кесіндімен суреттелген. Алакөл алабының көмірсутектік әлеуетінің стратиграфиялық диапазонының корреляциясы жүргізілді. Көмірсутек шикізатын іздеудің ықтималды болжамы негізделген. Осы геологиялық және геофизикалық негізде ұңғыманың жобасы әзірленіп, оның қақпақ пен іргетас жыныстарын ашуға арналған орны белгіленді.

**Негізгі сөздер:** Алакөл алабы, құрылымдық-тектоникалық талдау, литологиялық-стратиграфиялық кесінді, стратиграфиялық корреляция, литологиялық және палеогеографиялық қайта құрулар, көмірсутек потенциалы, бұрғылау ұңғымасының құрылымы.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Чакликов А.Е., Коробкин В.В., Исмаилов А.А., Буслов М.М., Түлемісова Ж.С. Алакөл алабының геологиялық құрылымының ерекшелігі және бұрғыру ұңғымаларының құрылымын таңдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №1, 18–34 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108695>.

**Введение**

Алакольский бассейн (далее – АБ) расположен на юго-востоке казахстанского сегмента герцинской Джунгаро-Балхашской складчатой системы [1–5]. По периферии АБ ограничен Главными Джунгарским (далее – ГДР) и Чингизским (далее – ГЧР) региональными разломами (рис. 1,2). АБ является северо-западным окончанием Джунгарского нефтегазоносного бассейна Китая [3, 6–8]. АБ со всех сторон ограничен горными хребтами, сложенными преимущественно палеозойскими (от кембрийских до пермских), офиолитовыми, островодужными и аккреционными комплексами пород. Главными тектоническими элементами герцинской Джунгаро-Балхашской складчатой системы являются тектонические блоки, ограниченные разломами. Они состоят из фрагментов протерозойской континентальной коры и неопротерозойско-палеозойских субдукционно-аккреционных комплексов, зачастую перекрытых мезозойскими осадочными образованиями (рис. 1–3) [3–24].

Целями исследования являются обоснование и выбор конструкции буровой скважины в АБ. Для достижения цели проведена корреляция стратиграфического диапозона углеводородного потенциала АБ и Джунгарского бассейна Китая. Перспективность на нефть и газ АБ в зонах погружения фундамента обусловлена рядом факторов:

- увеличенная толщина отложений карбона, перми, триаса, нижней юры, обогащённых органическим веществом, в разрезе которых имеются горизонты угля;
- погружение кровли фундамента имеет ступенчатый характер и контролируется динамикой ГДР и ГЧР;
- прогнозируемые ловушки различного типа будут концентрировать углеводороды (далее – УВ) на путях региональной миграции.

**Литолого-стратиграфические особенности разреза и прогнозная нефтегазоносность**

Литолого-стратиграфические обстановки АБ представлены последовательностью в соответствии с рис. 3–5.

В позднем ордовике северо-восточный сегмент Джунгаро-Балхашского морского бассейна представлен шельфовыми переходящими, склоновыми и глубоководными накоплениями толщиной более 1500 м. Силурийские отложения также представлены морскими шельфовыми и склоновыми накоплениями толщиной более 1400 м [24–26].

В раннем девоне по северной периферии формируются вулканические горы с образованием контрастной по составу вулка-

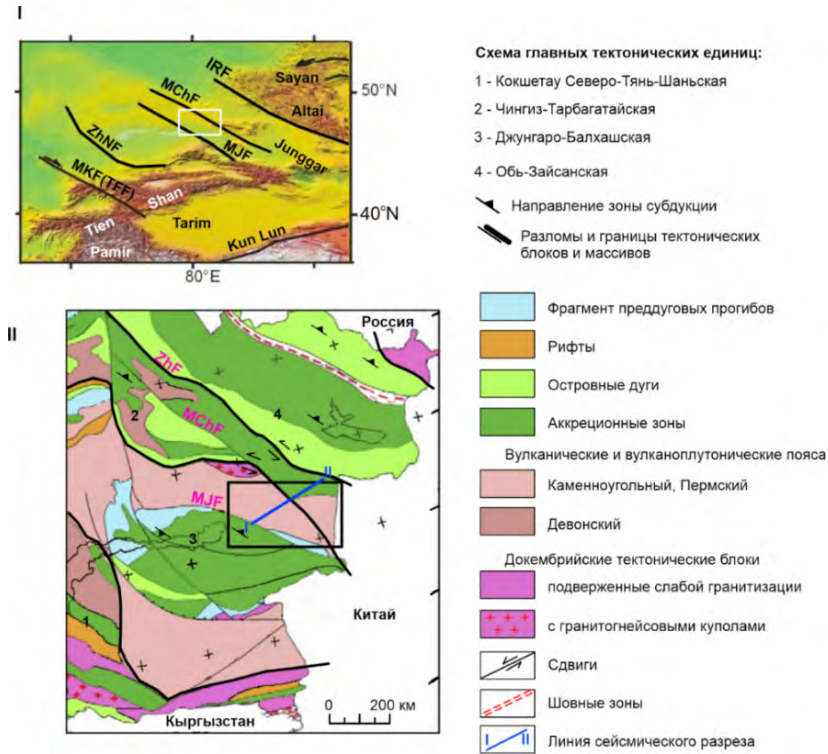


**Рисунок 1. Позиция Алакольского осадочного бассейна на территории Казахстана**  
**Figure 1. Position of the Alakol sedimentary basin on the territory of Kazakhstan**

нической серией [24, 27, 28]. В центральной части – глубоководные накопления морского бассейна окраинно-континентального типа, мощностью 2500 м. В среднем девоне на севере АБ проходит фронтальная вулканическая зона, контрастные терригенно-вулканогенные накопления – 2000 м. В позднем девоне формируются глубоководные глинисто-кремнистые накопления морского бассейна Тастауской зоны 1800 м [26, 29].

Выше по разрезу залегают конгломераты, песчаники, алевролиты мощностью до 750 м, относящиеся к нерасчленённым отложениям лопинского и гваделупского отделов. Палинологические комплексы, находящиеся в нижней и верхней частях разреза, указывают именно на этот возрастной диапазон. Выше по разрезу залегают майласаринская свита с размывом, перекрывающая вышележащие отложения и сложенная внизу конгломератами, песчаниками, алевролитами, вверху – туфами и лавами щелочных риолитов толщиной до 550 м. Находки флоры указывают как на позднепермский (гваделупский отдел), так и раннетриасовый возраст отложений, палеокомплекс из алевролитов нижней толщи характерен для раннего триаса без элементов пермских микрофитофоссилий [24, 30].

Мезозойский комплекс представлен континентальными терригенными маломощными отложениями триаса и угленосной юрой (рис. 5). Верхнеюрские и нижнемеловые отложения не установлены. Расчленение триасовых и юрских отложений региона на свиты проведено по фациальному признаку, корреляции местных стратиграфических подразделений проведены по палеонтологическим остаткам [30]. На площади АБ выделена каутская свита, сложенная



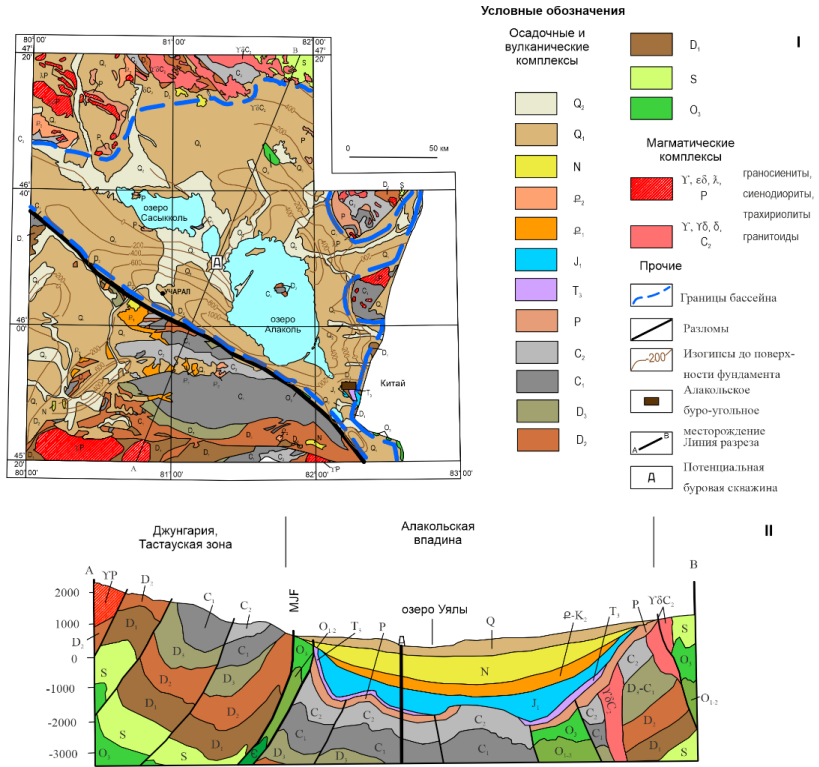
**Рисунок 2. Схемы главных тектонических единиц**  
**Figure 2. Diagrams of the main tectonic units**

*I. Обзорная схема западного сегмента Центрально-Азиатского складчатого пояса. Главные разломы: MKF – Главный Каратауский и TFF – Таласо-Ферганский; ZhNF – Джалаир-Найманский; MJF – Главный Джунгарский; MChF – Главный Чингизский; IRF – Иртышский. Прямоугольником показаны контуры Алакольского бассейна и прилегающих территорий; II. Тектоническая схема восточной части казахстанских палеозойд с указанием положения главных тектонических единиц. Складчатые системы: каледонские (казахстанский составной континент): 1 – Кокшетау-Северо-Тянь-Шаньская, 2 – Чингиз-Тарбагатайская; герцинийские: 3 – Джунгаро-Балхашская, 4 – Обь-Зайсанская*

*I. Review diagram of the western segment of the Central Asian fold belt. Main faults: MKF – Main Karatau and TFF – Talas-Fergana; ZhNF – Jalair-Naimansky; MJF – Main Dzungarian; MChF – Main Chingiz; IRF – Irtysh. The rectangle shows the contours of the Alakol basin and adjacent territories; II. Tectonic diagram of the eastern part of the Kazakhstan paleozooids indicating the position of the main tectonic units. Fold systems: Caledonian (Kazakh composite continent): 1 – Kokshetau-North Tien Shan, 2 – Chingiz-Tarbagatai; Hercynian: 3 – Dzungaro-Balkhash, 4 – Ob-Zaisan*

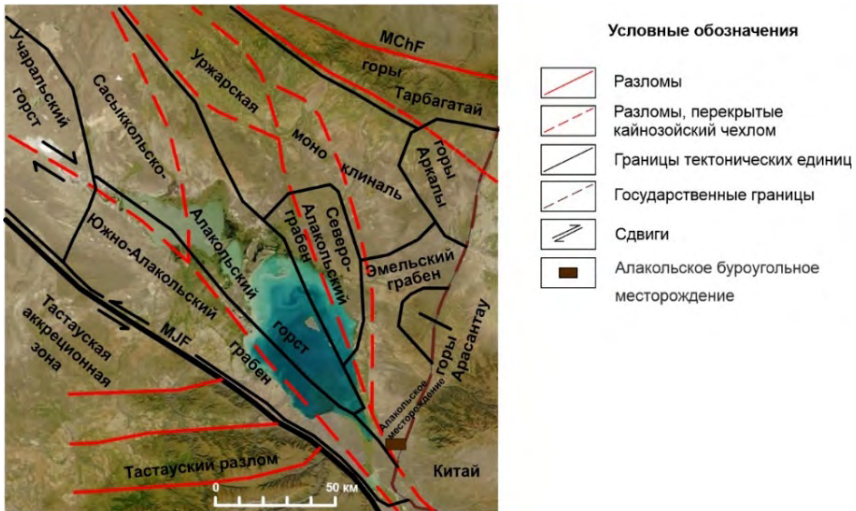
песчаниками и алевролитами. Из пород выделен спорово-пыльцевой комплекс, отвечающий рэтскому ярусу верхнего триаса. Ранее она датировалась нижней юрой. В отложениях триаса и нижней юры установленные при разведке и эксплуатации нефтяных месторождений Китая [29] проявления УВ в Северной Жонгарии отмечались многими исследователями [28, 29]. Эти нефтегазонасыщенные породы хорошо коррелируются с одновозрастными породами разведанного Алакольского угольного месторождения. В раннем и среднем триасе возник рельеф денудационной равнины с фрагментированной корой выветривания. Позднетриасовые отложения сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами мощностью до 60 м [29, 31].

Раннеюрские породы выявлены в Чингизской зоне. Первый этап осадконакопления охватил здесь геттангское, синемюрское и плинсбахское время. Осадконакопление в регионе в юрское время происходило в пределах депрессий, имеющих разные размеры и испытывавших различные амплитуды и интенсивности прогибания, что обусловило различие в литологическом составе, мощностях и полноте разрезов. На площадях Алакольского бассейна юрские породы включены в состав узунбулакской свиты. Она разделена на две подсвиты, из которых нижняя (геттангский – синемюрский века) также более грубозернистая и представлена конгломератами, гравелитами и песчаниками. Возраст её определен по отпечаткам флоры



**Рисунок 3. Геологическое строение Алакольского бассейна**  
**Figure 3. Geological structure of the Alakol basin**

I. Схема геологического строения Алакольского бассейна с использованием данных [4, 5];  
 II. Геологический разрез по линии А-В. Показано положение проектируемой буровой скважины  
 I. Scheme of the geological structure of the Alakol basin using data from [4, 5]; II. Geological section along A-B line. The position of the designed borehole is shown



**Рисунок 4. Структурная схема Алакольского бассейна**  
**Figure 4. Structural diagram of the Alakol basin**

Региональные разломы: MJF – Главный Джунгарский, MChF – Главный Чингизский  
 Regional faults: MJF – Main Dzungarian, MChF – Main Chingiz



и спорово-пыльцевым комплексам. Верхняя (плинсбахский век) сложена алевролитами, аргиллитами с прослоями конгломератов и песчаников. Датирована она по найденным раковинам филлопод и флористическим остаткам. В первых трёх депрессиях (Кыльской, Ертынской, Шинрауской) осадки верхней подшвита отсутствуют [24]. Второй этап осадконакопления проявился во всех зонах, охватил период с тоарского нижней до байосского века средней юры. На территории Северного склона Восточно-Казахстанского сводового поднятия этому стратиграфическому уровню отвечает койтасская свита, которая по литологическому составу разделена на две пачки. В период с батского века средней юры по титонский век в большинстве депрессий осадконакопления не было.

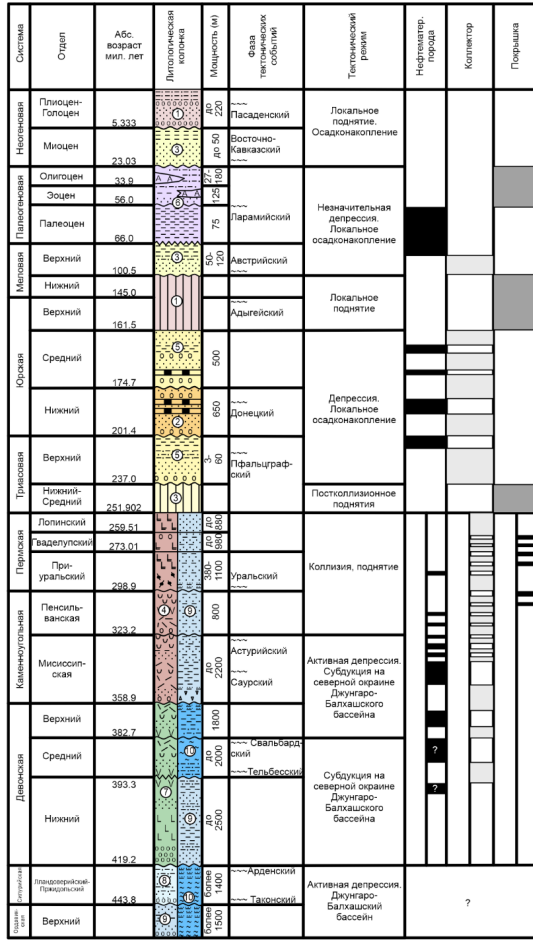
Нижнемеловые отложения не установлены, верхнемеловые формировались в условиях низменной равнины и представлены озерно-аллювиальными, обломочными накоплениями, мощностью до 120 м. В Алакольской впадине отложения мела представлены осадками сасыккольской свиты, которая по остракодам датирована верхним мелом. В Восточно-Прибалхашской впадине скважинами вскрыты фиолетовые глины, аналогичные глинам сасыккольской свиты [24].

Палеогеновые отложения представлены соленосными озерными накоплениями и сложены глинами, алевролитами, песками толщиной до 400 м. Алакольская впадина приурочена к мезозойскому прогибу, унаследованно развивавшемуся в палеогене [24, 31]. В палеоцене выделяются два седиментационных ритма (27 и 24 м) озерно-аллювиальных грубозернистых кварцевых и полимиктовых песков с гравелитами и галечниками русловых фаций, перекрытых в нижнем палеоцене серыми пятнистыми глинами (8 м). Выше лежат монтмориллонитовые глины тункурузской свиты нижнего эоцена. Общая мощность свиты 100 м. Выше развиты озерные глины коллаповской свиты мощностью до 88 м. Алевролиты с прослоями полимиктовых песков в отложениях обеих свит свидетельствуют о близости береговой линии. Разрез верхнего эоцена заканчивается куркульдекской свитой монтмориллонитовых глин. Последние, видимо, являются перетолженными корами выветривания Актогайского медно-порфирового месторождения. Выше залегают гипсоносные глины кыскашской свиты (50 м). Возраст отложений определён по спорам и пыльце. Перекрыты они нерасчленёнными глинами олигоцен-миоцена [24].

В миоцене преобладают озерно-аллювиальные глинистые накопления до 50 м, в плиоцен-голоцене – обломочные накопления

(супеси, суглинки, гравийно-галечные) толщиной до 220 м [5, 24].

По имеющимся данным, структурные единицы АБ, имеющие глубокое залегание кровли фундамента, нуждаются в изучении бурением [31–33]. В связи с этим предполагается относительно значительная толщина осадочного заполнения в пределах их опущенных блоков верхнедевонских – нижнекаменноугольных и пермских (потенциальные коллекторы), триасовых, юрских и частично меловых отложений [5]. Состав юрских отложений изучен в южном обрамлении АБ, где они обладают промышленной угленосностью в Алакольском месторождении [29] и в целом обогащены рассеянными и концентрированными формами органического вещества. Юрские отложения, развитые в осевых зонах АБ, рассматриваются нами в качестве нефтегазоматеринских. В бортовых частях АБ глубины их залегания не превышают большей частью 1,5–2 км. В связи с чем юрские отложения не могли достичь уровня зрелости активной генерации УВ (зоны «нефтяного окна»). Величина генерационного потенциала при этом не могла быть значительной, поскольку доля органических остатков представлена остатками флоры [24]. В осевых частях глубины залегания юрских угленосных отложений достигает 3 км и более, где они способны генерировать УВ. Собственно угленосная нижнеюрская толща на месторождении Алаколь имеет толщину 120 м и состоит из восьми пластов угля, четыре из которых имеют рабочую мощность и промышленное значение. Все пласты характеризуются изменчивой мощностью и сложным непостоянным строением. Средняя толщина пластов меняется от 1,0 до 5,7 м. Угли по составу гумусовые, переходящие от бурых к каменным, низкзолные (в среднем по пластам 6–10%), относятся к группе малосернистых и малофосфористых. Теплота сгорания горючей массы составляет в среднем 7,3–7,4 тыс. ккал/кг. При полукоксовании угли дают высокий выход первичной смолы (9,3–10,5% в пересчёте на сухое топливо) и до 72% низкзолного полукоккса. При разгонке смолы отмечается большой выход керосиново-дизельной фракции (49,6%). Выход битумов низкий (2,6–2,8%), гуминовых кислот 1,8%. Общие разведанные запасы месторождения составляют 47 млн т, из них пригодные для добычи открытым способом – около 8 млн т. В целом угли месторождения представляют низкзолное высококалорийное энергетическое топливо, пригодное также для технологических целей. Необходимо учесть и наличие в углях некоторых ценных элементов – примесей. По предварительной оценке, в них содержится порядка 80 т германия,



Условные обозначения

Палеогеографические обстановки

- 1 Возвышенность
- 2 Предгорные и межгорные впадины, конуса выносов осадков
- 3 Равнины низменные озерно-аллювиальные
- 4 Континентально-вулканические горы
- 5 Пресноводные озера
- 6 Озера с повышенной соленостью
- 7 Контрастный рельеф зрелых островных дуг
- 8 Шельф внешний
- 9 Глубоководные океанические впадины
- 10 Континентальный склон, подножие

Осадочные комплексы

- Осадочные брекчии
- Конгломераты
- Песчаники полимиктовые
- Алевриты
- Аргиллиты (глины)
- Алевриты и аргиллиты углеродистые (черные сланцы, угли)
- Фтаниты, кремни
- Известняки
- Гипсы и ангидриты, соли
- Турбидиты и флиш терригенный

Магматические комплексы и породы

- Риолиты
- Трахириолиты и трахиты
- Андезиты, андезизбазальты
- Базальты
- Щелочные базальты
- Туфы, туфоалевриты, туфопесчаники

Взаимоотношение стратиграфических комплексов

- Согласное
- Несогласное
- Перерывы в осадконакоплении

**Рисунок 5. Литолого-стратиграфический разрез Алакольского бассейна с детализацией литолого-палеогеографических обстановок**  
**Figure 5. Lithological-stratigraphic section of the Alakol basin with detailing of lithological-paleogeographical settings**

Показаны нефтематеринские отложения, коллекторы и покрышки. / Oil source deposits, reservoirs and seals are shown

180 т скандия и других редкоземельных примесей [29, 33, 34].

### Конструктивные особенности буровой скважины

Целью бурения являются поиски и оценка залежей углеводородного сырья. Исходя из особенностей геологического строения АБ планируется определённый технологический регламент строительства скважин. Предлагаемый рабочий проект на строительство вертикальной разведочной скважины составляет 4200 м проектной глубины.

Выбор конструкции скважины – основной этап её проектирования – должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременного эксплуатируемого объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение [36–38].

Выбор конструкции скважины зависит от целого ряда факторов, основными из которых являются:

- назначение скважины;
- глубина скважины;
- особенности геологического строения месторождения и степень его изученности;
- геолого-физическая характеристика пород: устойчивость, величины пластовых давлений (коэффициенты аномальности пластовых давлений) и давлений поглощения (индексы давлений поглощений);
- состав пластовых жидкостей (капельная жидкость, газ, газожидкостная смесь);
- профиль скважины;
- способ бурения и уровень развития технологии бурения в данном районе;
- метод вскрытия перспективного продуктивного пласта;
- экономические факторы.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

- доведение до проектной глубины;
- предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения;
- осуществление заданных параметров, способов вскрытия и методов эксплуатации продуктивных горизонтов;
- минимальные затраты на строительство скважины как законченного объекта в целом.

Количество обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, проектируется исходя из несоместимых условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под несоместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда за-

данные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплён обсадной колонной, а проведение дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

Для проектирования конструкции скважины рекомендуется использование метода построения совмещённого графика изменения коэффициента аномальности пластовых давлений ( $K_a$ ), индекса давления поглощения ( $K_n$ ) и относительной плотности промывочной жидкости ( $\rho_o$ ) в зависимости от глубины ( $z$ ).

Под коэффициентом аномальности понимают отношение пластового давления к гидростатическому давлению столба жидкости (пресной воды) высотой от устья скважины до рассматриваемой точки пласта (1):

$$K_a = P_{пл}/P_{ГСТ} = P_{пл}/\rho_B g z \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление на глубине от устья скважины, Па;  $P_{ГСТ}$  – условное гидростатическое давление, Па;  $\rho_B$  – плотность пресной воды,  $\rho_B = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение земного притяжения  $9,81 \text{ м/с}^2$ , в дальнейших расчётах можно принимать  $10 \text{ м/с}^2$ ;  $z$  – глубина подошвы пласта, м.

Под индексом давления понимают отношение давления, при котором возникает поглощение промывочной жидкости в пласт, к гидравлическому давлению столба пресной воды высотой от устья скважины до рассматриваемой точки поглощающего пласта (2):

$$K_n = P_n/P_{ГСТ} = P_n/\rho_o g z \quad (2)$$

где  $P_n$  – давление поглощения промывочной жидкости в пласт на глубине, Па.

Если отсутствуют значения давления поглощения, то его можно определить по эмпирическим формулам (3–4):

$$P_n = (0,75 \div 0,95)P_{ГП} \quad (3)$$

$$P_{ГП} = 0,0083z + 0,66P_{пл} \quad (4)$$

где  $P_{ГП}$  – давление гидроразрыва пород на глубине, Па.

Под относительной плотностью бурового раствора ( $\rho_o$ ) понимают отношение плотности промывочной жидкости ( $\rho_{п.ж.}$ ) к плотности пресной воды ( $\rho_B$ ) (5):

$$\rho_o = \rho_{п.ж.} / \rho_v \tag{5}$$

Подставляя значения  $P_{пл.}$ ,  $P_n$ ,  $P_{ГР}$  через  $K_a$ ,  $K_n$  и  $\rho_o$  в неравенство (соблюдаемое во избежание газонефтепроявлений и поглощений в процессе бурения)  $P_{пл.} < P_{ГР} < P_n$ , после преобразования получим неравенство безразмерных величин (6):

$$K_a < \rho_o < K_n \tag{6}$$

Минимально необходимую величину  $\rho_o$  для предотвращения притока пластовых жидкостей и газов определяем по формуле (7):

$$\rho_o = K_p * K_a \tag{7}$$

где  $K_p$  – коэффициент резерва, изменяющийся в зависимости от глубины скважины.

Согласно вышеперечисленным формулам был произведен расчёт изменения гидростатического, прогнозного пластового давлений, давлений поглощения промывочной жидкости в пласт и гидроразрыва пород на определённых глубинах. Результаты представлены в табл. 1. При определении пластовых давлений необходимо учесть изменение температуры по разрезу, которое влияет на изменение давлений в определённых замкнутых интервалах в зависимости от условия залегания горных пород. Расчёт изменения температур рассчитывался по формуле (8):

$$t_z = t_{nc} + \left( \frac{z - z_{nc}}{100} \right) * 3 \tag{8}$$

где  $t_z$  – температура на определенной глубине, °C;  $t_{nc}$  – температура в нейтральном слое, °C (была взята 18°C),  $z$  – глубина залегания, м;  $z_{nc}$  – глубина нейтрального слоя, м (было взято значение 40 м).

По совмещённому графику (рис. 6, 7) выделяются зоны несовместимых условий бурения, которые должны быть перекрыты обсадной колонной (табл. 2). Затем количество обсадных колонн и глубины их спуска уточняются исходя из ожидаемых осложнений, опыта бурения и технико-технологических возможностей (рис. 8, 9).

**Обсуждение**

АБ, образованный вследствие опускания в позднем палеозое – мезозое (рис. 3–5) блока земной коры по крупноамплитудным сбросо-сдвигам Главного Джунгарского и Чингизского разломов, характеризуется слабой

вертикальной кинетикой с неглубоким залеганием фундамента. Наиболее глубокие Южно- и Северо-Алакольские прогибы заполнены верхнепалеозойскими терригенными отложениями (рис. 3, 5).

Глубокое бурение в центральных частях АБ и геохимические исследования с целью прогноза нефтегазоносности не производились. Верхнедевонско-нижнекаменноугольные пермские породы АБ залегают на глубине от 2,5 км (кровля горизонта) до 4 км и глубже (до 4,2 км подошва). Соответственно, они могли достичь уровня зрелости активной генерации У (зоны «газового окна») и являются потенциально перспективными. Палеозойские водоносные отложения содержат преимущественно пресные инфильтрационные воды с минерализацией 1–2 мг/л. Такого же уровня минерализация характерна для юрских, меловых и палеогеновых отложений, однако с увеличением глубины залегания минерализация возрастает до 20 г/л [5, 31–35]. Все эти особенности были учтены при проектировании конструкции буровой скважины.

**Заключение**

1. Изучение позднепалеозойской – мезозойской тектонической эволюции АБ [35] свидетельствует, что породы коллекторов верхнего девона, карбона, перми, юры и палеогена могли аккумулировать УВ. Вероятно, углеводородный потенциал АБ является следствием вторичной миграции УВ из подстилающих терригенных отложений.

2. Возможные перспективы АБ на углеводородное сырье в зонах погружения фундамента связаны с:

- увеличением мощностей отложений карбона, перми, триаса, нижней юры, обогащенных органическим веществом;

- погружением кровли фундамента АБ, имеющей ступенчатый характер поверхности и контролируемой динамикой ГДР и ГЧР и сопряжённых с ними оперяющих разломов на коллизионном и постколлизионном этапах, что в свою очередь приводит к формированию стратиграфических, литологических и структурно-экранированных ловушек.

3. Учитывая особенности глубинного строения и специфику литолого-стратиграфического разреза АБ, предлагается конструкция проектной скважины. Для этого были произведены расчёты прогнозных пластовых давлений, давлений поглощения промывочной жидкости, гидроразрыва, градиента температуры и изменений давлений с глубиной, коэффициента аномальности, индекса давления, относительной плотности бурового раствора и плотности промывочной жидкости.



**Таблица 1. Результаты расчёта прогнозных давлений и температуры с глубиной бурения**  
**Table 1. Results of calculating predicted pressures and temperatures with drilling depth**

z, м	$P_{гст}$ , МПа	$P_{пл. протк.}$ , МПа	$P_{п'}$ , МПа	$P_{гр'}$ , МПа	$t_z$ , Co	$K_a$	$\rho_o$	$K_n$	$\rho_{п.ж.}$ , кг/м <sup>3</sup>
10	0,1	0,101	0,142	0,149	18	1,01	1,111–1,161	1,421	1111–1161
20	0,2	0,204	0,285	0,300	18	1,02	1,122–1,173	1,428	1122–1173
30	0,3	0,306	0,428	0,450	18	1,02	1,122–1,173	1,428	1122–1173
40	0,4	0,408	0,571	0,601	18	1,02	1,122–1,173	1,428	1122–1173
50	0,5	0,51	0,714	0,751	18,3	1,02	1,122–1,173	1,428	1122–1173
60	0,6	0,618	0,860	0,905	18,6	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
70	0,7	0,721	1,004	1,056	18,9	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
80	0,8	0,824	1,147	1,207	19,2	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
90	0,9	0,927	1,290	1,358	19,5	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
100	1	1,03	1,434	1,509	19,8	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
200	2	2,06	2,868	3,019	22,8	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
300	3	3,09	4,302	4,529	25,8	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
400	4	4,12	5,737	6,039	28,8	1,03	1,133–1,845	1,434	1133–1845
500	5	5,2	7,202	7,582	31,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
600	6	6,24	8,643	9,098	34,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
700	7	7,28	10,084	10,614	37,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
800	8	8,32	11,524	12,131	40,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
900	9	9,36	12,965	13,647	43,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
1000	10	10,4	14,405	15,164	46,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
1100	11	11,44	15,846	16,680	49,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
1200	12	12,48	17,286	18,196	52,8	1,04	1,144–1,196	1,440	1144–1196
1300	13	13,52	18,727	19,713	55,8	1,04	1,092–1,144	1,440	1092–1144
1400	14	14,56	20,168	21,229	58,8	1,04	1,092–1,144	1,440	1092–1144
1500	15	15,6	21,608	22,746	61,8	1,04	1,092–1,144	1,440	1092–1144
1600	16	16,64	23,049	24,262	64,8	1,04	1,092–1,144	1,440	1092–1144
1700	17	17,68	24,489	25,778	67,8	1,04	1,092–1,144	1,440	1092–1144
1800	18	18,9	26,043	27,414	70,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
1900	19	19,95	27,490	28,937	73,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2000	20	21	28,937	30,46	76,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2100	21	22,05	30,383	31,983	79,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2200	22	23,1	31,830	33,506	82,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2300	23	24,15	33,277	35,029	85,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2400	24	25,2	34,724	36,552	88,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2500	25	26,25	36,171	38,075	91,8	1,05	1,102–1,155	1,446	1102–1155
2600	26	27,3	37,618	39,598	94,8	1,05	1,092–1,123	1,446	1092–1123
2700	27	28,35	39,064	41,121	97,8	1,05	1,092–1,123	1,446	1092–1123
2800	28	29,4	40,511	42,644	100,8	1,05	1,092–1,123	1,446	1092–1123
2900	29	30,74	42,140	44,358	103,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3000	30	31,8	43,593	45,888	106,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3100	31	32,86	45,046	47,417	109,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3200	32	33,92	46,499	48,947	112,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3300	33	34,98	47,952	50,476	115,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3400	34	36,04	49,406	52,006	118,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3500	35	37,1	50,859	53,536	121,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3600	36	38,16	52,312	55,065	124,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3700	37	39,22	53,765	56,595	127,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3800	38	40,28	55,218	58,124	130,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
3900	39	41,34	56,671	59,654	133,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
4000	40	42,4	58,124	61,184	136,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
4100	41	43,46	59,577	62,713	139,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134
4200	42	44,52	61,031	64,243	142,8	1,06	1,102–1,134	1,453	1102–1134

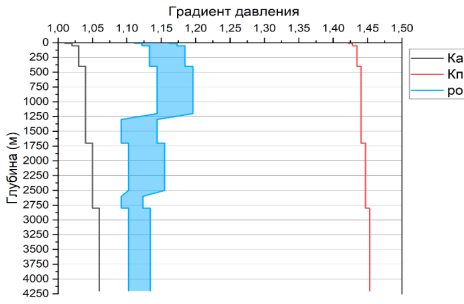


Рисунок 6. Изменение градиента давлений с глубиной бурения

Figure 6. Change in pressure gradient with drilling depth

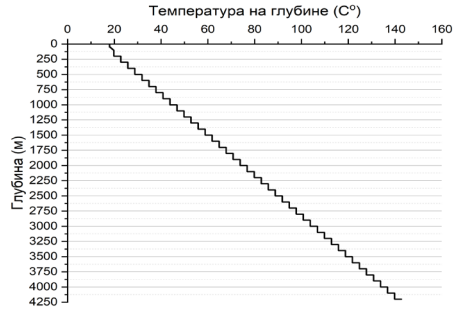


Рисунок 7. Изменение температуры с глубиной бурения

Figure 7. Temperature change with drilling depth

Таблица 2. Общие сведения о конструкции скважины  
Table 2. General information about well design

№ п/п	Наименование колонны Name of column	Диаметр, мм Diameter, mm		Глубина спуска колонны, м Casing setting depth, m	Высота подъема цемента за колонной Cement lifting height behind the column
		скважины (долота) well (bit)	обсадной колонны casing column		
1	Направление Direction	660,4	508,0	50	до устья until mouth of the well
2	Кондуктор Conductor	490	406,4	450	до устья until mouth of the well
3	Первая промежуточная Surface casing	444,5	339,7	1700	до устья until mouth of the well
4	Вторая промежуточная Intermediate casing	295,3	244,5	2800	до устья until mouth of the well
5	Эксплуатационная Production casing	212,7	168,3	4200	до устья until mouth of the well

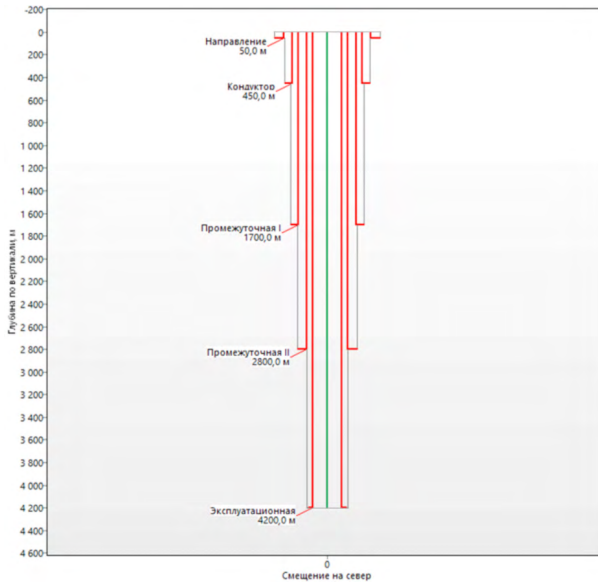
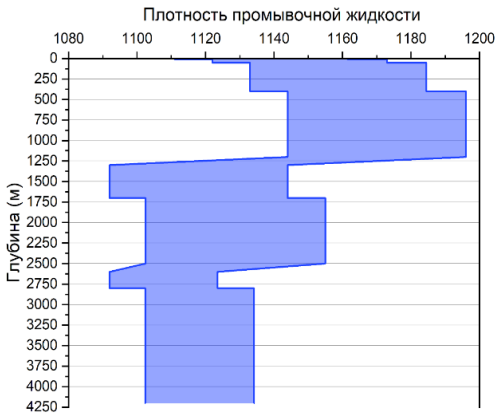


Рисунок 8. Рекомендуемая конструкция скважины для Алакольского осадочного бассейна, спроектированная в программном обеспечении «Бурсофтпроект»

Figure 8. Recommended well design for the Alakol sedimentary basin, designed in the Bursoftproject



**Рисунок 9. Прогнозная плотность промывочной жидкости для бурения скважины Алакольского осадочного бассейна**  
**Figure 9. Predicted density of the drilling fluid for drilling a well in the Alakol sedimentary basin**

4. Выявленные особенности регионального, локального строения, литолого-палеогеографических условий, литолого-фациального и вещественного состава пород АБ позволяют в определённой мере оптимистически оценивать перспективы его углеводородного потенциала. Прогнозируемые зоны с ловушками приурочены к опущенным частям грабенов. Все эти особенности по возможности должно подтвердить проектируемое бурение.

#### 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.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Беспалов В.Ф.* Геологическое строение Казахской ССР. Алма-Ата : Наука, 1971. 357 с.
2. *Кошкин В.Я.* Тектоническое положение Балхаш-Илийского герцинского вулканического пояса. Тектоника Урало-Монгольского складчатого пояса. Москва : Наука, 1974.
3. *Zonenshain L.P., Kuzmin M.I., Natapov L.M.* Geology of the USSR: a plate-tectonic synthesis. Geodynamic Series, 21. Washington : American Geophysical Union, 1990. 242 p.
4. *Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И., и др.* Геологическое строение Казахстана. Алматы : Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2000. 396 с.
5. *Ақчулаков У., Жолтаев Г., Исказиев К.О., и др.* Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан. Алматы, 2015. 97 с.
6. *Wang H.Z.* Atlas of the Paleogeography of China [in Chinese with English summary]. Beijing : Cartographic Publishing House, 1985.
7. *Dobretsov N.L.* Evolution of structures of the Urals, Kazakhstan, Tien Shan, and Altai-Sayan region within the Ural-Mongolian fold belt (Paleoasian ocean) // Russian Geology and Geophysics. 2003. Vol. 44, N 1. P. 5–27.

**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: Чакликов А.Е. – написание статьи, подготовка графических приложений, скважинный расчет и его проверка, сбор материалов, Коробкин В.В. – написание и редактирование статьи, составление графических приложений, сбор материалов, Исмаилов А.А. – написание и редактирование главы конструкции скважины, проверка скважинного расчета, сбор материалов, Буслов М.М., Тулемисова Ж.С. – написание и редактирование геологического раздела, редактирование графических приложений.

#### ADDITIONAL INFORMATION

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

**Competing interests.** The author declares that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Akhan Ye. Chaklikov – writing an article, preparing graphical applications, well calculation and testing, collecting materials; Valeriy V. Korobkin – writing and editing the article, drawing up graphic applications, collecting materials; Abdulkhat A. Ismailov – writing and editing the chapter on well design, checking well calculations, collecting materials; Mikhail M. Buslov, Zhamal S. Tulemissova – writing and editing section on geology, editing graphic applications.

8. *Xiao W.J., Windley B.F., Huang B.C., et al.* End-Permian to mid-Triassic termination of the accretionary processes of the southern Altids: implications for the geodynamic evolution, Phanerozoic continental growth, and metallogeny of Central Asia // *International Journal of Earth Sciences*. 2009. Vol. 98, N 6. P. 1189–1217. doi:10.1007/s00531-008-0407-z.
9. *Моссаковский А.А., Руженцев С.В., Самыгин С.Г., Хераскова Т.Н.* Центральнo-Азиатской складчатый пояс: геодинамическая эволюция и история формирования // *Геотектоника*. 1993. № 6. С. 3–31.
10. *Sengör A.M.C., Natal'in B.A., Burtman V.S.* Evolution of the Altaid tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia // *Nature*. 1993. Vol. 364, N 6435. P. 299–307.
11. *Didenko A.N., Mossakovskii A.A., Pecherskii D.M., et al.* Geodynamics of the Centra Asian Paleozoic oceans // *Russian Geology and Geophysics*. 1994. Vol. 35, N 7. P. 59–75.
12. *Федоренко О.А., Милетенко Н.В.* Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алматы : ЮГГЕО, 2002.
13. *Windley B.F., Kröner A., Guo J., et al.* Neoproterozoic to Paleozoic geology of the Altai Orogen, NW China: New zircon age data and tectonic evolution // *Journal of Geology*. 2002. Vol. 110, N 6. P. 719–737. doi:10.1086/342866.
14. *Dobretsov N.L., Buslov M.M.* Late Cambrian–Ordovician tectonics and geodynamics of Central Asia // *Russian Geology and Geophysics*. 2007. Vol. 48, N 1. P. 71–82. doi:10.1016/j.rgg.2006.12.006.
15. *Windley B.F., Alexeiev D., Xiao W.J., et al.* Tectonic models for accretion of the Central Asian Orogenic Belt // *Journal of Geological Society*. 2007. Vol. 164, N 1. P. 31–47. doi:10.1144/0016-76492006-022.
16. *Рязанцев А.В., Деятарев К.Е., Котов А.Б., и др.* Офиолиты и островодужные комплексы Жалаир-Найманской зоны и Чу-Кендыктасского массива (Южный Казахстан): положение в Структура, обоснование возраста и обстановки формирования // *Доклады наук о Земле*. 2009. Том 427, № 2. С. 902–906.
17. *Bian W., Hornung J., Liu Z., et al.* Sedimentary and palaeoenvironmental evolution of the Junggar Basin, Xinjiang, Northwest China // *Palaeobiology and Palaeoenvironment*. 2010. Vol. 90, N 3. P. 175–186. doi:10.1007/s12549-010-0038-9.
18. *Korobkin V.V., Buslov M.M.* Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozoides) // *Russian Geology and Geophysics*. 2011. Vol. 52, N 12. P. 1600–1618. doi:10.1016/j.rgg.2011.11.011.
19. *Xiao W.J., Windley B.F., Allen M.F., Han C.M.* Paleozoic multiple accretionary and collisional tectonics of the Chinese Tianshan orogenic collage // *Gondwana Research*. 2013. Vol. 23. P. 1316–1341. doi:10.1016/j.gr.2012.01.012.
20. *Xiao W.J., Santosh M.* The western Central Asian Orogenic Belt: a window to accretionary orogenesis and continental growth // *Gondwana Research*. 2014. Vol. 25. P. 1429–1444. doi:10.1016/j.gr.2014.01.008.
21. *Buslov M.M., Cai K.* Tectonics and geodynamics of the Altai-Junggar orogen in the vendian-paleozoic: implications for the continental evolution and growth of the Central Asian fold belt // *Geodynamics & Tectonophysics*. 2017. Vol. 8. P. 421–427.
22. *Самыгин С.Г., Хераскова Т.Н.* Геологическое строение и этапы тектонической эволюции палеозоид Казахстана // *Литосфера*. 2019. Том 19, N 3. С. 347–371. doi:10.24930/1681-9004-2019-19-3-347-371.
23. *Brunet M., Sobel E.R., McCann T.* Geological evolution of Central Asian basins and the western Tien Shan range // *Geological Society of London*. 2020. Vol. 427. P. 1–17. doi:10.1144/SP427.17.
24. *Жолтаев Г.Ж., Никитина О.И., Жаймина В.Я., и др.* Модернизация стратиграфических схем фанерозоя Казахстана на основе Международной хроностратиграфической шкалы – 2016–2021. Алматы : Институт геологических наук имени К.И. Сатпаева, 2021. 139 с.
25. *Жолтаев Г.Ж.* Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана: дис. ... геол.-мин. наук. Москва, 1992.
26. *Коробкин В.В.* Тектоническое районирование и структурные стили палеозоид Казахстана // *Известия Томского политехнического университета*. 2011. Том 319, № 1. С. 71–77.
27. *Тектоническая карта области палеозойских складчатостей Казахстана и сопредельных территорий. Масштаб 1:1500 000. / Под ред. Абдулина А.А., Зайцева Ю.А.* Москва, 1976.
28. *Пучков В.Н.* Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа : ГИЛЕМ, 2000. 146 с.
29. *Азизов Т.М., Власов В.И.* Бассейны и месторождения углей и горючих сланцев Казахстана. Алматы : Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов РК, 1997. 113 с.
30. *Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А., и др.* Справочник Месторождения нефти и газа Казахстана. Алматы : Казахстанский институт минерального сырья, 1999. 326 с.
31. *Ли А.Б.* Тектоника и перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана. Алма-Ата : Наука КазССР, 1975. 220 с.

32. *Воцалевский Э.С., Даукеев С.Ж., Коломиец В.П., и др.* Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. 2002. Том 3.
33. *Ақчулаков У.А., Жылқайдаров И.С., Жолтаев Г., и др.* Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан. Алматы, 2002. 72 с.
34. *Жолтаев Г.Ж., Оздоев С.М.* Перспективы нефтегазоносности Алакольского осадочного бассейна // Известия НАН РК. Серия геологическая. 2010. Том 3. С. 122–127.
35. *Коробкин В.В., Чакликов А.Е., Исмаилов А.А., Тулемисова Ж.С.* Позднепалеозойская – мезозойская тектоническая эволюция и перспективы поисков углеводородного сырья в Алакольском осадочном бассейне (Казахстан) // Геодинамика и тектонофизика. 2023. Том 14, № 5. doi:10.5800/GT-2023-14-5-0717.
36. *Исмаилов А.А., Сакиев Д.Т.* Особенности строительства скважин в подсолевых месторождениях в условиях АВГД (на примере месторождения Кашаган). Материалы Четвертой Международной научно-практической конференции «Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии»; 23–24 февраля 2012; Алматы.
37. *Tikebayev T., Kabdulov S., Ismailov A.* Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing // Int. J. Chem. Sci. 2013. Vol. 11, N 1. P. 150–158.
38. *Ismailova J.A., Khussainova A.R., Zepa L.E., et al.* A new predictive thermodynamic model of paraffin Formation with the calculation of the mathematical Origin of the poynting correction factor // NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. 2023. Vol. 3, N 459. P. 96–107. doi:10.32014/2023.2518-170X.302.

## REFERENCES

1. *Bespalov VF. Geologicheskoye stroyeniye Kazakhskoy SSR.* Alma-Ata: Nauka; 1971. 357 p. (In Russ).
2. *Koshkin VY. Tektonicheskoye polozheniye Balkhash-Iliyskogo gertsinskogo vulkanicheskogo poyasa. Tektonika Uralo-Mongol'skogo skladchatogo poyasa.* Moscow: Nauka; 1974. (In Russ).
3. *Zonenshain LP, Kuzmin MI, Natapov LM.* Geology of the USSR: a plate-tectonic synthesis. *Geodynamic Series*, 21. Washington: American Geophysical Union; 1990. 242 p.
4. *Bekzhanov GR, Koshkin VY, Nikitchenko II, et al.* Geologicheskoye stroyeniye Kazakhstana. *Almaty: Akademiya mineral'nykh resursov Respubliki Kazakhstan*; 2000. 396 p. (In Russ).
5. *Akchulakov U, Zholtayev G, Iskazyev KO, et al.* Atlas neftegazonosnykh i perspektivnykh osadochnykh basseynov Respubliki Kazakhstan. *Almaty*; 2015. 97 p. (In Russ).
6. *Wang HZ.* Atlas of the Paleogeography of China [in Chinese with English summary]. Beijing: Cartographic Publishing House; 1985.
7. *Dobretsov NL.* Evolution of structures of the Urals, Kazakhstan, Tien Shan, and Altai-Sayan region within the Ural-Mongolian fold belt (Paleoasian ocean). *Russian Geology and Geophysics.* 2003;44(1):5–27.
8. *Xiao WJ, Windley BF, Huang BC, et al.* End-Permian to mid-Triassic termination of the accretionary processes of the southern Altaids: implications for the geodynamic evolution, Phanerozoic continental growth, and metallogeny of Central Asia. *International Journal of Earth Sciences.* 2009;98(6):1189–1217. doi:10.1007/s00531-008-0407-z.
9. *Mossakovskiy AA, Ruzhentsev SV, Samygin SG, Kheraskova TN.* Tsentral'no-Aziatskoy skladchaty poyas: geodinamicheskaya evolyutsiya i istoriya formirovaniya. *Geotektonika.* 1993;6:3–31. (In Russ).
10. *Sengör AMC, Natal'in BA, Burtman VS.* Evolution of the Altai tectonic collage and Palaeozoic crustal growth in Eurasia. *Nature.* 1993;364(6435):299–307.
11. *Didenko AN, Mossakovskii AA, Pecherskii DM, et al.* Geodynamics of the Centra Asian Paleozoic oceans. *Russian Geology and Geophysics.* 1994;35(7):59–75.
12. *Fedorenko OA, Miletenko NV.* Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinspastichekikh i geoekologicheskikh kart Tsentral'noy Yevrazii. *Almaty: YUGGEO*; 2002. (In Russ).
13. *Windley BF, Kröner A, Guo J, et al.* Neoproterozoic to Paleozoic geology of the Altai Orogen, NW China: New zircon age data and tectonic evolution. *Journal of Geology.* 2002;110(6):719–737. doi:10.1086/342866.
14. *Dobretsov NL, Buslov MM.* Late Cambrian–Ordovician tectonics and geodynamics of Central Asia. *Russian Geology and Geophysics.* 2007;48(1):71–82. doi:10.1016/j.rgg.2006.12.006.
15. *Windley BF, Alexeiev D, Xiao WJ, et al.* Tectonic models for accretion of the Central Asian Orogenic Belt. *Journal of Geological Society.* 2007;164(1):31–47. doi:10.1144/0016-76492006-022.
16. *Ryazantsev AV, Degtyarev KY, Kotov AB, et al.* Ofiolity i ostrovoduzhnyye komplekсы Zhalaïr-Naymanskoy zony i Chu-Kendykasskogo massiva (Yuzhnyy Kazakhstan): polozheniye v Struktura, obosnovaniye vozrasta i obstanovki formirovaniya. *Doklady nauk o Zemle.* 2009;427(2):902–906. (In Russ).

17. Bian W, Hornung J, Liu Z, et al. Sedimentary and palaeoenvironmental evolution of the Junggar Basin, Xinjiang, Northwest China. *Palaeobiology and Palaeoenvironment*. 2010;90(3):175–186. doi:10.1007/s12549-010-0038-9.
18. Korobkin VV, Buslov MM. Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozoides). *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(12):1600–1618. doi:10.1016/j.rgg.2011.11.011.
19. Xiao WJ, Windley BF, Allen MF, Han CM. Paleozoic multiple accretionary and collisional tectonics of the Chinese Tianshan orogenic collage. *Gondwana Research*. 2013;23:1316–1341. doi:10.1016/j.gr.2012.01.012.
20. Xiao WJ, Santosh M. The western Central Asian Orogenic Belt: a window to accretionary orogenesis and continental growth. *Gondwana Research*. 2014;25:1429–1444. doi:10.1016/j.gr.2014.01.008.
21. Buslov MM, Cai K. Tectonics and geodynamics of the Altai-Junggar orogen in the vendian-paleozoic: implications for the continental evolution and growth of the Central Asian fold belt. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2017;8:421–427.
22. Samygin SG, Kheraskova TN. Geologicheskoye stroyeniye i etapy tektonicheskoy evolyutsii paleozoid Kazakhstana. *Litosfera*. 2019;19(3):347–371. doi:10.24930/1681-9004-2019-19-3-347-371. (In Russ).
23. Brunet M, Sobel ER, McCann T. Geological evolution of Central Asian basins and the western Tien Shan range. *Geological Society of London*. 2020;427:1–17. doi:10.1144/SP427.17.
24. Zholtayev GZ, Nikitina OI, Zhaymina VY, et al. *Modernizatsiya stratigraficheskikh skhem fanerozoia Kazakhstana na osnove Mezhdunarodnoy khronostratigraficheskoy shkaly – 2016–2021*. Almaty: Institut geologicheskikh nauk imeni K.I. Satpayeva; 2021. 139 p. (In Russ).
25. Zholtayev GZ. Geodinamicheskiye modeli i neftegazonosnost' paleozoyskikh osadochnykh basseynov Zapadnogo i Yuzhnogo Kazakhstana [dissertation]. Moscow; 1992. (In Russ).
26. Korobkin VV. Tektonicheskoye rayonirovaniye i strukturnyye stili paleozoid Kazakhstana. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2011;319(1):71–77. (In Russ).
27. Abdulina AA, Zaytseva YA, editors. *Tektonicheskaya karta oblasti paleozoyskikh skladchatostey Kazakhstana i sopredel'nykh territoriy*. Masshtab 1:1500 000. Moscow; 1976. (In Russ).
28. Puchkov VN. *Paleogeodinamika Yuzhnogo i Srednego Urala*. Ufa: GILEM; 2000. 146 p.
29. Azizov TM, Vlasov VI. *Basseyny i mestorozhdeniya ugley i goryuchikh slantsev Kazakhstana*. Almaty: Informatsionno-analiticheskii tsentr geologii i mineral'nykh resursov RK; 1997. 113 p. (In Russ).
30. Votsalevskiy ES, Bulekbayev ZY, Iskuzhiyev BA, et al. *Spravochnik Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kazakhstana*. Almaty: Kazakhstanskiy institut mineral'nogo syr'ya; 1999. 326 p. (In Russ).
31. Li AB. *Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti Yuzhnogo Kazakhstana*. Alma-Ata: Nauka KazSSR; 1975. 220 p. (In Russ).
32. Votsalevskiy ES, Daukeyev SZ, Kolomiyets VP, et al. Glubinnoye stroyeniye i mineral'nyye resursy Kazakhstana. *Neff' i gaz*. 2002;3. (In Russ).
33. Achkulakov UA, Zhylykaydarov IS, Zholtayev G, et al. *Metodicheskoye rukovodstvo po kolichestvennoy otsenke prognoznykh resursov uglevodorodnogo syr'ya Respubliki Kazakhstan*. Almaty; 2002. 72 p. (In Russ).
34. Zholtayev GZ, Ozdoyev SM. Perspektivy neftegazonosnosti Alakol'skogo osadochnogo basseyna. *Izvestiya NAN RK, Seriya geologicheskaya*. 2010;3:122–127. (In Russ).
35. Korobkin VV, Chaklikov AY, Ismailov AA, Tulemisova ZS. Pozdnepaleozoyskaya – mezozoyskaya tektonicheskaya evolyutsiya i perspektivy poiskov uglevodorodnogo syr'ya v Alakol'skom osadochnom basseyne (Kazakhstan). *Geodinamika i tekton of izika*. 2023;14(5). doi:10.5800/GT-2023-14-5-0717. (In Russ).
36. Ismailov AA, Sakiyev DT. Osobennosti stroitel'stva skvazhin v podsolevykh mestorozhdeniyakh v usloviyakh AVPD (na primere mestorozhdeniya Kashagan). *Materialy Chetvertoy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Problemy innovatsionnogo razvitiya neftegazovoy industrii»*; 2012 Feb 23–24; Almaty. (In Russ).
37. Tikebayev T, Kabdulov S, Ismailov A. Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing. *Int. J. Chem. Sci*. 2013;11(1):150–158.
38. Ismailova JA, Khussainova AR, Zerpa LE, et al. A new predictive thermodynamic model of paraffin Formation with the calculation of the mathematical Origin of the poynting correction factor. *NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*. 2023;3(459):96–107. doi:10.32014/2023.2518-170X.302.



**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Чакликов Ахан Едигеулы**e-mail: [a96chaklikov@gmail.com](mailto:a96chaklikov@gmail.com). ORCID:

0000-0001-8316-6599

WoS Researcher ID: ADD-8336-2022

Scopus Author ID: 57699735100

**\*Коробкин Валерий Васильевич PhD**e-mail: [korobkin\\_vv@mail.ru](mailto:korobkin_vv@mail.ru).

ORCID: 0000-0002-1562-759X

WoS Researcher ID: AAZ-3580-2020

Scopus Author ID: 15729327100

**Исмаилов Абдулахат Абдукаримович**

PhD

e-mail: [a.ismailov@kbtu.kz](mailto:a.ismailov@kbtu.kz).

ORCID: 0000-0002-1957-5168

Scopus Author ID: 57202758242

WoS Researcher ID: JON-3767-2023

**Буслов Михаил Михайлович**

PhD

e-mail: [buslov@igm.nsc.ru](mailto:buslov@igm.nsc.ru).

ORCID: 0000-0003-0606-2264

WoS Researcher ID: A-9238-2014

Scopus Author ID: 35576566500

**Тулемисова Жамал Сериковна**

PhD

e-mail: [ztulemissova@gmail.com](mailto:ztulemissova@gmail.com).

ORCID: 0000-0003-1803-4535

Scopus Author ID: 57190192963

WoS Researcher ID: ISA-5020-2023

**AUTHORS' INFO****Akhan Ye. Chaklikov**e-mail: [a96chaklikov@gmail.com](mailto:a96chaklikov@gmail.com).

ORCID: 0000-0001-8316-6599 WoS

Researcher ID: ADD-8336-2022

Scopus Author ID: 57699735100

**\*Valeriy V. Korobkin**

PhD

e-mail: [korobkin\\_vv@mail.ru](mailto:korobkin_vv@mail.ru). ORCID:

0000-0002-1562-759X WoS

Researcher ID: AAZ-3580-2020

Scopus Author ID: 15729327100

**Abdulakhat A. Ismailov**

PhD

e-mail: [a.ismailov@kbtu.kz](mailto:a.ismailov@kbtu.kz).

ORCID: 0000-0002-1957-5168

Scopus Author ID: 57202758242

WoS Researcher ID: JON-3767-2023

**Mikhail M. Buslov**

PhD

e-mail: [buslov@igm.nsc.ru](mailto:buslov@igm.nsc.ru).

ORCID: 0000-0003-0606-2264 WoS

Researcher ID: A-9238-2014 Scopus

Author ID: 35576566500 **Zhamal S.****Tulemissova**

PhD

e-mail: [ztulemissova@gmail.com](mailto:ztulemissova@gmail.com).

ORCID: 0000-0003-1803-4535

Scopus Author ID: 57190192963

WoS Researcher ID: ISA-5020-2023

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 519.6  
МРНТИ 28.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>

Получена: 26.09.2023.

Одобрена: 23.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Научный обзор

### Расчёт характеристик образцов горных пород на основе их изображений с применением алгоритмов глубокого машинного обучения

Б.К. Асилбеков<sup>1,2</sup>, Н.Е. Калжанов<sup>3,4</sup>, Б.Е. Бекбау<sup>2</sup>, Д.А. Болысбек<sup>1,4</sup>

<sup>1</sup>Институт механики и машиноведения им. У.А. Джолдасбекова, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Сатбаев Университет, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>KBTU BIGSoft, г. Алматы, Казахстан

<sup>4</sup>Казахский национальный университет им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

Пористость, абсолютная проницаемость и коэффициент диффузии являются важными характеристиками течения жидкостей в поровом пространстве горных пород, определение которых является ресурсоёмким и требует достаточно много времени. С развитием методов глубокого машинного обучения за последние 3–4 года активно стали применяться искусственные нейронные сети при определении транспортных свойств системы «жидкость – пористая среда» и геометрических характеристик порового пространства образцов на основе их изображений. Этот способ позволяет оперативно определять нужные свойства с приемлемой точностью. Следовательно, возникает вопрос об эффективности и адекватности методов глубокого машинного обучения для этих целей.

В настоящей статье приводится научный обзор открытых источников литературы по определению абсолютной проницаемости, коэффициента диффузии и пористости по снимкам, полученным разными способами сканирования. Также использованы собственные данные, а именно изображения по 4 карбонатным образцам, и приведены результаты прогнозирования открытой пористости данных образцов на основе их рентгеновских снимков с помощью построенной нами модели свёрточных нейронных сетей.

Проведенный обзор показал, что снимки образцов горных пород, полученные с помощью тех или иных методов сканирования, позволяют рассчитать их транспортные свойства с высокой достоверностью за существенно короткое время. Это означает, что глубокое машинное обучение может являться хорошим альтернативным инструментом для расчёта свойств образцов горных пород на основе их снимков. Построенная нами модель показала прогнозирующую способность пористости 3 карбонатных образцов с коэффициентом достоверности 0,936–0,976.

**Ключевые слова:** снимки образцов, абсолютная проницаемость, коэффициент диффузии, пористость, свёрточные нейронные сети, машинное обучение, прогноз.

#### Как цитировать:

Асилбеков Б.К., Калжанов Н.Е., Бекбау Б.Е., Болысбек Д.А. Расчёт характеристик образцов горных пород на основе их изображений с применением алгоритмов глубокого машинного обучения // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №1. С. 35–49. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>.



**UDC 519.6**  
**CSCSTI 28.23**DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>

Received: 26.09.2023.

Accepted: 23.02.2024.

Published: 31.03.2024.

**Review article****Calculation of the characteristics of rock samples based on their images using deep machine learning algorithms****Bakytzhan K. Assilbekov<sup>1,2</sup>, Nurlykhan Ye. Kalzhanov<sup>3,4</sup>, Bakbergen Bekbau<sup>2</sup>, Darezhat A. Bolysbek<sup>1,4</sup>**<sup>1</sup>*U.A. Joldasbekov Institute of Mechanics and Engineering, Almaty, Kazakhstan*<sup>2</sup>*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*<sup>3</sup>*KBTU BIGSoft, Almaty, Kazakhstan*<sup>4</sup>*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan***ABSTRACT**

Porosity, absolute permeability and diffusion coefficient are important characteristics of the flow of fluids in the pore space of rocks, the determination of which is resource-intensive and time-consuming. With the development of deep machine learning methods over the past 3–4 years, artificial neural networks have begun to be actively used in determining the transport properties of the “liquid-porous medium” system and the geometric characteristics of the pore space of samples based on their images. This method allows you to quickly determine the desired properties with acceptable accuracy. Therefore, the question arises about the effectiveness and adequacy of deep machine learning methods for these purposes.

This article provides a scientific review of open literature sources on the determination of absolute permeability, diffusion coefficient and porosity from images obtained by different scanning methods. We also used our own data, namely images for 4 carbonate samples, and presented the results of predicting the connected porosity of these samples based on their X-ray images using the convolutional neural network model we built.

The review showed that images of rock samples obtained using various scanning methods make it possible to calculate their transport properties with high reliability in a significantly short time. This means that deep machine learning can be a good alternative tool for calculating the properties of rock samples based on their images. The model we built showed the predictive ability of the porosity of 3 carbonate samples with a reliability coefficient of 0.936–0.976.

**Keywords:** *sample images; absolute permeability; diffusion coefficient; porosity; convolutional neural networks; machine learning; prediction.*

**To cite this article:**

Assilbekov BK, Kalzhanov NY, Bekbau B, Bolysbek DA. Calculation of the characteristics of rock samples based on their images using deep machine learning algorithms. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):35–49. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>.

**ӨЖ 519.6**  
**ГТАХР 28.23**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>

Қабылданды: 26.09.2023.

Мақұлданды: 23.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

**Ғылыми шолу**

**Терең машиналық оқыту алгоритмдерін қолдана отырып, олардың кескіндері негізінде тау жыныстары үлгілерінің сипаттамаларын есептеуге әдеби шолу**

**Б.К. Асылбеков<sup>1,2</sup>, Н.Е. Қалжанов<sup>3,4</sup>, Б.Е. Бекбау<sup>2</sup>, Д.Ә. Болысбек<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Академик Ө.А. Жолдасбеков атындағы механика және машина жасау институты, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Сәтбаев Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>КВТУ BIGSoft, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>4</sup>Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

**АННОТАЦИЯ**

Кеуектілік, абсолютті өткізгіштік және диффузиялық коэффициент тау жыныстарының кеуекті кеңістігіндегі сұйықтар ағынының маңызды сипаттамалары болып табылады, оны анықтау ресурсты көп қажет ететін және уақытты қажет ететін процесс болып табылады. Терең машиналық оқыту әдістерінің дамуымен соңғы 3–4 жылда жасанды нейрондық желілер сұйық-кеуекті орта жүйесінің тасымалдау қасиеттерін және олардың кескіндері негізінде үлгілердің кеуекті кеңістігінің геометриялық сипаттамаларын анықтау үшін белсенді түрде қолданылды. Бұл әдіс қолайлы дәлдікпен қажетті қасиеттерді жылдам анықтауға мүмкіндік береді. Сондықтан осы мақсаттарға терең машиналық оқыту әдістерінің тиімділігі мен сәйкестігі туралы сұрақ туындайды.

Бұл мақаланың мақсаты әртүрлі сканерлеу әдістерімен алынған олардың кескіндерінің абсолютті өткізгіштігін, диффузия коэффициентін және кеуектілігін анықтау бойынша ашық дереккөздерден алынған әдебиеттерге ғылыми шолу жасау болып табылады. Әдеби шолу үшін деректер ретінде әртүрлі ашық дереккөздерден алынған ғылыми мақалалар пайдаланылды. Сонымен қатар бұл мақалада біздің жеке деректер, атап айтқанда, 4 карбонат үлгілерінің кескіндері пайдаланылады. Әдіс ретінде конволюциялық нейрондық желілер қарастырылды.

Бұл жұмыстың нәтижелері үлгі кескіндеріне негізделген терең машиналық оқыту әдістерін пайдалана отырып, кеуекті орталардың маңызды сипаттамаларын анықтау әдісінің тиімділігі мен қолданылуының орташа тереңдігін ғылыми шолу болып табылады. Бұл мақалада біз құрастырған конволюционды нейрондық желі моделін пайдалана отырып, олардың рентгендік кескіндері негізінде 4 карбонат үлгісінің ашық кеуектілігін болжау нәтижелері берілген. Әдеби шолу әртүрлі сканерлеу әдістерін қолдану арқылы алынған тау жыныстарының үлгілерінің суреттері (кескіндері) айтарлықтай қысқа мерзімде жоғары сенімділікпен терең машиналық оқыту алгоритмдерін қолдана отырып, олардың тасымалдау қасиеттерін есептеуге мүмкіндік беретінін көрсетті. Бұл терең машиналық оқыту олардың кескіндері негізінде тау жыныстарының үлгілерінің қасиеттерін есептеудің жақсы балама құралы болуы мүмкін дегенді білдіреді. Біз құрастырған конволюциялық нейрондық желі моделі 0,936–0,976 сенімділік коэффициенті бар 3 карбонат үлгісінің кеуектілігінің болжамдық қабілетін көрсетті.

**Негізгі сөздер:** үлгі кескіндері, абсолютті өткізгіштік, диффузия коэффициенті, кеуектілік, конволюционды нейрондық желілер, машиналық оқыту, болжам.

**Дәйексөз келтіру үшін:**

Асылбеков Б.Қ., Қалжанов Н.Е., Бекбау Б.Е., Болысбек Д.Ә. Терең машиналық оқыту алгоритмдерін қолдана отырып, олардың кескіндері негізінде тау жыныстары үлгілерінің сипаттамаларын есептеуге әдеби шолу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №1, 35–49 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108674>.

## Введение

Транспортные свойства пород, такие как абсолютная проницаемость, коэффициент диффузии и пористость, являются их важными макроскопическими характеристиками, от которых зависят добыча углеводородов при разработке нефтегазовых месторождений, оценка возможности закачки и хранения  $\text{CO}_2$  в карбонатные пласты, оценка и мониторинг качества подземных вод и т.д. Эти свойства обычно определяются в лабораторных условиях экспериментальным путём с помощью специального оборудования либо в ходе численного моделирования. Лабораторные измерения обычно длятся немало и являются дорогостоящими, и численное моделирование также занимает достаточное количество времени, в т.ч. на обработку множества входных параметров, поэтому определение указанных свойств альтернативными путями на основе имеющихся аналитических и экспериментальных данных о пористой среде является актуальной задачей.

Машинное обучение стало широко применяться при анализе данных и прогнозировании важных характеристик во многих сферах, таких как медицина [1], экономика [2, 3], геофизика [4–6] и пр.

На сегодняшний день имеется немало работ, посвященных изучению течения жидкостей в пористых средах в масштабе пор [7–11] и прогнозированию характеристик пористой среды [12–18] на основе двумерных изображений в совмещении с решеточным методом Больцмана.

Настоящая статья представляет собой научный обзор литературы из открытых источников по определению упомянутых выше основных свойств пористых материалов на основе их снимков, полученных разными способами сканирования. Кроме этого, приводятся результаты собственных исследований по расчёту открытой пористости 4 карбонатных образцов по их двумерным снимкам, полученным с помощью рентгеновского микрокомпьютерного томографа.

## Расчёт коэффициента диффузии

Работа [18] посвящена прогнозированию коэффициента эффективной диффузии двумерных пористых сред с использованием глубокого машинного обучения – свёрточных нейронных сетей (далее – CNN, *англ.* Convolutional Neural Network) на основе их изображений. Эти двумерные пористые среды были сгенерированы с использованием метода реконструкции поровой структуры – набора для генерации структуры квартета. Коэффициенты эффективной диффузии вычислены с помощью решеточного метода Больц-

мана (далее – LBM, *англ.* Lattice Boltzmann Method), которые являлись исходными данными для обучения модели CNN. Авторы сгенерировали множество сред, пористость и коэффициент диффузии которых менялись в интервалах 0,28–0,98 и 0,1–1 соответственно (рис. 1). Как видно из рис. 1, низкие значения коэффициента диффузии распределены с большим разбросом. Авторы спрогнозировали коэффициент диффузии с использованием CNN, который коррелирует с рассчитанным коэффициентом диффузии по LBM с достоверностью 0,99 (рис. 2, а), тогда как широко используемое эмпирическое уравнение Брюггемана позволяет рассчитывать коэффициент диффузии со сравнительно низкой достоверностью (рис. 2, б), особенно для низких значений коэффициента. Авторы работы [18] также приводят несколько способов улучшения достоверности прогноза коэффициента диффузии с помощью CNN и особенно его низких значений ( $<0,1$ ), таких как использование относительной ошибки вместо абсолютной при минимизации функции потерь и исключение тупиковых пор из общей сети пор.

В работе [16] рассматривается прогнозирование коэффициента диффузии трёхмерных гранулированных пористых сред с применением CNN с самоусилением информации о поровой структуре. Коэффициент диффузии рассчитан на основе решеточного метода Больцмана, а гранулированные пористые среды были реконструированы стохастической генерацией шаров разного диаметра с пористостью 0,39–0,79 (рис. 3). Авторы показали, что при обучении могут использоваться изображения с любой пористостью при одинаковой структуре среды: если для обучения использовать изображения сред с низкой пористостью и прогнозировать коэффициент диффузии сред с высокой пористостью и, наоборот, использовать среду с высокой пористостью для обучения при прогнозе коэффициента диффузии с низкой пористостью, то отклонения прогнозного значения коэффициента диффузии от истинного в обоих случаях будут сопоставимы (рис. 4). Авторы также показали, что благодаря применению глубокого машинного обучения время расчёта коэффициента диффузии сократилось с 17 ч до 1 с, и ошибка между результатами CNN и LBM не превышает 9%.

Прогнозирование коэффициента диффузии пористых сред песчаного и трещиноватого типов приведено в работе [19] с использованием CNN на основе их изображений. Отметим, что рассмотренные пористые среды были реконструированы путём случайной генерации объектов в двумерной области,

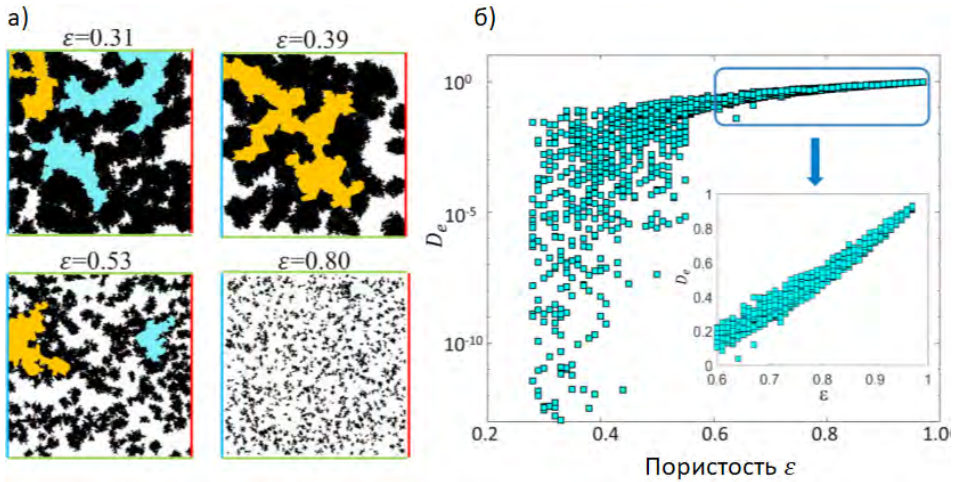
и их коэффициент диффузии был рассчитан с помощью решеточного метода Больцмана.

На рис. 5 показаны некоторые из таких сред: первые две картинки соответствуют пористым средам песчаного типа, а последние две – трещиноватому типу. Главным заключением этой работы является то, что модель CNN, обученная на данных пористых сред песчаного типа, лучше прогнозирует коэффициент диффузии пористых сред этого же типа. Это означает, что вопрос о разработке универсальной модели CNN, которая прогнозирует коэффициент диффузии пористых сред любого типа, остается открытым.

**Расчёт абсолютной проницаемости**

Авторы работы [17] прогнозировали абсолютную проницаемость карбонатных и песчаных образцов на основе их изображений с использованием регрессионных методов машинного обучения (неглубокое машинное обучение) и CNN. В качестве исходных данных были использованы изображения карбонатного образца (рис. 6), полученные с помощью рентгеновской микрокомпьютерной томографии.

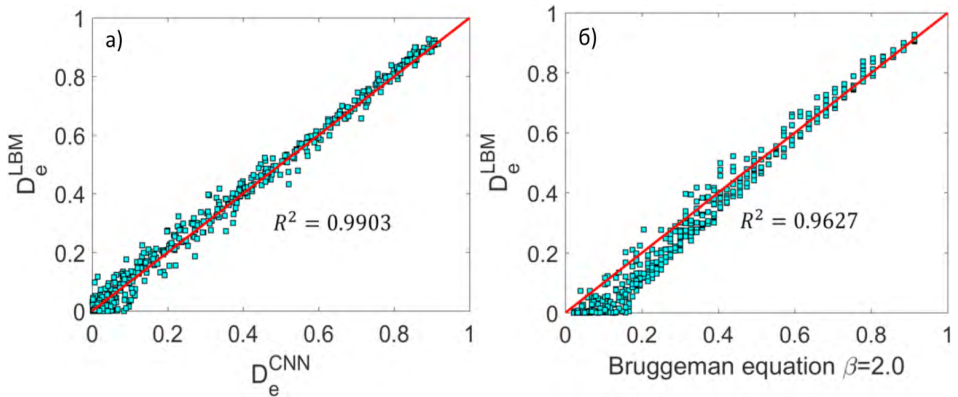
Результаты показали, что CNN лучше предсказывает проницаемость пород по сравнению с регрессионными методами машинного обучения. Петрофизические параметры рас-



**Рисунок 1. Сгенерированные пористые среды и их коэффициенты диффузии [18]**

**Figure 1. Generated porous media and their diffusion coefficient [18]**

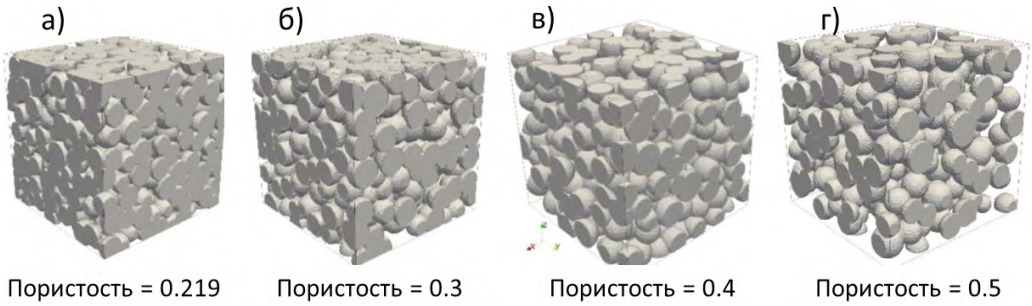
а) выборочные пористые среды / selected porous media; б) распределение коэффициента диффузии по пористости / diffusion coefficient distribution by porosity



**Рисунок 2. Коэффициенты диффузии, полученные разными методами [18]**

**Figure 2. Diffusion coefficients obtained by different methods [18]**

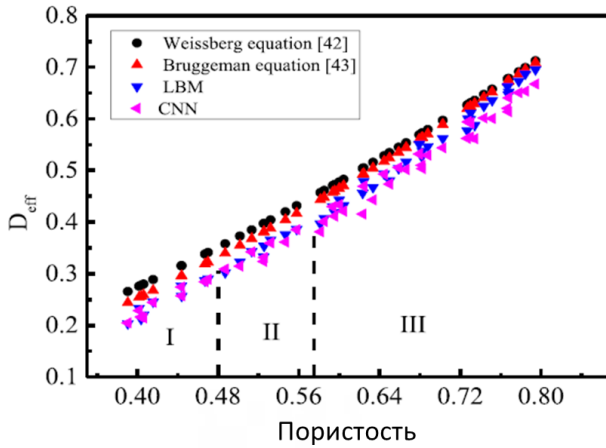
а) спрогнозированный по CNN и рассчитанный по LBM коэффициенты диффузии / CNN-predicted vs. LBM-calculated diffusion coefficients; б) рассчитанный по LBM и уравнению Брюггемана коэффициенты диффузии / diffusion coefficients calculated using LBM and Bruggeman equation



**Рисунок 3. Сгенерированные пористые среды с различной пористостью [16]**

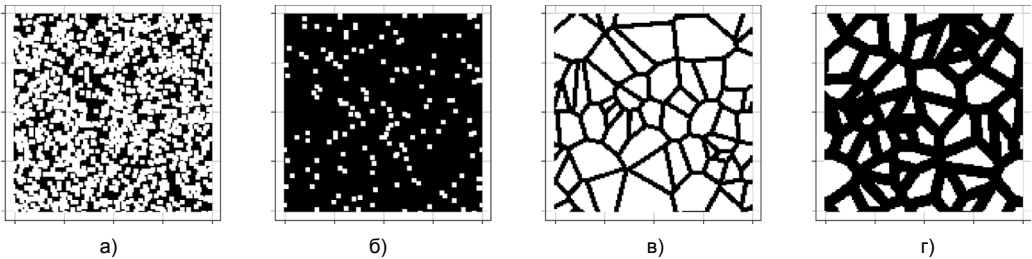
**Figure 3. Generated porous media with different porosity [16]**

а) с пористостью 0,219 / with a porosity of 0.219; б) с пористостью 0,3 / with a porosity of 0.3; в) с пористостью 0,4 / with a porosity of 0.4; г) с пористостью 0,5 / with a porosity of 0.5



**Рисунок 4. Коэффициент диффузии, рассчитанный различными способами [16]**

**Figure 4. Diffusion coefficient calculated by different methods [16]**



**Рисунок 5. Сгенерированные пористые среды с различной пористостью [19]**

**Figure 5. Generated porous media with different porosity [19]**

а) песчаный тип с высокой пористостью / sandstone type with high porosity; б) песчаный тип с низкой пористостью / sandstone type with low porosity; в) трещиноватый тип с высокой пористостью / fractured type with high porosity; г) трещиноватый тип с низкой пористостью / fractured type with low porosity

смотренных образцов были рассчитаны с помощью поросетевого моделирования (далее – PNM, *англ.* Pore Network Modeling), LBM и полного уравнения Навье-Стокса. PNM является самым быстрым методом расчёта петрофизических параметров, тогда как LBM

и полное уравнение Навье-Стокса являются наиболее точными. Как показали авторы, все три метода оказались способными прогнозировать проницаемость с хорошей точностью. Основными выводами этой работы являются:



а) CNN позволяет спрогнозировать проницаемость образца в 1000 раз быстрее, чем LBM;

б) достоверность прогноза проницаемости песчаных образцов (рис. 7, б) выше достоверности прогноза проницаемости карбонатного образца (рис. 7, а) из-за сложной поровой структуры последнего.

Некоторые работы направлены на прогнозирование проницаемости на основе изображений образцов, полученных с помощью различных способов сканирования, таких как микрокомпьютерная томография или электронная микроскопия, с учётом петрофизических свойств пород [15, 20]. В работе [20] предложена новая архитектура глубокого машинного обучения (рис. 8, б) для более точного прогнозирования абсолютной проницаемости синтетических пород, учитывающая их пористость и извилистость. Авторы изучили влияние разных контролирующих параметров, таких как количество плотных слоев и степени обучения, на прогнозирующую способность построенной архитектуры. Они показали, что учет пористости и извилистости при прогнозировании абсолютной проницаемости на основе изображений породы может улучшить качество прогноза. Их результаты показали повышение достоверности прогноза от 0,985 до 0,994 при использовании пористости и извилистости в качестве дополнительных входных данных для обучения модели CNN (рис. 9), при этом время расчёта проницаемости снизилось в 1000 раз по сравнению со временем расчёта по LBM.



**Рисунок 6. Трехмерное изображение карбонатного образца [17]**  
**Figure 6. 3D image of a carbonate sample [17]**

Очевидно, что качество изображений образцов влияет на точность прогноза транспортных свойств горных пород, и оно не всегда является достаточно хорошим. Качество изображений зависит от разрешающей способности сканирующего оборудования, например, рентгеновского микрокомпьютерного томографа или сканирующего электронного микроскопа. В работе [21] приведена методика прогнозирования абсолютной проницаемости пористой среды глубоким машинным обучением на основе её изображения с плохим разрешением. Она основана на совместном использовании CNN и автокодировщика – специальной архитектуры искусственных нейронных сетей, позволяющей применять обучение без учителя при использовании метода обратного распространения ошибки. Как показали результаты, это позволило не только использовать изображения с низким разрешением для прогноза, но и улучшить точность прогноза абсолютной проницаемости (рис. 10).

**Расчёт пористости**

Пористость описывает вместительную способность пористых сред, которая является основополагающим фактором при оценке проницаемости, извилистости и коэффициента диффузии по различным эмпирическим уравнениям, таким как уравнение Козени-Кармана. Она обычно определяется методом жидкостенасыщения в лабораторных условиях, который занимает немало времени. Машинное обучение может являться инструментом быстрого определения пористости среды с приемлемой точностью. В работе [22] приведены результаты прогнозирования свойств пористой среды, в т.ч. пористости, с применением глубокого машинного обучения на основе двухмерных томографических снимков трёх песчаных образцов. Как показывают результаты, CNN способны прогнозировать пористость песчаных образцов с высокой достоверностью на отфильтрованных и отсегментированных изображениях (рис. 11, а), тогда как прогноз на сырых изображениях приводит к результатам с относительно низкой достоверностью (рис. 11, б). Это означает, что качество снимков образцов горных пород является важным при построении (обучении) модели нейронных сетей.

В настоящей статье также приводятся собственные результаты по прогнозированию открытой пористости карбонатных образцов с применением CNN на основе их двухмерных изображений, полученных с помощью рентгеновского микрокомпьютерного томографа. В качестве входных данных



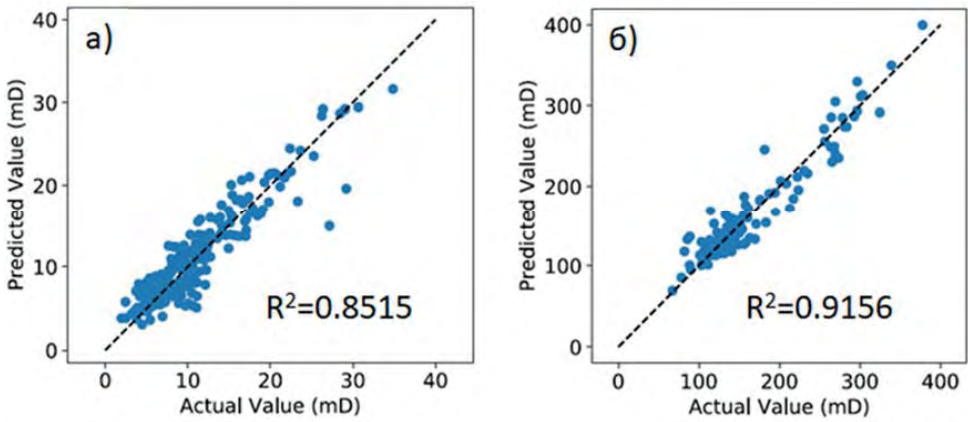


Рисунок 7. Сопоставление спрогнозированной проницаемости карбонатного и песчаного образцов с проницаемостью, вычисленной с помощью LBM [17]

Figure 7. Comparison of predicted permeability of carbonate and sandstone samples with permeability calculated using LBM [17]

а) карбонатный образец / carbonate sample; б) песчаный образец / sandstone sample

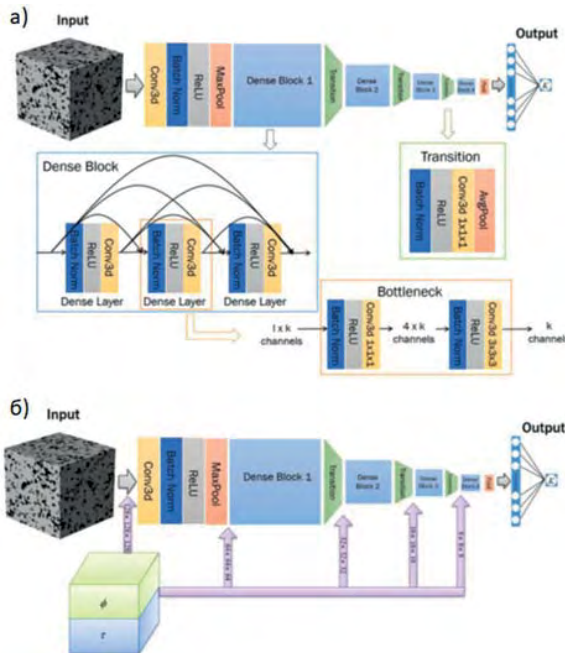


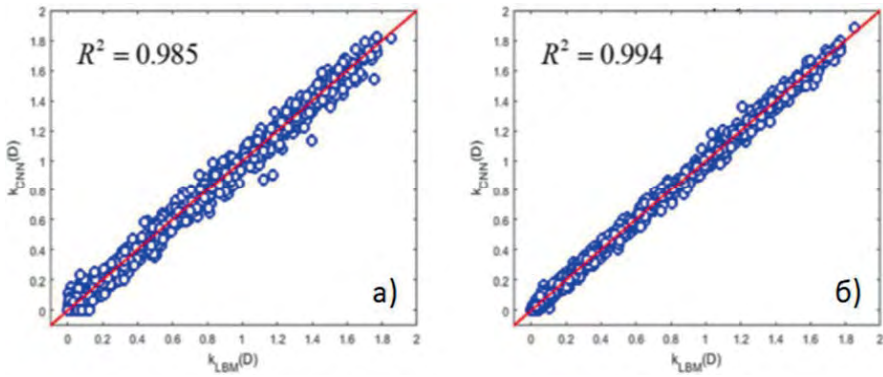
Рисунок 8. Архитектура модели CNN [20]

Figure 8. CNN model architecture [20]

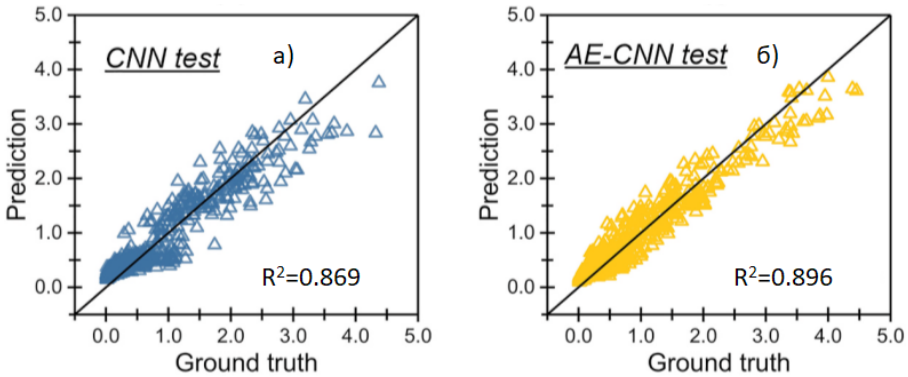
а) обычная / conventional; б) предложенная / proposed

для обучения и прогноза были использованы прямоугольные образцы, вырезанные из четырёх цилиндрических карбонатных образцов. Извлечение прямоугольного образца с квадратным поперечным сечением схематически проиллюстрировано на рис. 12. На этом рисунке поровое пространство обозначено темно-синим цветом, окружность и квадрат обозначают поперечное сечение

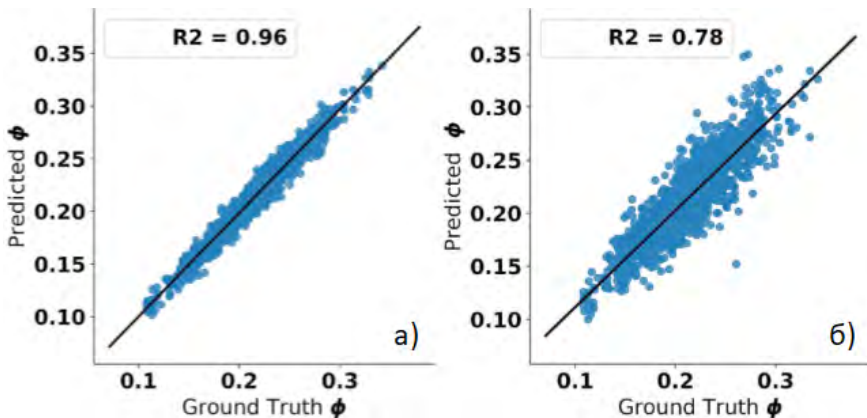
цилиндрического и прямоугольного образцов соответственно (рис. 12, а). Поровое пространство выделенных прямоугольных образцов показано на рис. 13. Построенная модель CNN была обучена и протестирована на изображениях образца 1, затем пористость остальных образцов была спрогнозирована. Трёхмерная модель образца 1 состоит из 2490 изображений.



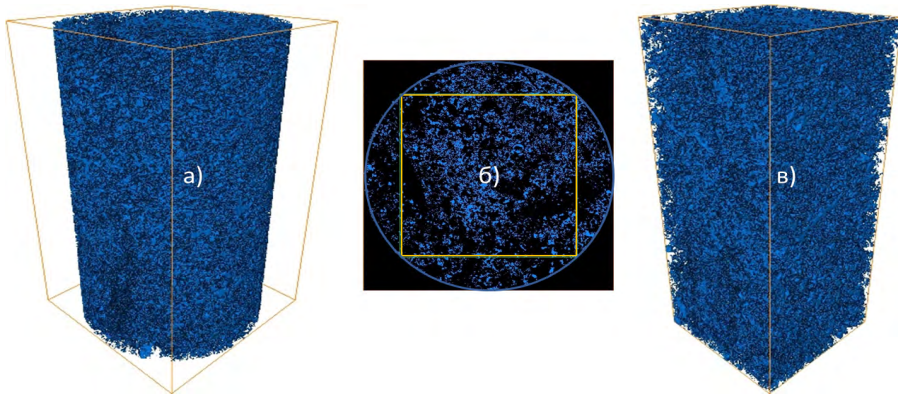
**Рисунок 9. Спрогнозированные проницаемости по обычной и предложенной архитектурам модели CNN в сопоставлении с проницаемостью, рассчитанной по LBM [21]**  
**Figure 9. Predicted permeabilities by conventional and proposed CNN model architecture vs. LBM calculated permeability [21]**  
 а) обычная / conventional; б) предложенная / proposed



**Рисунок 10. Спрогнозированные проницаемости по обычной и предложенной методике в сопоставлении с истинной проницаемостью [21]**  
**Figure 10. Predicted permeabilities using the conventional and proposed methodologies compared with the true permeability [21]**  
 а) обычная / conventional; б) предложенная / proposed



**Рисунок 11. Спрогнозированные пористости по обработанным и необработанным изображениям в сопоставлении с истинной пористостями [22]**  
**Figure 11. Predicted porosities from processed and unprocessed images compared with true porosities [22]**  
 а) обычная / conventional; б) предложенная / proposed



**Рисунок 12. Схематическое изображение процесса выделения прямоугольного образца**  
**Figure 12. Schematic representation of the extraction process of rectangular sample**

*а) цилиндрический образец / cylindrical sample; б) поперечное сечение образцов / cross-section of the samples; в) выделенный прямоугольный образец / extracted rectangular sample*



**Рисунок 13. Поровое пространство выделенных прямоугольных образцов**  
**Figure 13. Pore space of extracted rectangular samples**

*а) образец 1 / sample No. 1; б) образец 2 / sample No. 2; в) образец 3 / sample No. 3; г) образец 4 / sample No. 4*

На рис. 13 можно увидеть сильно неоднородную поровую структуру рассмотренных образцов, которая подтверждается распределением осреднённой по поперечному сечению пористости образцов по их длине (рис. 14). Как показано на рис. 14, образцы отличаются разной неоднородностью. Образец 4 имеет относительно низкую пористость по сравнению с другими образцами. Из распределения пористости можно увидеть области с низкой и высокой пористостями, которые указывают на наличие уплотнённых слоёв породы и каверны в структуре образцов.

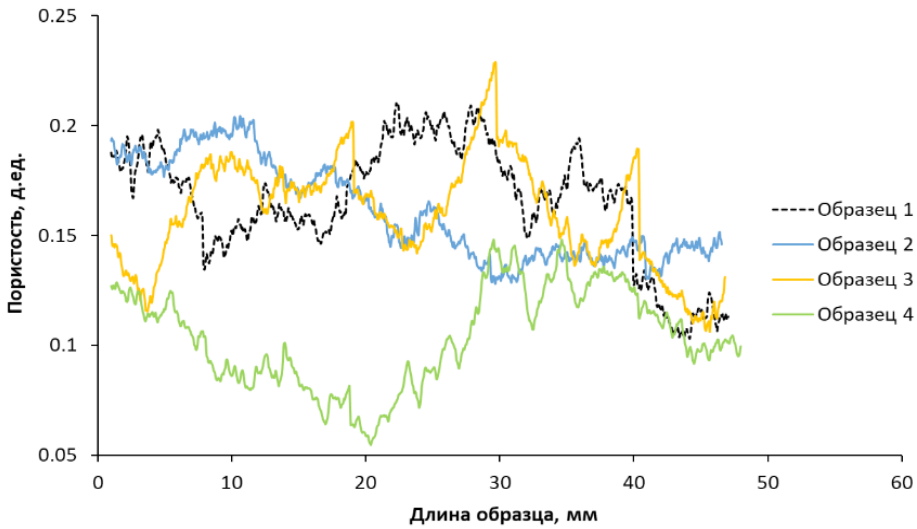
С целью анализа изображений образцов была выбрана CNN с двухмерными изображениями на входе и регрессионным слоем на выходе для прогнозирования пористости. Архитектура CNN представляет собой эффективный инструмент для обработки изображений и может применяться в различных задачах, включая классификацию, обнаружение объектов и регрессию. В данном случае был использован регрессионный слой

на выходе модели. Этот слой обычно состоит из одного или нескольких полносвязных слоёв, которые преобразуют извлечённые свёрточными слоями признаки в числовые предсказания.

Процесс анализа изображений и прогноза пористости с использованием CNN включает следующие этапы:

- 1. Подготовка данных.** Важно правильно подготовить данные перед обучением нейронной сети, включая их масштабирование до одинакового размера и нормализацию значений пикселей. В данном случае изображения были нормализованы до размера 120x120 пикселей (рис. 15), и значения пикселей были масштабированы до 1 или 0 для улучшения обучения.

- 2. Архитектура CNN.** CNN состоит из различных слоёв, таких как свёрточные, слои подвыборки, полносвязные слои и слои активации. Архитектура сети определяет количество и последовательность этих слоёв. Например, в данной модели были использо-



**Рисунок 14. Распределение осреднённой по поперечному сечению пористости рассмотренных образцов по их длине**

**Figure 14. Distribution of porosity averaged over the cross section of the considered samples along their length**

ваны два свёрточных слоя с функцией активации Relu, слой подвыборки, два полносвязных слоя и регрессионный слой на выходе (рис. 15).

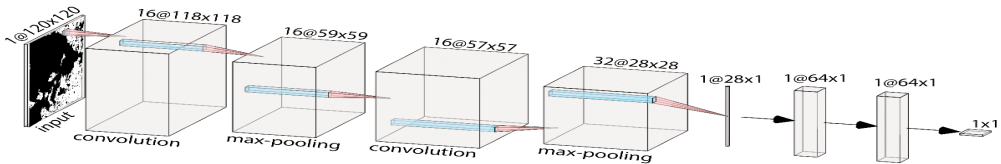
3. **Обучение сети.** Обучение CNN включает в себя передачу обучающих данных в сеть и коррекцию весов нейронов в процессе обратного распространения ошибки. Модель обучалась на образце 1 и тестировалась на других для оценки её производительности.

4. **Оптимизация архитектуры и параметров управления (гиперпараметры).** Были проведены эксперименты с разными архитектурами и гиперпараметрами с целью оптимизации производительности модели. Это включало в себя изменение числа слоёв, размеров фильтров, функций активации, параметров подвыборки и других характеристик сети.

5. **Регуляризация и управление переобучением.** Для предотвращения переобучения модели были применены методы регуляризации, такие как Dropout и L2 регуляризация. Эти методы помогли улучшить способность модели обобщать данные на обучающем наборе.

6. **Оптимизация функции потерь.** Были выбраны подходящие функции потерь, например, среднеквадратичная ошибка, и оптимизаторы, такие как Adam, для эффективного обучения модели.

7. **Оценка и сравнение результатов.** Важно оценить модель с использованием различных метрик, таких как средняя абсолютная ошибка и коэффициент достоверности прогноза, и сравнить её результаты с другими моделями или методами для определения её эффективности.



**Рисунок 15. Архитектура построенной модели CNN**

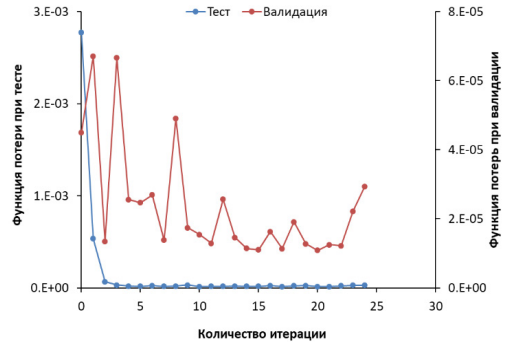
**Figure 15. CNN architecture**



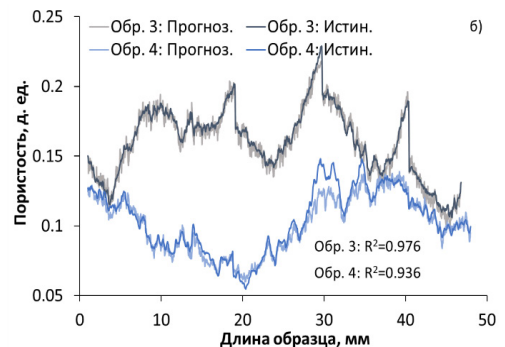
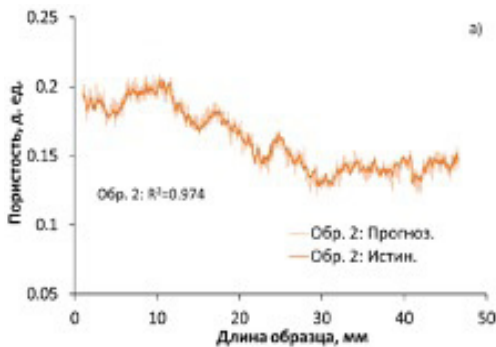
Использованная архитектура CNN показана на рис. 15. Код написан на языке Python с использованием библиотеки Keras. Общее количество эпох (итерации) обучения составило 25, за которое функции потерь существенно снизились (рис. 16). В качестве функции потерь была взята среднеквадратичная ошибка между прогнозной и истинной пористостями, которая в процессе итерации должна уменьшаться (рис. 16). Как показывает рис. 16, среднеквадратичная ошибка существенно более низкая во время валидации, чем во время теста, т.к. построенная модель CNN сначала всесторонне тестируется, затем дополнительно проверяется во время валидации.

На рис. 17 показаны результаты прогнозирования открытой пористости образцов 2–4 с помощью построенной модели CNN в сравнении с истинными пористостями. Как показывает рис. 17, CNN прогнозировал пористость образцов 2–4 с высокой точностью, несмотря на то, что построенная модель CNN была обучена и протестирована только по изображениям образца 1, коэффициент достоверности которых составил 0,936–0,976. Из данного рисунка также можно заметить, что машинное обучение способно различать неоднородную структуру образцов,

что спрогнозированная пористость в точности повторяет истинную пористость по длине рассмотренных образцов. Это означает, что глубокое машинное обучение может являться хорошим инструментом для быстрого расчёта свойств образцов горных пород с приемлемой точностью на основе их снимков, полученных одним из методов сканирования материалов.



**Рисунок 16. Изменение функции потерь во время теста и валидации**  
**Figure 16. Changing the loss function during test and validation**



**Рисунок 17. Спрогнозированная и истинная пористости образцов**  
**Figure 17. Predicted and true porosity of samples**

а) образец 2 / sample No. 2; б) образцы 3 и 4 / samples No. 3, 4

Светлыми линиями показана спрогнозированная пористость, темными – истинная (темные линии).  
 Light lines show predicted porosity, dark lines show true porosity (dark lines)

**Заключение**

На основе проведенного обзора литературы можем заключить, что изображения образцов горных пород, полученные с помощью тех или иных методов сканирования, позволяют вычислять их транспортные свойства с применением глубокого машинного обучения с высокой достоверностью, причём за существенно короткое время. Это означает, что глубокое машинное обучение может являться хорошим инструментом для расчёта свойств образцов горных пород на основе

их снимков, полученных одним из методов сканирования материалов. CNN являются основным алгоритмом глубокого машинного обучения для данной задачи. Тем не менее, отметим также и следующие выводы:

- 1) Глубокое машинное обучение может быть применено для прогноза свойств образцов с различной поровой структурой (трещиноватые, неоднородные и кавернозные карбонатные и песчаные породы);
- 2) Глубокое машинное обучение позволяет существенно (с нескольких десятков

часов до нескольких секунд) сократить время расчёта транспортных свойств образцов горных пород по сравнению с решеточным методом Больцмана (LBM);

3) Модели глубокого машинного обучения с дополнительными опциями позволяют прогнозировать свойства образцов на основе их изображений низкого качества;

4) CNN лучше предсказывает проницаемость пород по сравнению с ре-

грессионными методами машинного обучения;

5) В общем случае CNN лучше предсказывает свойства песчаных образцов, чем свойства карбонатных образцов, из-за сложной поровой структуры последних;

6) CNN способен распознать пространственную неоднородность пористости образцов при обучении, которая учитывается при прогнозировании.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Данное исследование было профинансировано Комитетом Науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках проекта BR18574136 «Развитие методов глубокого обучения и интеллектуального анализа для решения сложных задач механики и робототехники».

**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). Вклад распределён следующий образом: Асилбеков Б.К. – обзор методов машинного обучения, разработка модели глубокого машинного обучения, анализ результатов обзора и расчётов, написание рукописи, Калжанов Н.Е. – разработка модели глубокого машинного обучения, прогнозирование пористости образцов, Бекбау Б.Е. – обзор методов машинного обучения по определению абсолютной проницаемости и пористости, написание рукописи, Болысбек Д.А. – обработка данных с микрокомпьютерной томографии,

построение трёхмерной цифровой модели цилиндрических образцов.

## ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** This study was funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan under the project BR18574136 “Development of deep learning and predictive analysis methods for solving complex problems in mechanics and robotics”.

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

**Authors' contribution.** All authors confirm that their authorship meets the international ICMJE criteria (all authors made a significant contribution to the development of the concept, conduct of the study and preparation of the article, read and approved the final version before publication). The contribution is distributed as follows: Bakytzhan K. Assilbekov – review of machine learning methods, development of deep learning algorithm, analysis of review results and calculations, writing the manuscript; Nurlykhan Ye. Kalzhanov – development of deep learning algorithm, prediction of sample porosity; Bakbergen Bekbau – review of machine learning methods on determining absolute permeability and porosity, writing the manuscript; Darezhat A. Bolysbek – processing data from microcomputed tomography, building a three-dimensional digital model of cylindrical samples.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Rajalingam B., Priya R.* Multimodal Medical Image Fusion based on Deep Learning Neural Network for Clinical Treatment Analysis // *Int J ChemTech Res.* 2018. Vol. 11, N 6. P. 160–176. doi:10.20902/IJCTR.2018.110621.
2. *Cicceri G., Inserra G., Limosani M.* A Machine Learning Approach to Forecast Economic Recessions – An Italian Case Study // *Mathematics.* 2020. Vol. 8, N 2. doi:10.3390/math8020241.
3. *Yoon J.* Forecasting of Real GDP Growth Using Machine Learning Models: Gradient Boosting and Random Forest Approach // *Comput Econ.* 2021. Vol. 57, N 1. P. 247–265. doi:10.1007/s10614-020-10054-w.
4. *Gholami R., Shahraki A.R., Jamali Paghaleh M.* Prediction of Hydrocarbon Reservoirs Permeability Using Support Vector Machine // *Math Probl Eng.* 2012. Vol. 2012. P. 1–18. doi:10.1155/2012/670723.
5. *Waszkiewicz S., Krakowska-Madejska P., Puskarczyk E.* Estimation of absolute permeability using artificial neural networks (multilayer perceptrons) based on well logs and laboratory data from Silurian



and Ordovician deposits in SE Poland // *Acta Geophys.* 2019. Vol. 67. P. 1885–1894. doi:10.1007/s11600-019-00347-6.

6. *Tembely M., AlSumaiti A.M., Alameri W.* A deep learning perspective on predicting permeability in porous media from network modeling to direct simulation // *Comput. Geosci.* 2020. Vol. 24, N 4. P. 1541–1556. doi:10.1007/s10596-020-09963-4.

7. *Xuan Y.M., Zhao K., Li Q.* Investigation on mass diffusion process in porous media based on Lattice Boltzmann method // *Heat Mass Transf.* 2010. Vol. 46, N 10. P. 1039–1051. doi:10.1007/s00231-010-0687-2.

8. *Wang Y., Lin G.* Efficient deep learning techniques for multiphase flow simulation in heterogeneous porous media // *J Comput Phys.* 2020. Vol. 401. doi:10.1016/j.jcp.2019.108968.

9. *Santos J.E., Xu D., Jo H., et al.* PoreFlow-Net: A 3D convolutional neural network to predict fluid flow through porous media // *Adv Water Resour.* 2020. Vol. 138. doi:10.1016/j.advwatres.2020.103539.

10. *Da Wang Y., Blunt M.J., Armstrong R.T., Mostaghimi P.* Deep learning in pore scale imaging and modeling // *Earth-Science Rev.* 2021. Vol. 215. doi:10.1016/j.earscirev.2021.103555.

11. *Болысбек Д.А., Кульджабеков А.Б., Бекбау Б.Е., Узбекалиев К.Ш.* Изучение поровой структуры и расчет макроскопических характеристик горных пород на основе изображений рентгеновской микрокомпьютерной томографии // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана.* Том 5, № 2. С. 17–30. doi:10.54859/kjogi108647.

12. *Tian J., Qi C., Sun Y., et al.* Permeability prediction of porous media using a combination of computational fluid dynamics and hybrid machine learning methods // *Eng Comput.* 2021. Vol. 37. P. 3455–3471. doi:10.1007/s00366-020-01012-z.

13. *Graczyk K.M., Matyka M.* Predicting porosity, permeability, and tortuosity of porous media from images by deep learning // *Sci Rep.* 2020. Vol. 10. doi:10.1038/s41598-020-78415-x.

14. *Caglar B., Broggi G., Ali M.A., et al.* Deep learning accelerated prediction of the permeability of fibrous microstructures // *Compos Part A Appl Sci Manuf.* 2022. Vol. 158. doi:10.1016/j.compositesa.2022.106973.

15. *Araya-Polo M., Alpak F.O., Hunter S., et al.* Deep learning-driven permeability estimation from 2D images // *Comput Geosci.* 2020. Vol. 24. P. 571–580. doi:10.1007/s10596-019-09886-9.

16. *Wang H., Yin Y., Hui X.Y., et al.* Prediction of effective diffusivity of porous media using deep learning method based on sample structure information self-amplification // *Energy AI.* 2020. Vol. 2. doi:10.1016/j.egyai.2020.100035.

17. *Tembely M., AlSumaiti A.M., Alameri W.S.* Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography // *Energy Reports.* 2021. Vol. 7. P. 1460–1472. doi:10.1016/j.egy.2021.02.065.

18. *Wu H., Fang W-Z., Kang Q., et al.* Predicting Effective Diffusivity of Porous Media from Images by Deep Learning // *Sci Rep.* 2019. Vol. 9. doi:10.1038/s41598-019-56309-x.

19. *Graczyk K.M., Strzelczyk D., Matyka M.* Deep learning for diffusion in porous media // *Sci Rep.* 2023. Vol. 13. doi:10.1038/s41598-023-36466-w.

20. *Tang P., Zhang D., Li H.* Predicting permeability from 3D rock images based on CNN with physical information // *J Hydrol.* 2022. Vol. 606. doi:10.1016/j.jhydrol.2022.127473.

21. *Zhang H., Yu H., Yuan X., et al.* Permeability prediction of low-resolution porous media images using autoencoder-based convolutional neural network // *J Pet Sci Eng.* 2022. Vol. 208. doi:10.1016/j.petrol.2021.109589.

22. *Alqahtani N., Alzubaidi F., Armstrong R.T., et al.* Machine learning for predicting properties of porous media from 2d X-ray images // *J Pet Sci Eng.* 2020. Vol. 184. doi:10.1016/j.petrol.2019.106514.

## REFERENCES

1. Rajalingam B, Priya R. Multimodal Medical Image Fusion based on Deep Learning Neural Network for Clinical Treatment Analysis. *Int J ChemTech Res.* 2018;11(6):160–176. doi:10.20902/IJCTR.2018.110621.

2. Cicceri G, Inserra G, Limosani M. A Machine Learning Approach to Forecast Economic Recessions – An Italian Case Study. *Mathematics.* 2020;8(2). doi:10.3390/math8020241.

3. Yoon J. Forecasting of Real GDP Growth Using Machine Learning Models: Gradient Boosting and Random Forest Approach. *Comput Econ.* 2021;57(1):247–265. doi:10.1007/s10614-020-10054-w.

4. Gholami R, Shahraiki AR, Jamali Paghaleh M. Prediction of Hydrocarbon Reservoirs Permeability Using Support Vector Machine. *Math Probl Eng.* 2012;1–18. doi:10.1155/2012/670723.

5. Waszkiewicz S, Krakowska-Madejska P, Puskarczyk E. Estimation of absolute permeability using artificial neural networks (multilayer perceptrons) based on well logs and laboratory data from Silurian and Ordovician deposits in SE Poland. *Acta Geophys.* 2019;67:1885–1894. doi:10.1007/s11600-019-00347-6.

6. Tembely M, AlSumaiti AM, Alameri W. A deep learning perspective on predicting permeability in porous media from network modeling to direct simulation. *Comput. Geosci.* 2020;24(4):1541–1556. doi:10.1007/s10596-020-09963-4.

7. Xuan YM, Zhao K, Li Q. Investigation on mass diffusion process in porous media based on Lattice Boltzmann method. *Heat Mass Transf.* 2010;46(10):1039–1051. doi:10.1007/s00231-010-0687-2.
8. Wang Y, Lin G. Efficient deep learning techniques for multiphase flow simulation in heterogeneous porous media. *J Comput Phys.* 2020;401. doi:10.1016/j.jcp.2019.108968.
9. Santos JE, Xu D, Jo H, et al. PoreFlow-Net: A 3D convolutional neural network to predict fluid flow through porous media. *Adv Water Resour.* 2020;138. doi:10.1016/j.advwatres.2020.103539.
10. Da Wang Y, Blunt MJ, Armstrong RT, Mostaghimi P. Deep learning in pore scale imaging and modeling. *Earth-Science Rev.* 2021;215. doi:10.1016/j.earscirev.2021.103555.
11. Bolysbek DA, Kulzhabekov AB, Bekbau B, Uzbekaliyev KS. Study of the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on X-ray microcomputed tomography images. *Kazakhstan J oil gas Ind.* 2023;5(2):17–30. doi:10.54859/kjogi108647. (In Russ).
12. Tian J, Qi C, Sun Y, et al. Permeability prediction of porous media using a combination of computational fluid dynamics and hybrid machine learning methods. *Eng Comput.* 2021;37:3455–3471. doi:10.1007/s00366-020-01012-z.
13. Graczyk KM, Matyka M. Predicting porosity, permeability, and tortuosity of porous media from images by deep learning. *Sci Rep.* 2020;10. doi:10.1038/s41598-020-78415-x.
14. Caglar B, Broggi G, Ali MA, et al. Deep learning accelerated prediction of the permeability of fibrous microstructures. *Compos Part A Appl Sci Manuf.* 2022;158. doi:10.1016/j.compositesa.2022.106973.
15. Araya-Polo M, Alpak FO, Hunter S, et al. Deep learning-driven permeability estimation from 2D images. *Comput Geosci.* 2020;24:571–580. doi:10.1007/s10596-019-09886-9.
16. Wang H, Yin Y, Hui XY, et al. Prediction of effective diffusivity of porous media using deep learning method based on sample structure information self-amplification. *Energy AI.* 2020;2. doi:10.1016/j.egyai.2020.100035.
17. Tembely M, AlSumaiti AM, Alameri WS. Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports.* 2021;7:1460–1472. doi:10.1016/j.egy.2021.02.065.
18. Wu H, Fang W-Z, Kang Q, et al. Predicting Effective Diffusivity of Porous Media from Images by Deep Learning. *Sci Rep.* 2019;9. doi:10.1038/s41598-019-56309-x.
19. Graczyk KM, Strzelczyk D, Matyka M. Deep learning for diffusion in porous media. *Sci Rep.* 2023;13. doi:10.1038/s41598-023-36466-w.
20. Tang P, Zhang D, Li H. Predicting permeability from 3D rock images based on CNN with physical information. *J Hydrol.* 2022;606. doi:10.1016/j.jhydrol.2022.127473.
21. Zhang H, Yu H, Yuan X, et al. Permeability prediction of low-resolution porous media images using autoencoder-based convolutional neural network. *J Pet Sci Eng.* 2022;208. doi:10.1016/j.petrol.2021.109589.
22. Alqahtani N, Alzubaidi F, Armstrong RT, et al. Machine learning for predicting properties of porous media from 2d X-ray images. *J Pet Sci Eng.* 2020;184. doi:10.1016/j.petrol.2019.106514.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### Асилбеков Бакытжан Калжанович

PhD

ORCID 0000-0002-0368-0131

e-mail: [assibekov.b@gmail.com](mailto:assibekov.b@gmail.com).

### Қалжанов Нұрлыхан Ерланұлы

ORCID 0009-0008-5776-0971

e-mail: [nurka1022@gmail.com](mailto:nurka1022@gmail.com).

### \*Бекбау Бақберген Ермекбайұлы

PhD

ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: [bakbergen.bekbau@gmail.com](mailto:bakbergen.bekbau@gmail.com)

### Болысбек Дәрежат Абілсәитұлы

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: [bolysbek.darezhat@gmail.com](mailto:bolysbek.darezhat@gmail.com)

## AUTHORS' INFO

### Bakytzhan K. Assibekov

PhD

ORCID 0000-0002-0368-0131

e-mail: [assibekov.b@gmail.com](mailto:assibekov.b@gmail.com).

### Nurlykhan Ye. Kalzhanov

ORCID 0009-0008-5776-0971

e-mail: [nurka1022@gmail.com](mailto:nurka1022@gmail.com).

### \*Bakbergen Bekbau

PhD

ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: [bakbergen.bekbau@gmail.com](mailto:bakbergen.bekbau@gmail.com)

### Darezhat A. Bolysbek

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: [bolysbek.darezhat@gmail.com](mailto:bolysbek.darezhat@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

**UDC 622.32**  
**CSCSTI 52.47.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>

Received: 09.11.2023.

Accepted: 23.02.2024.

Published: 31.03.2024.

---

## Review article

### Alternative Methods of thermal Oil Recovery: A Review

**Leya K. Kairgeldina, Bauyrzhan Sarsenbekuly**  
*Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

Oil production from fields with hard-to-recover reserves always remains a challenge for the oil and gas industry, mainly due to one special factor – the high viscosity of oil, which implies low mobility of oil in a porous medium. Over time, traditional methods of increasing oil recovery become less effective due to a decrease in readily available oil reserves and the complexity of geological conditions for field development. In this regard, the need to use innovative methods to increase oil recovery is becoming more urgent. In recent decades, research in this area has shown significant progress, various methods have been introduced to reduce the viscosity of oil. One of the most effective and actively developing approaches in this area is thermal methods of enhanced oil recovery. They are based on the injection of thermal energy into the reservoir in order to reduce the viscosity of oil and, consequently, increase mobility, which in turn will greatly facilitate the displacement of oil from the rock to the surface.

Despite certain successes achieved in the use of various methods of increasing oil recovery in the production of heavy oil, the problem of finding alternative methods remains relevant.

This article presents the review of alternative methods of enhanced oil recovery, including principle of operation of electromagnetic heating of the reservoir, the influence and effectiveness of radio waves and microwave frequencies on the reservoir and the properties of oil, ultrasonic exposure, advantages and disadvantages of alternative methods, comparing them with traditional methods, analyzing the productivity of fields where alternative methods of enhanced oil recovery were used.

**Keywords:** *oil reservoir; thermal methods of enhanced oil recovery; electromagnetic heating; ultrasonic exposure; microwave radiation; radio waves; heavy oil.*

#### To cite this article:

Kairgeldina LK, Sarsenbekuly B. Alternative Methods of thermal Oil Recovery: A Review. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):50–63. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>.

**УДК 622.32**  
**МРНТИ 52.47.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>

Получена: 09.11.2023.

Одобрена: 23.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Научный обзор

### Альтернативные методы теплового повышения нефтеотдачи: обзор

**Л.К. Каиргельдина, Б. Сарсенбекұлы**

*Казахстанско-Британский Технический Университет, г. Алматы, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

Добыча нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами всегда остается вызовом для нефтегазовой отрасли в основном из-за одного особого фактора – высокой вязкости нефти, что подразумевает низкую мобильность нефти в пористой среде. С течением времени традиционные методы повышения нефтеотдачи становятся менее эффективными из-за уменьшения запасов легкодоступной нефти и усложнения геологических условий разработки месторождений. В связи с этим применение инновационных методов повышения нефтеотдачи становится более актуальной задачей. В последние десятилетия исследования в этой области показали значительный прогресс, внедрялись различные методы для снижения вязкости нефти. Одним из наиболее эффективных и активно развивающихся подходов в этой области являются термические методы повышения нефтеотдачи. Они основаны на закачке тепловой энергии в пласт с целью снижения вязкости нефти и, следовательно, повышения мобильности, что, в свою очередь, значительно облегчит вытеснение нефти из породы на поверхность.

Несмотря на определенные успехи, достигнутые в использовании различных способов повышения нефтеотдачи при добыче тяжелой нефти, проблема поиска альтернативных методов остается актуальной.

В данной статье представлен обзор альтернативных методов повышения нефтеотдачи, к которым относятся принцип действия электромагнитного нагрева пласта, влияние и эффективность радиоволн и микроволновых частот на пласт и свойства нефти, ультразвуковое воздействие, преимущества и недостатки альтернативных методов, сравнение их с традиционными методами, анализ производительности месторождений, на которых использовались альтернативные методы повышения нефтеотдачи.

**Ключевые слова:** нефтяной пласт, тепловые методы повышения нефтеотдачи, электромагнитное нагревание, ультразвуковое воздействие, микроволновое излучение, радиоволны, тяжелая нефть.

#### Как цитировать:

Каиргельдина Л.К., Сарсенбекұлы Б. Альтернативные методы теплового повышения нефтеотдачи: обзор // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 50–63. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>

ӨОЖ 622.32

FTAXP 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>

Қабылданды: 09.11.2023.

Мақұлданды: 23.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Ғылыми шолу

### Мұнай өндіруді жылумен арттырудың балама әдістері: шолу

Л.К. Қайыргелдина, Б. Сарсенбекұлы

*Қазақстан-Британ Техникалық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

Өндірілуі қиын қорлары бар кен орындарынан мұнай өндіру әрқашан мұнай-газ саласы үшін қиындық болып қала береді, негізінен бір ерекше факторға байланысты – мұнайдың жоғары тұтқырлығы, бұл кеуекті ортада мұнайдың төмен қозғалғыштығын білдіреді. Уақыт өте келе мұнай өндіруді арттырудың дәстүрлі әдістері оңай қол жетімді мұнай қорларының азаюына және кен орындарын игерудің геологиялық жағдайларының күрделенуіне байланысты тиімсіз болып келеді. Осыған байланысты мұнай өндіруді арттырудың инновациялық әдістерін қолдану қажеттілігі өзекті бола түсуде. Соңғы онжылдықтарда осы саладағы зерттеулер айтарлықтай прогреске қол жеткізді, мұнайдың тұтқырлығын төмендетудің әртүрлі әдістері енгізілді. Бұл саладағы ең тиімді және белсенді дамып келе жатқан тәсілдердің бірі - мұнай өндіруді арттырудың термиялық әдістері. Олар мұнайдың тұтқырлығын төмендету және осылайша ұтқырлықты арттыру мақсатында жылу энергиясын қабатқа айдауға негізделген, бұл өз кезегінде мұнайды тау жыныстарынан жер бетіне шығаруды айтарлықтай жеңілдетеді.

Ауыр мұнай өндіруде мұнай өндіруді арттырудың әртүрлі әдістерін қолдануда қол жеткізілген белгілі бір жетістіктерге қарамастан, балама әдістерді іздеу мәселесі өзекті болып қала береді.

Бұл мақалада мұнайды электромагниттік жылытудың әсер ету принципі, радиотолқындар мен микротолқынды жиіліктердің қабатқа және мұнай қасиеттеріне әсері мен тиімділігі, ультрадыбыстық әсер ету, балама әдістердің артықшылықтары мен кемшіліктері, оларды дәстүрлі әдістермен салыстыру, мұнай өндіруді арттырудың балама әдістері қолданылған кен орындарының өнімділігін талдау кіретін мұнай өндіруді арттырудың балама әдістеріне шолу жасалады.

**Негізгі сөздер:** мұнай қабаты, мұнай өндіруді арттырудың термиялық әдістері, электромагниттік қыздыру, ультрадыбыстық әсер, микротолқынды сәулелену, радиотолқындар, ауыр мұнай.

#### Дәйексөз келтіру үшін :

Қайыргелдина Л.К., Сарсенбекұлы Б. Мұнай өндіруді жылумен арттырудың балама әдістері: шолу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 50–63 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108692>.

## Introduction

Heavy oil is characterized by its high viscosity and density, rendering it unsuitable for extraction using conventional techniques due to its unique physical features. However, the depletion of light oil reserves and the rising global energy demand have led to a heightened interest in heavy oil reserves [1]. Given the depletion of conventional and readily accessible reserves, heavy oil is emerging as a crucial resource in addressing the global energy demands. Nevertheless, the acquisition, manipulation, and conveyance of viscous petroleum need the utilization of specialist methodologies and advancements. Several studies have been undertaken to elucidate the impact of these approaches on the global growth in oil output.

Thermal approaches rely on the provision of heat to the reservoir. The primary factor contributing to the enhanced oil recovery is the reduction in oil viscosity, which subsequently leads to an elevation in the mobility coefficient [2]. The reservoir can receive heat through two methods: steam or water injection, or the initiation of a combustion front within the reservoir. Thermal methods are widely employed in the extraction of heavy oil, with steam-based techniques being the primary procedures utilized. These include cyclic steam stimulation (CSS), steam flooding (SF), and gravity drainage by steam (SAGD), alongside in-situ combustion (ISC) and hot water flooding [3]. Nonetheless, a diverse range of techniques exists, encompassing joint injection of steam, solvents, and other gases. Currently, thermal approaches for enhancing oil recovery, alongside flooding techniques, are widely regarded as the sole alternative being adopted on an industrial scale [4].

The study investigated alternative approaches to boost oil recovery by addressing the reduction of oil viscosity, augmentation of its mobility, and facilitation of its extraction to the surface. Currently, a diverse array of methodologies exists, with certain approaches demonstrating successful validation, while others exhibit inherent limitations. The existing techniques encompass induction heating and microwave irradiation with the purpose of decreasing oil viscosity, as well as electric heating and radiofrequency heating. Among the several approaches currently accessible, radio wave and microwave methods have been extensively studied and have already been implemented in the USA.

The exploration and production of oil and gas fields encounter various obstacles, one of which is to the imperative of maintaining a consistent flow rate from the well. The flow rate is influenced by various factors, including the hydrodynamic properties of the formation, the extent of the drained area, and the effectiveness

of the well-formation connection [5]. The efficacy of the connection between the well and the formation is frequently compromised as a result of the early and subsequent stages of opening, rendering numerous wells inefficient [6]. As the production process advances, it is common for the permeability levels and hydraulic conductivity of the bottomhole formation zone to see a decline [7].

A decrease in temperature results in a rise in the viscosity of oil, leading to a decrease in its mobility and exacerbating the productivity of the well. Hence, inquiries regarding the most efficient functioning of the field and the formulation of approaches to sustain a consistent flow rate are now being investigated [8].

The exploration of alternate approaches for enhancing oil recovery has led to the consideration of electromagnetic (EM) heating techniques employing radio frequencies or microwaves for heavy hydrocarbon resources. This subject has been examined by multiple scholars, such as Abernathy in 1976 [9], Kasevich [10], Islam in 1991 [11], Ferry in 2001 [12], Sahni in 2001 [13], Fanchi in 1990 [14], Das in 2008 [15], Carrizales in 2008 [16], Ovalles in 2002 [17], and others. The authors conducted a study to analyze the impact of a radio frequency (RF) / microwave (MW) signal on the reservoir, specifically examining its ability to enhance the extraction process of heavy crude oil by reducing its viscosity through considerable heating. One primary limitation of this approach is the insufficient dielectric properties exhibited by porous medium, which hinders the attainment of a substantial temperature rise within a tolerable timeframe, hence resulting in elevated energy consumption. The essay provides a comprehensive analysis of this particular procedure. Various methods of heating the formation, including as microwaves, radio waves, induction heating, and electric heating, are also taken into consideration. The article provides a comparative analysis of these strategies and offers concise descriptions for each.

## Thermal Enhanced Oil Recovery Methods

In the context of any thermal enhanced oil recovery (EOR) technique, heat is produced either at the surface or within the reservoir. The thermal EOR methods, such as hot water and steam injection techniques, are widely utilised in many applications due to their high level of dependability [18]. Furthermore, the utilisation of various injection and production well orientations in steam injection techniques enhances their efficacy in the retrieval of low API gravity crude oils encompassing a wide variety of viscosities [19]. For example, in various EOR techniques such as steam flooding, CSS,



and SAGD, steam is utilised as the injected fluid. However, the distinct well configurations employed in each process enhance their effectiveness in extracting heavy oil, extra-heavy oil, and bitumen, respectively [20]. Nevertheless, the utilisation of steam in industrial processes presents significant environmental problems due to the substantial amount of fresh water required for injection and the subsequent heating of water to produce steam through fuel combustion, resulting in the emission of greenhouse gases (GHG). Solvent-steam procedures have been suggested as a means to reduce the environmental impacts associated with steam injection methods [21, 22]. Solvent-steam processes have a reduced steam consumption in comparison to steam processes in isolation.

In addition, the introduction of solvents into a steam stream is anticipated to enhance oil output by further reducing viscosity through the miscibility of solvents with oil. Nevertheless, it should be noted that not all oil fractions exhibit miscibility with every type of solvent. The fraction of asphaltenes in crude oils is notably intractable in commonly employed solvents such as  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ , and conventional alkanes. Moreover, the solvents that may dissolve asphaltenes, namely aromatics, are mostly recognised for their hazardous properties. Therefore, the careful choice of solvent of utmost importance in ensuring the efficacy of solvent-steam processes [23].

In addition to conventional steam injection techniques, in-situ heat production systems have demonstrated potential for the extraction of highly viscous oils. The approaches under consideration are specifically ISC and electrical and electromagnetic stimulation technologies. The implementation of the Improved Oil Recovery (IOR) technique known as the ISC process has demonstrated the potential to produce oil displacement rates of up to 95%. Due to the inherent challenges associated with controlling the propagation of the combustion front, the successful implementation of ISC in its entirety has been limited to a select number of field applications [24]. The primary factor contributing to the limited efficacy of ISC is primarily attributed to the intricate dynamics of combustion, oxidation, and cracking reactions, as well as the markedly diverse characteristics of oil reservoirs [25].

#### **Alternative Methods of thermal Oil Recovery**

The current technologies for enhanced oil recovery are associated with several restrictions, such as elevated expenses, increased greenhouse gas emissions, and operational intricacies [26]. In order to address the aforementioned economic, environmental, and technological limitations,

extensive research is currently being conducted to explore alternate methodologies.

An additional technique that can be used in conjunction with or as an alternative to conventional EOR methods is known as Electrical-based EOR. Therefore, by employing various electrical techniques such as sound waves, RF waves, inductive heating, DC heating, etc., it is possible to extract oil from reservoirs at a much reduced expense and with improved efficiency as compared to the standard methods of enhanced oil recovery discussed earlier. The primary objective of the EOR method is to enhance the oil's mobility by reducing its viscosity, hence facilitating its movement towards the producing well [27]. The aforementioned phenomenon occurs due to the introduction of electrical energy into the reservoir, which can result in two outcomes: an increase in the temperature of the oil or the generation of vibrations within the hydrocarbon molecules.

The categorization of electric heating methods can be based on the frequency at which electrical current is utilised, resulting in three primary classifications. Ohmic or resistive heating is most effectively achieved through the utilisation of low-frequency electric current, whereas high-frequency electric current is commonly employed for microwave heating techniques. In contrast, it has been observed that inductive heating can employ a variety of low- and medium-frequency electric currents, with the specific choice depending on the level of energy accessibility [28].

#### **Radiofrequency/microwave radiation**

RF/MW heating refers to a thermal process wherein the dielectric constituents of a substance experience an increase in temperature. The rotation of molecules, particularly those with polar characteristics, is induced by the impact of an electromagnetic field on the substance. Polar molecules exhibit a propensity to align themselves with electromagnetic fields, hence engendering intermolecular interactions that give rise to the production of heat energy.

One of the primary objectives of the proposed methodology is the exploration for substances that had the ability to engage in beneficial interactions with RF/MW radiation. The examination of the high-frequency/microwave techniques employed in the technological process of ceramic material processing for heating applications has yielded valuable insights. Indeed, throughout this particular process, the RF energy that is received undergoes a conversion into thermal energy within the substance, resulting in a subsequent elevation in temperature. Sutton's article demonstrates the capability of radio frequency / microwave radiation to induce high temperatures in ceramics, above the threshold of  $1400^\circ\text{C}$ ,

while also facilitating the removal of water from the material [29].

The utilization of silicon carbide (SiC) as a heat exchanger in the suggested approach is justified by its notable thermal conductivity, which facilitates the efficient transfer of heat into the reservoir. In isolation, SiC is capable of addressing a portion of the issue due to its limited power penetration depth, which amounts to a few centimeters (specifically 10 cm at a frequency of 2.45 GHz) [30]. Furthermore, it has been observed that the temperature increase can surpass 1000°C when thermal emission is taken into account [31]. In order to mitigate any potential adverse consequences arising from the elevated temperature within the reservoir, it is advisable to incorporate SiC in conjunction with an additional substance possessing enough transparency to RF and MW radiation. Leiser observed that the proportion of microwave-absorbing material to materials that are transparent to microwaves has the ability to self-regulate the heating process and, furthermore, enhance the extent of energy penetration [32]. Aluminum oxide (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) is a material that exhibits transparency in the RF/MW range, possessing the following noteworthy attributes: remarkable dielectric properties spanning a wide frequency spectrum; demonstrates commendable resistance to potent acids and alkalis when subjected to elevated temperatures; exhibits favorable thermal conductivity; possesses high levels of strength and rigidity.

At a frequency of 2.45 GHz, the power exhibits a penetration depth of around 10 meters. In the current phase, it has been shown that the inclusion of a composite material comprising SiC and Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> can enhance the depth of energy penetration while concurrently generating elevated temperatures. This is attributed to the material's capacity to convert electromagnetic energy into thermal energy.

The study conducted by Peraser et al. [33] utilized numerical simulations to compare the effectiveness of RF and MW technologies, operating within the frequency range of 140 to 2450 MHz and with input power ranging from 10 to 100 kW, with CSS in the context of a heavy oil field located in Alaska. The findings of the study indicated that RF and MW technologies outperformed CSS in this particular scenario [33]. The researchers demonstrated that the effectiveness of steam injection in heavy oil reservoirs in Alaska is constrained by the poor permeability of the geological formation. However, it was observed that the formation has the potential to absorb radio frequency heating (RFH) and microwave heating (MWH) energy. As a result, the permeability of the formation is not as crucial in the context of MWH and RFH. Furthermore,



Figure 1. Temperature (°F) profile after 1 year of EM heating



Figure 2. Viscosity (Pa\*s, 1Pa\*s = 1000 cp) Profile After 1 Year of EM Heating

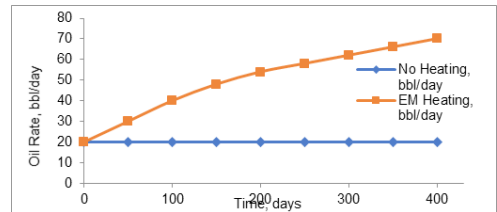


Figure 3. Oil Production Rate After 1 Year

the authors proposed the potential feasibility of restricting the use of MWH and RFH to certain regions of interest. This targeted approach could enhance the management of these technologies, thereby rendering both HF and MW potentially viable options for the extraction of heavy oil reserves in Alaska.

According to their research findings, following a year of EM heating, the temperature in the vicinity of the borehole experiences a rise of 120°F in comparison to the starting temperature of the reservoir. This increase corresponds to a 76% augmentation in the reservoir temperature. The temperature observed at a distance of 10 meters from the wellbore exhibits a significant jump to 141°F, indicating a notable 17% increase in reservoir temperature, as depicted in Fig. 1.

As the temperature in the vicinity of the borehole rises, there is a corresponding drop in the viscosity of the fluids in contact. The oil's viscosity undergoes a reduction from an initial value of 3062 centipoise (equivalent to 3.062 Pascal-seconds) to 98.9 centipoise (0.0989 Pascal-seconds), resulting in a decrease in viscosity of 97%. Fig. 2 illustrates the observed reduction in the viscosity of oil.

Fig. 3 depicts the production profile of the reservoir subsequent to one year of EM heating, along with a comparative analysis of production outcomes with and without the implementation of EM heating. The initial production level, in the absence of any heating, is recorded at 19 barrels per day. However, after

implementing continuous electromagnetic heating, the output significantly rises to 71 barrels per day by the conclusion of the first year. This represents a notable increase of 273% in productivity.

According to the findings of Peraser et al. [33], the utilization of electromagnetic heating at moderate power levels in the megawatt range might result in a significant enhancement in heavy oil extraction rates, with an increase of up to 200% seen [33]. Nevertheless, despite the outstanding potential for heavy oil resources in Alaska, no pilot sites were established subsequent to this study.

The impact of microwave heating on the bottom-hole zone of a well is contingent upon the absorption of electromagnetic energy within the hydrocarbon-saturated rock. Ultrahigh frequency oscillations (UHF) refer to oscillations characterized by a frequency ( $f$ ) above 300 MHz or a wavelength ( $\lambda$ ) shorter than 1 m. The current electromagnetic impact technique enables microwave fields to penetrate to a significant depth vertically along the bottom of the well. The interaction between matter at the atomic and molecular scale influences the behavior of electrons, resulting in the conversion of microwave energy into thermal energy. Microwave energy is a highly convenient heat source that possesses undeniable advantages over alternative sources across several applications. When subjected to heat, it exhibits no pollution and does not produce any combustion byproducts [34]. Furthermore, the efficient conversion of microwave energy into heat enables the attainment of exceptionally rapid heating rates, without subjecting the material to detrimental thermo-mechanical strains [35].

### Low frequency heating

The electric heater, operating at a frequency of 60 Hz, is a technique in which the electrical conductor functions as the primary heat source [36]. The passage of electric current is restricted to the conductor, resulting in ohmic heating. This implies that the conductor serves as the primary origin of thermal energy. In practical terms, it is possible for this to function as a heated pipe, such as when it is subjected to steam or hot water, without being discharged into the reservoir. Consequently, the efficacy of the heating process is contingent upon the quality of thermal contact established between the heater and the reservoir, in addition to the thermal conductivity exhibited by the reservoir. An increase in the thermal conductivity of the reservoir leads to a corresponding increase in the temperature difference between the heater source and the distant drain point.

In order to maintain a constant thermal power provided to the reservoir, it is necessary to ensure a constant temperature difference between the source and receiver sites. One benefit is

the potential to utilize direct energy derived from the grid in a downward direction. Devices with power outputs in the region of several hundred kilowatts are technically conceivable, considering the necessary power density. One drawback of this approach is the constrained drilling area, which is a consequence of its reliance on heat conductivity. Furthermore, the heaters serve the purpose of generating the elevated temperatures necessary for the operation of the temperature difference mechanisms. The elevated temperature can give rise to thermal contact issues as a result of surface drying in close proximity to the heater.

### Ultrasonic exposure

The impact of ultrasound on viscosity reduction in superheavy oil was investigated by Wang et al. [37]. The initial viscosity of the superheavy oil was measured to be 1250 MPa\*s. The wave frequency range examined was found to be between 18 kHz and 25 kHz, while the output power ranged from 100 W to 1000 W. The use of ultrasound at frequencies of 18, 20, and 25 kHz resulted in a decrease in the viscosity of oil to 480, 890, and 920 MPa\*s, respectively. However, it should be noted that the duration of radiation had an impact on these alterations. The findings of their study additionally demonstrated that ultrasonic radiation-induced cavitation has the capability to fragment sizable, weighty molecules of superheavy oil into lighter hydrocarbon compounds. Furthermore, it has been determined that the primary influential factors in decreasing the viscosity of heavy oil are the ultrasonic frequency, power level, and duration of radiation.

Hamidi et al. conducted research that yielded comparable findings, wherein they extensively examined the impact of ultrasound on both the pressure drop and viscosity alteration of the oleic phase within a porous medium [38]. The researchers conducted experiments to investigate the impact of ultrasonic frequencies and power on different types of oil. Their findings indicate that heat generation, cavitation, and viscosity reduction are the primary factors to be considered when employing ultrasound techniques to maximize oil recovery. Based on the findings of Palayev's research [39], it is possible to derive the following conclusions: the application of ultrasonic waves to oil exhibits a more pronounced reduction in viscosity compared to thermal heating alone or a combination of heating and ultrasonic treatment.

The present study examines the utilization of ultrasonic technologies in the oil fields of Kazakhstan. a limited number of scholarly publications and articles discuss the utilization of ultrasonic technologies in many domains, as indicated by publicly accessible research.

In the study conducted by Ershov M.A. and Mullakaev M.S. [40], the authors employed the ultrasonic approach in conjunction with the use of chemical reagents to achieve a reduction in oil viscosity. Laboratory experiments were conducted using oils with the qualities outlined in Table 1.

The reagents included in the studies included xylene, toluene, butyl acetate, hexane, and gas condensate. The most significant decrease in oil viscosity can be attained through the synergistic impact of ultrasonic treatment and the utilization of chemical reagents at:

In the case of the Eastern Zhetysay field, the application of an intensity of 12 W/cm<sup>2</sup> for a duration of 1 minute, along with the addition of 2% xylene, resulted in a significant reduction of dynamic viscosity by 44%. Similarly, the introduction of 2% butyl acetate led to a viscosity reduction of 38%. For the Aschisay oil, subjecting it to the same intensity for a shorter duration of 15 seconds, combined with the addition of 2% butyl acetate, resulted in a viscosity reduction of 42%. Furthermore, the introduction of 2% toluene led to a viscosity reduction of 35%. It is worth noting that the application of ultrasonic treatment on the oil of the Kyrykmylyk field exhibited lower efficiency compared to the other oils under investigation.

The conditions in which ultrasonic exposure can be used in field conditions. Mullakaev et al. established a set of fundamental criteria that outline the necessary correspondence between the key parameters of reservoir oil, geological and physical features of the well, and the utilization of ultrasonic exposure equipment and technology [41]. The reservoir conditions encompass certain parameters, such as a permeability over 0.25 microns, a porosity exceeding 20%, a rock composition primarily consisting of sandstone, and a temperature range of 10–135°C at the lowermost point. Additionally, the pressure at the bottom of the reservoir ranges from 40–400 atm. The reservoir fluid conditions should align with a dynamic viscosity of less than 25 MPa\*s under reservoir conditions, while the temperature at which paraffin crystallization initiates should be lower than both the bottom-hole and reservoir temperatures.

To get an optimal resolution for the problem of enhancing oil fluidity and decreasing viscosity, an analysis was performed on an experiment conducted under controlled laboratory settings, with a frequency of 42.8 kHz. In the course of this experiment, the oil sample, whose properties are outlined in Table 2, was subjected to ultrasonic irradiation using a magnetostrictive transducer.

The phenomenon of lowering the viscosity of oil by the application of ultrasonic therapy can be attributed to the occurrence of cavitation processes during this treatment. These processes

**Table 1. Group composition of the studied oil samples**

Oil field	Dynamic viscosity, at 20°C, MPa*s	Content, % by mass		
		paraffin	resins	asphaltenes
Eatern Zhetysay	575	28,3	19,3	3,8
Kyrykmylyk	8159	15,5	25,9	6,6
Aschisay	360	18,9	15,2	4

**Table 2. Key indicators**

Parameter	Value
Oil viscosity, at 20°C	853 kg/m <sup>3</sup>
Kinematic viscosity	1,348*10 <sup>-5</sup> m <sup>2</sup> /s
Water content	0,06%

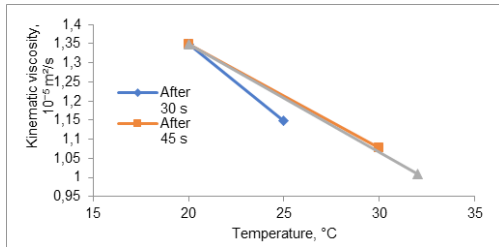
**Table 3. Results of the experiment**

Parameter	Results after 30 s	Results after 45 s	Results after 60 s
Temperature, °C	25	30	32
Kinematic viscosity, 10 <sup>-5</sup> m <sup>2</sup> /s	1,147	1,078	1,008

entail the localized concentration of acoustic field energy in the form of cavitation bubbles, which are of relatively modest magnitude. The emergence of high energy densities is a consequence of the collapse of these bubbles [42]. Moreover, in the process of cavitation, there is a disruption of elongated and complex hydrocarbon molecules, accompanied by the liberation of thermal energy, commonly referred to as exothermy.

This study provides empirical evidence supporting the efficacy of ultrasonic treatment in altering the viscosity of oil. During the conducted studies, the oil was subjected to heating. The specimen was subjected to ultrasound at a frequency of 42.8 kHz, with an acoustic output of 1000 watts for durations of 30 seconds, 45 seconds, and 1 minute.

During the experimental procedure, a specific volume of oil was introduced into a tank. Subsequently, an ultrasonic emitter waveguide was immersed into the tank, initiating the process of ultrasonic therapy on the oil. Following the completion of the processing procedure, the temperature of the oil was assessed and subsequently transferred into a receptacle of a viscometer for the purpose of viscosity measurement. Subsequently, the experiment was replicated using a fresh volume of oil sample, along with a modified length of ultrasonic treatment. Table 3 displays the outcomes of an experimental investigation pertaining to the alteration of oil viscosity by the use of ultrasound. The experiment was conducted on oil samples with a temperature of 20°C,



**Figure 4. Results of the experiment**

and the ultrasonic treatment durations were set at 30 seconds, 45 seconds, and 1 minute.

Graphs illustrating the variations in oil viscosity are generated based on the acquired data. The graphs depicted in Fig. 4 are presented.

The viscosity of oil is reduced by 14.91% after being exposed to ultrasonic waves for 30 seconds. This reduction increases to 20.03% when the exposure time is extended to 45 seconds. Finally, a 25.22% drop in viscosity is observed when the oil is exposed to ultrasound for 1 minute.

Therefore, the use of ultrasonic waves to oil exhibits a notable efficacy in decreasing viscosity. The utilization of this feature is applicable in the transfer of viscous fluids through oil pipelines, contingent upon the economic viability of incorporating ultrasonic equipment.

### Conclusion

The findings from multiple research investigating the effects of alternate approaches on the structural and mechanical properties of oil systems exhibit significant inconsistencies. Nevertheless, it may be argued that the aforementioned approaches to manipulating oil result in the disruption of intermolecular connections, hence enhancing its viscosity-temperature characteristics and facilitating their viable application in industrial settings. Based on the analysis of the reviewed literature, it can be inferred that the efficacy of ultrasound as a standalone approach for influencing the bottom-hole zone may be belimited in these particular circumstances. However, when employed in conjunction with chemical, thermal, and hydrodynamic techniques, the utilization of ultrasound shows considerable promise [43]. The aforementioned substance can be classified as a very effective supplementary catalyst that facilitates the reduction of viscosity in heavy oils, hence leading to a subsequent enhancement in oil recovery.

This article demonstrates the efficacy of electromagnetic heating as a viable technique for extracting heavy oil reserves. The empirical findings indicate that the implementation of electromagnetic heating techniques yields

a substantial enhancement in oil extraction rates, surpassing a 200% rise. The primary issue encountered in all the proposed electromagnetic heating (EMH) methods is the inadequate dielectric and thermal properties exhibited by the reservoir rock. These properties hinder the efficient heating of the collector, hence limiting the extent to which its temperature may be raised within a reasonable timeframe and with a reasonable consumption of power and energy.

In recent times, there has been a resurgence of interest in the application of ultrasound for improved oil recovery. This renewed attention is primarily driven by its significant potential for augmenting production levels, its cost-effectiveness, minimal energy requirements, versatile applicability, capacity to selectively target certain zones, and absence of environmental damage. The technology is predicated on the principle of inductive heating. The electrical power can be modulated within a spectrum spanning from 0% to 100%, hence enabling operation with variable temperature and/or pressure. The objective is to raise the temperature of the entire volume to a level that allows for effective movement, taking into consideration the viscosity of the bitumen, which is anticipated to be less than 150°C. The utilization of an advanced electromagnetic processing technique, specifically employing ultrasonic stimulation on wells characterized by high oil viscosity levels and significant disparities in viscosity between the generated and injected fluids, is advised for the purpose of stimulating the bottom-hole zone [44].

The development of oil production in contemporary Kazakhstan is seen as a crucial aspect in the establishment of a sustainable economy for the Republic. The rise in production rates has resulted in a decline in the quantity of oil fields characterized by high-flow rates. The low values of reservoir oil fluidity in existing fields can be attributed to the observed increase in this parameter. Therefore, it is imperative to address the challenges associated with the exploration of economically viable methods for mitigating viscosity in natural environments. The next factors delineate the primary elements that render electromagnetic heating systems the optimal selection: the reduction of water consumption is among the added advantages of this approach; the applicability of this technique extends beyond heterogeneous and low-permeability layers; depth and lithology do not impose limitations on the implementation of this method; this technique can be employed in scenarios where low-power productive zones necessitate the extraction of thermal energy to non-oil-bearing adjacent layers [45].



**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: Leya K. Kaingeldina – collection and processing of materials, analysis of the received data, literary review, data visualization, writing the text of the article; Bauyrzhan Sarsenbekuly – problem statement, conceptualization and design of the study, project administration, data curation, visualization and structuring of the material.

**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: Каиргельдина Л.К. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, литературный обзор, визуализация данных, написание текста статьи; Сарсенбекұлы Б. – постановка задачи, концептуализация и дизайн исследования, администрирование проекта, курирование данных, визуализация и структурирование материала.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Janzen R., Davis M., Kumar A. An assessment of opportunities for cogenerating electricity to reduce greenhouse gas emissions in the oil sands // *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 211. doi:10.1016/j.enconman.2020.112755.
2. Rezk M.Y., Allam N.K. Impact of nanotechnology on enhanced oil recovery: a mini-review // *Industrial & engineering chemistry research*. 2019. Vol 58, N 36. P. 16287–16295. doi:10.1021/acs.iecr.9b03693.
3. Dong X., Liu H., Chen Z., et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // *Applied energy*. 2019. Vol. 239. P. 1190–1211. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.244.
4. Rehman M.M., Meribout M. Conventional versus electrical enhanced oil recovery: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2012. Vol. 2, N 4. P. 169–179. doi:10.1007/s13202-012-0035-9.
5. Akhmetov R.T, Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model // *Journal of Physics: Conference Series*. 2019. Vol. 1333, N 3. P. 1–8. doi:10.1088/1742–6596/1333/3/032001.
6. Бикбулатова Г.И., Галеев А.С., Болтнева Ю.А., и др. Оптимизация процесса закачки фиксированных объемов жидкости в два направления // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2019. Том 330, № 1. С. 134–144. doi:10.18799/24131830/2019/1/57.
7. Galiullina I.F., Kadyrov R.R. Technical and economic background for siting production of well-killing liquid at oil fields // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018. 194(8). doi:10.1088/1755-1315/194/8/082013.
8. Filimonov O.V., Galiullina I.F. Area of reservoir heating during steam cyclic treatment of oil wells // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018. 194(8). doi:10.1088/1755-1315/194/8/082010.
9. Abernethy E. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1976. Vol. 15, N 03. doi:10.2118/76-03-12.
10. Kasevich R.S., Price S.L., Albertson A. Numerical modelling of radio frequency heating process for enhanced oil production // *SPE Western Regional Meeting*; Июнь 25–27, 1997; Лонг-Бич, Калифорния. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/97WRM/All-97WRM/SPE-38311-MS/188693?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения 10.07.2023.
11. Islam M.R., Wadadar S.S., Bansal A. Enhanced oil recovery of Ugnu tar sands of Alaska using electromagnetic heating with horizontal wells // *International Arctic Technology Conference*; Май 29–31, 1991; Анкоридж, Аляска. Режим доступа: <https://onepetro.org/speiatc/proceedings-abstract/91IATC/All-91IATC/SPE-22177-MS/52767>. Дата обращения 10.07.2023.
12. Ferri R.P., Uthe M.T. Hydrocarbon Remediation Using Microwaves // *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference*; Февраль 26–28, 2001; Сан-Антонио, Техас. Режим доступа: <https://>

- onepetro.org/SPEHSSE/proceedings-abstract/01EPEC/All-01EPEC/SPE-66519-MS/134691. Дата обращения 15.07.2023.
13. *Sahni A., Kumar M., Knapp R.B.* Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs // 2000 Society of Petroleum Engineers SPE/AAPG Western Regional Meeting; Июнь 19–23, 2000; Лонг-Бич, Калифорния. Режим доступа: [https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc719772/m2/1/high\\_res\\_d/790586.pdf](https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc719772/m2/1/high_res_d/790586.pdf). Дата обращения 15.07.2023.
14. *Fanchi J.R.* Feasibility of reservoir heating by electromagnetic irradiation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Сентябрь 23–26, 1990; Новый Орлеан, Луизиана. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/90SPE/All-90SPE/SPE-20483-MS/67836>. Дата обращения 15.07.2023.
15. *Das S.* Electro-magnetic heating in viscous oil reservoir // International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium; Октябрь 20–23, 2008; Калгари, Альберта, Канада. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEITOHOS/proceedings-abstract/08ITOHOS/All-08ITOHOS/SPE-117693-MS/145905?redirectedFrom=PDF>. Дата обращения 15.07.2023.
16. *Carrizales M.A., Lake L.W., Johns R.T.* Production improvement of heavy oil recovery by using electromagnetic heating // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held; Сентябрь 21–24, 2008; Денвер, Колорадо. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/08ATCE/All-08ATCE/SPE-115723-MS/144877>. Дата обращения 15.07.2023.
17. *Ovalles C., Fonseca A., Lara A., et al.* Opportunities of downhole dielectric heating in venezuela: Three case studies involving medium, heavy and extra-heavy crude oil reservoirs // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference; Ноябрь 4–7, 2002; Калгари, Альберта, Канада. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEITOHOS/proceedings-abstract/02ITOHOS/All-02ITOHOS/SPE-78980-MS/136634>. Дата обращения 15.07.2023.
18. *Sarathi P.S., Olsen D.K.* Practical aspects of steam injection processes: a handbook for independent operators. Bartlesville : National Inst. for Petroleum and Energy Research, 1992. 425 p.
19. *Hascakir B.* Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) special issue // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 438–441. doi:10.1016/j.petrol.2017.05.026.
20. *Butler R.M., Stephens D.J.* The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1981. Vol. 20, N 02. P. 90–96. doi:10.2118/81-02-07.
21. *Hernandez O.E., Farouq Ali S.M.* Oil Recovery From Athabasca Tar Sand By Miscible – Thermal Methods // Annual Technical Meeting; Май 15–18, 1972; Calgary, Alberta. Режим доступа: <https://onepetro.org/PETSOCATM/proceedings-abstract/72ATM/All-72ATM/PETSOC-7249/5371>. Дата обращения 28.07.2023.
22. *Farouq Ali S.F., Abad B.* Bitumen recovery from oil sands, using solvents in conjunction with steam // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1976. Vol. 15, N 03. doi:10.2118/76-03-11.
23. *Hascakir B.* How to select the right solvent for solvent-aided steam injection processes // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 146. P. 746–751. doi:10.1016/j.petrol.2016.07.038.
24. *Turta A.T., Chattopadhyay S.K., Bhattacharya R.N., et al.* Current status of the commercial in situ combustion projects and new approaches to apply ISC // J Can Pet Technol. 2007. Vol. 46, N 11. doi:10.2118/07-11-GE.
25. *Burger J.G.* Chemical aspects of in-situ combustion-heat of combustion and kinetics // Society of Petroleum Engineers Journal. 1972. Vol. 12, N 05. P. 410–422. doi:10.2118/3599-PA.
26. *Vishnumolakala N., Zhang J., Ismail N.B.* A Comprehensive Review of Enhanced Oil Recovery Projects in Canada and Recommendations for Planning Successful Future EOR projects // SPE Canada Heavy Oil Conference; Сентябрь, 28 – Октябрь 2, 2020. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/20CHOC/4-20CHOC/D041S009R001/448335>. Дата обращения 02.08.2023.
27. *Hascakir B., Babadagli T., Akin S.* Field-scale analysis of heavy-oil recovery by electrical heating // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2010. Vol 13, N 01. P. 131–142. doi:10.2118/117669-PA.
28. *Hascakir B., Babadagli T., Akin S.* Experimental and numerical modeling of heavy-oil recovery by electrical heating // Energy & Fuels. 2008. Vol. 22. P. 3976–3985. doi:10.2118/117669-MS.
29. Patent USA №4219 361/ 26.08.80. Sutton W.H., Johnson W.E. Method of improving the susceptibility of a material to microwave energy heating.
30. *Liu C., Sheen D.* Analysis and control of the thermal runaway of ceramic slab under microwave heating // Science in China Series E: Technological Sciences. 2008. Vol. 51. P. 2233–2241. doi:10.1007/s11431-008-0221-7.
31. *Wu X.* Experimental and theoretical Study of Microwave Heating of thermal Runaway Materials : dissertation. Blacksburg, Virginia : Polytechnic institute and state university, 2002.
32. *Leiser K.S., Di Fiore R.R., Cozzi A.D., Clark D.E.* Microwave Heating Rates of Silicon Carbide/ Alumina Cement Susceptors // Proceedings of the 21st Annual Conference on Composites, Advanced Ceramics, Materials, and Structures – B: Ceramic Engineering and Science Proceedings. 2008. Vol. 18, N 4. P. 551–556. doi:10.1002/9780470294444.ch65.

33. *Peraser V., Patil S.L., Khataniar S., et al.* Evaluation of Electromagnetic Heating for Heavy Oil Recovery from Alaskan Reservoirs // SPE Western Regional Meeting; Март 21–23, 2012; Бейкерфилд, Калифорния. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/12WRM/AII-12WRM/SPE-154123-MS/157976>. Дата обращения 17.08.2023.

34. *Гиббс Дж.В.* Термодинамические работы. Пер. с англ. под ред. В.К. Семенченко. М.–Л. : Гостехиздат, 1950. 492 с.

35. Месторождения нефти и газа Казахстана / под редакцией Абдуллина А.А. и др. Алматы: Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, 1999. 323 с.

36. *Hasanvand M.Z., Golparvar A.* A critical review of improved oil recovery by electromagnetic heating // *Petroleum Science and Technology*. 2014. Vol. 32, N 6. P. 631–637. doi:10.1080/10916466.2011.592896.

37. *Wang Z., Xu Y., Gu Y.* Lithium niobate ultrasonic transducer design for Enhanced Oil Recovery // *Ultrasonics Sonochemistry*. 2015. Vol. 27. P. 171–177. doi:org/10.1016/j.ultsonch.2015.05.017.

38. *Hamidi H., Mohammadian E., Junin R., et al.* A technique for evaluating the oil/heavy-oil viscosity changes under ultrasound in a simulated porous medium // *Ultrasonics*. 2014. Vol. 54, N 2. P. 655–662. doi:org/10.1016/j.ultras.2013.09.006.

39. *Palaev A.G., Shammazov I.A., Dzhemilev E.R.* Research of the impact of ultrasonic and thermal effects on oil to reduce its viscosity // *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. Vol. 1679, N 5. doi:10.1088/1742-6596/1679/5/052073.

40. *Ершов М.А., Муллакаев М.С., Баранов Д.А.* Снижение вязкости нефти с применением ультразвуковой обработки и химических реагентов // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2011. № 4. С. 22–26.

41. *Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Салтыков А.А., Муллакаев Р.М.* Ультразвуковые технологии восстановления продуктивности низкодебитных скважин // *Neftegaz.RU*. 2020. №2.

42. *Agi A., Junin R., Chong A.S.* Intermittent ultrasonic wave to improve oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 166. P. 577–591. doi:10.1016/j.petrol.2018.03.097.

43. *Sivakumar P., Krishna S., Hari S., Vij R.K.* Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: a review of recent advancements // *Environmental Technology & Innovation*. 2020. Vol. 20. doi:10.1016/j.eti.2020.101100.

44. *Singh R., Bahga S.S., Gupta A.* Electric field induced droplet deformation and breakup in confined shear flows // *Physical Review Fluids*. 2019. Vol. 4, N 3. doi:10.1103/PhysRevFluids.4.033701.

45. *Sahni A., Kumar M., Knapp R.B.* Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs // SPE/AAPG Western Regional Meeting; Июнь 19–22, 2000; Лонг-Бич, Калифорния. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/00WRM/AII-00WRM/SPE-62550-MS/131783>. Дата обращения: 03.10.2023.

## REFERENCES

1. Janzen R, Davis M, Kumar A. An assessment of opportunities for cogenerating electricity to reduce greenhouse gas emissions in the oil sands. *Energy Conversion and Management*. 2020;211. doi:10.1016/j.enconman.2020.112755.

2. Rezk MY, Allam NK. Impact of nanotechnology on enhanced oil recovery: a mini-review. *Industrial & engineering chemistry research*. 2019;58(36):16287–16295. doi:10.1021/acs.iecr.9b03693.

3. Dong X, Liu H, Chen Z, et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied Energy*. 2019;239:1190–1211. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.244.

4. Rehman MM, Meribout M. Conventional versus electrical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2012;2(4):169–179. doi:10.1007/s13202-012-0035-9.

5. Akhmetov RT, Mukhametshin VV, Kuleshova LS. Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model. *Journal of Physics: Conference Series*. 2019;1333(3): 1–8. doi:10.1088/1742-6596/1333/3/032001.

6. Bikbulatova GI, Galeev AS, Boltneva YA, et al. Optimization of pumping fixed volume of liquid on two directions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(1):134–144. doi:10.18799/24131830/2019/1/57.

7. Galiullina IF, Kadyrov RR. Technical and economic background for siting production of well-killing liquid at oil fields. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018;194(8). doi:10.1088/1755-1315/194/8/082013.

8. Filimonov OV, Galiullina IF. Area of reservoir heating during steam cyclic treatment of oil wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018;194(8). doi:10.1088/1755-1315/194/8/082010.

9. Abernethy E. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1976;15(03). doi:10.2118/76-03-12.

10. Kasevich RS, Price SL, Albertson A. Numerical modelling of radio frequency heating process for enhanced oil production. *SPE Western Regional Meeting*; 1997 June 25–27; Long Beach, California.

- Available from: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/97WRM/All-97WRM/SPE-38311-MS/188693?redirectedFrom=PDF>.
11. Islam MR, Wadadar SS, Bansal A. Enhanced oil recovery of Ugnu tar sands of Alaska using electromagnetic heating with horizontal wells. International Arctic Technology Conference; 1991 May 29–31; Anchorage, Alaska. Available from: <https://onepetro.org/speiatc/proceedings-abstract/91IATC/All-91IATC/SPE-22177-MS/52767>.
  12. Ferri RP, Uthe MT. Hydrocarbon Remediation Using Microwaves // SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference; 2001 Feb 26–28; San Antonio, Texas. Available from: <https://onepetro.org/SPEHSSSE/proceedings-abstract/01EPEC/All-01EPEC/SPE-66519-MS/134691>.
  13. Sahni A, Kumar M, Knapp RB. Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs. 2000 Society of Petroleum Engineers SPE/AAPG Western Regional Meeting; 2000 June 19–23; Long Beach, California. Available from: [https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc719772/m2/1/high\\_res\\_d/790586.pdf](https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc719772/m2/1/high_res_d/790586.pdf).
  14. Fanchi JR. Feasibility of reservoir heating by electromagnetic irradiation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 1990 Sept 23–26; New Orleans, Louisiana. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/90SPE/All-90SPE/SPE-20483-MS/67836>.
  15. Das S. Electro-magnetic heating in viscous oil reservoir. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium; 2008 Oct 20–23; Calgary, Alberta, Canada. Available from: <https://onepetro.org/SPEITOHOS/proceedings-abstract/08ITOHOS/All-08ITOHOS/SPE-117693-MS/145905?redirectedFrom=PDF>.
  16. Carrizales MA, Lake LW, Johns RT. Production improvement of heavy oil recovery by using electromagnetic heating. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held; 2008 Sept 21–24; Denver, Colorado. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/08ATCE/All-08ATCE/SPE-115723-MS/144877>.
  17. Ovalles C, Fonseca A, Lara A, et al. Opportunities of downhole dielectric heating in venezuela: Three case studies involving medium, heavy and extra-heavy crude oil reservoirs. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference; 2002 Nov 4–7, 2002; Calgary, Alberta, Canada. Available from: <https://onepetro.org/SPEITOHOS/proceedings-abstract/02ITOHOS/All-02ITOHOS/SPE-78980-MS/136634>.
  18. Sarathi PS, Olsen DK. *Practical aspects of steam injection processes: a handbook for independent operators*. Bartlesville: National Inst. for Petroleum and Energy Research; 1992. 425 p.
  19. Hascakir B. Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) special issue. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;154:438–441. doi:10.1016/j.petrol.2017.05.026.
  20. Butler RM, Stephens DJ. The Gravity Drainage on Steam Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1981;20(02):90–96. doi:10.2118/81-02-07.
  21. Hernandez OE, Farouq Ali SM. Oil Recovery From Athabasca Tar Sand By Miscible – Thermal Methods // Annual Technical Meeting; 1972 May 15–18; Calgary, Alberta. Available from: <https://onepetro.org/PETSOCATM/proceedings-abstract/72ATM/All-72ATM/PETSOC-7249/5371>.
  22. Farouq Ali SF, Abad B. Bitumen recovery from oil sands, using solvents in conjunction with steam. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1976;15(03). doi:10.2118/76-03-11.
  23. Hascakir B. How to select the right solvent for solvent-aided steam injection processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;146:746–751. doi:10.1016/j.petrol.2016.07.038.
  24. Turta AT, Chattopadhyay SK, Bhattacharya RN, et al. Current status of the commercial in situ combustion projects and new approaches to apply ISC. *J Can Pet Technol*. 2007;46(11). doi:10.2118/07-11-GE.
  25. Burger JG. Chemical aspects of in-situ combustion-heat of combustion and kinetics. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1972;12(05):410–422. doi:10.2118/3599-PA.
  26. Vishnumolakala N, Zhang J, Ismail NB. A Comprehensive Review of Enhanced Oil Recovery Projects in Canada and Recommendations for Planning Successful Future EOR projects // SPE Canada Heavy Oil Conference; 2020 Sept, 28 – Oct 2. Available from: <https://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-abstract/20CHOC/4-20CHOC/D041S009R001/448335>.
  27. Hascakir B, Babadagli T, Akin S. Field-scale analysis of heavy-oil recovery by electrical heating. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2010;13(01):131–142. doi:10.2118/117669-PA.
  28. Hascakir B., Babadagli T., Akin S. Experimental and numerical modeling of heavy-oil recovery by electrical heating. *Energy & Fuels*. 2008;22:3976–3985. doi:10.2118/117669-MS.
  29. Patent USA №4219 361/ 26.08.80. Sutton WH, Johnson WE. *Method of improving the susceptibility of a material to microwave energy heating*.
  30. Liu C, Sheen D. Analysis and control of the thermal runaway of ceramic slab under microwave heating. *Science in China Series E: Technological Sciences*. 2008;51:2233–2241. doi:10.1007/s11431-008-0221-7.

31. Wu X. *Experimental and theoretical Study of Microwave Heating of thermal Runaway Materials* [dissertation]. Blacksburg, Virginia: Polytechnic institute and state university; 2002.
32. Leiser KS, Di Fiore RR, Cozzi AD, Clark DE. Microwave Heating Rates of Silicon Carbide/Alumina Cement Susceptors. *Proceedings of the 21st Annual Conference on Composites, Advanced Ceramics, Materials, and Structures – B: Ceramic Engineering and Science Proceedings*. 2008;18(4):551–556. doi:10.1002/9780470294444.ch65.
33. Peraser V, Patil SL, Khataniar S, et al. Evaluation of Electromagnetic Heating for Heavy Oil Recovery from Alaskan Reservoirs. SPE Western Regional Meeting; 2012 March 21–23; Bakersfield, California. Available from: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/12WRM/All-12WRM/SPE-154123-MS/157976>.
34. Gibbs JW. *Termodinamicheskiye raboty*. M–L: Gostechizdat; 1950. 492 p. (In Russ).
35. Abdullin AA, et al. editors. *Mestorozhdeniya nefi i gaza*. Almaty: Ministry of Natural Resources and Environmental Protection; 1999. 323 p.
36. Hasanvand MZ, Golparvar A. A critical review of improved oil recovery by electromagnetic heating. *Petroleum Science and Technology*. 2014;32(6):631–637. doi:10.1080/10916466.2011.592896.
37. Wang Z, Xu Y, Gu Y. Lithium niobate ultrasonic transducer design for Enhanced Oil Recovery. *Ultrasonics Sonochemistry*. 2015;27:171–177. doi:10.1016/j.ultsonch.2015.05.017.
38. Hamidi H, Mohammandian E, Junin R, et al. A technique for evaluating the oil/heavy-oil viscosity changes under ultrasound in a simulated porous medium. *Ultrasonics*. 2014;54(2):655–662. doi:10.1016/j.ultras.2013.09.006.
39. Palaev AG, Shammazov IA, Dzhemilev ER. Research of the impact of ultrasonic and thermal effects on oil to reduce its viscosity. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020;1679(5). doi:10.1088/1742-6596/1679/5/052073.
40. Ershov MA, Mullakayev MS, Baranov DA. Snizheniye vyazkosti nefi s primeneniye ul'trazvukovoy obrabotki i khimicheskikh reagentov. *Equipment and technologies for oil and gas complex*. 2011;4:22–26. (In Russ).
41. Mullakayev MS, Saltykov YA, Saltykov AA, Mullakayev RM. Ul'trazvukovye tekhnologii vosstanovleniya produktivnosti nizkodedbitnykh skvazhin. *Neftegaz.RU*. 2020. Vol. 2.
42. Agi A, Junin R, Chong AS. Intermittent ultrasonic wave to improve oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;166:577–591. doi:10.1016/j.petrol.2018.03.097.
43. Sivakumar P, Krishna S, Hari S, Vij RK. Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: a review of recent advancements. *Environmental Technology & Innovation*. 2020;20. doi:10.1016/j.eti.2020.101100.
44. Singh R, Bahga SS, Gupta A. Electric field induced droplet deformation and breakup in confined shear flows. *Physical Review Fluids*. 2019;4(3). doi:10.1103/PhysRevFluids.4.033701.
45. Sahni A, Kumar M, Knapp RB. Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs. SPE/AAPG Western Regional Meeting; 2000 June 19–22; Long Beach, California. Available from: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/00WRM/All-00WRM/SPE-62550-MS/131783>.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Каиргельдина Лея Кайрбековна**

ORCID 0009-0003-9189-0124

e-mail: [k.leya424@gmail.com](mailto:k.leya424@gmail.com).

**Сарсенбекұлы Бауыржан**

PhD

ORCID 0000-0002-8145-0542

e-mail: [b.sarsenbekuly@kbtu.kz](mailto:b.sarsenbekuly@kbtu.kz).

#### AUTHORS' INFO

**\*Leya K. Kaïrgeldina**

ORCID 0009-0003-9189-0124

e-mail: [k.leya424@gmail.com](mailto:k.leya424@gmail.com).

**Bauyrzhan Sarsenbekuly**

PhD

ORCID 0000-0002-8145-0542

e-mail: [b.sarsenbekuly@kbtu.kz](mailto:b.sarsenbekuly@kbtu.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



**UDC 622.245**  
**CSCSTI 52.47.15**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>

Received: 31.07.2023.

Accepted: 09.11.2023.

Published: 31.03.2024.

---

## Review article

### Development the self-healing concept for well cement support integrity maintenance. Theory and practice

**Elvira R. Ismagilova**

*Research and Design Institute of the Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

#### ABSTRACT

Oftentimes oil and gas wells can be affected to various technological as well as chemical and natural stresses. Perforations, fracturing, side tracking from under the casings shoe, formation integrity testings all these lead to the cement sheath fragility and the annulus integrity deterioration causing the emergence of net of cracks in the cement sheath, which contribute to nascence of behind-the-casing flows.

World statistics say that the issues of casing string-borehole annulus unsealing prevention, as well as the effective restoration of the cement sheath integrity in the presence of a wide range of water-shutoff materials and technologies for inflows bounding, do still remain open and require non-standard solutions. In this connection, the development of "self-healing" plugging material, which allows the cement stone to independently regenerate its integrity, thereby excluding technological shutdowns and the intervention of repair equipment, is one of the highest priority tasks and promising methods for eliminating behind-the-casing flows, accompanied by restoring the integrity of the well cement sheath. An advanced alternative to the traditional plugging material is elaboration of "self-healing" cements, which is hopeful in the line of the above-mentioned peculiarities.

**Keywords:** "self-healing" cement; cement sheath; modifying additives; plugging material; behind-the-casing flows; well support durability; water influx.

#### To cite this article:

Ismagilova ER. Development the self-healing concept for well cement support integrity maintenance. Theory and practice. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):64–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>.

УДК 622.245  
МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>

Получена: 31.07.2023.

Одобрена: 09.11.2023.

Опубликована: 31.03.2024.

## Научный обзор

### Разработка концепции самозалечивания для поддержания целостности цементной крепи скважин. Теория и практика

**Э.Р. Исмагилова**

*Научно-исследовательский и проектный институт Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа, Россия*

#### АННОТАЦИЯ

В нефтегазовом деле скважины всегда подвергаются различным технологическим, химическим и естественным нагрузкам, возникающим при перфорации, бурении боковых стволов из-под башмака обсадной колонны, гидродинамических испытаниях пластов, гидроразрыва пласта, углублений и т.д. Такие операции нарушают целостность цементного кольца и ведут к потере герметичности скважины, при этом в цементной крепи образуется система трещин, способствующая возникновению заколонной циркуляции воды.

Мировая практика свидетельствует о том, что вопросы предотвращения разгерметизации затрубного пространства, а также эффективного восстановления целостности цементного кольца при наличии широкого спектра водоизоляционных материалов и технологий ограничения водопритоков до сих пор остаются открытыми и требуют нестандартных решений. В связи с этим разработка «самозалечивающегося» тампонажного материала, позволяющего цементному камню самостоятельно восстанавливать свою целостность, исключая тем самым технологические остановки и вмешательство ремонтного оборудования, является одной из первоочередных задач и перспективным методом ликвидации заколонной циркуляции воды, сопровождающейся восстановлением целостности цементного кольца скважины. Разработка «самозалечивающегося» цемента является прогрессивной альтернативой традиционному тампонажному материалу, что обнадеживает в свете вышеперечисленных особенностей.

**Ключевые слова:** самозалечивающийся цемент, цементное кольцо, модифицирующие добавки, тампонажный материал, заколонная циркуляция воды, долговечность крепи скважины, водоприток.

#### Как цитировать:

Исмагилова Э.Р. Разработка концепции самозалечивания для поддержания целостности цементной крепи скважин. Теория и практика // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 64–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>.

**ӨОЖ 622.245**  
**ГТАХР 52.47.15**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>

Қабылданды: 31.07.2023.

Мақұлданды: 09.11.2023.

Жарияланды: 31.03.2024.

## **Ғылыми шолу**

### **Ұңғымалардың цемент бекіткіштерінің тұтастығын сақтау үшін өзін-өзі емдеу тұжырымдамасын әзірлеу. Теория және практика**

**Э.Р. Исмагилова**

*Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің ғылыми-зерттеу және жобалау институты, Уфа қаласы, Ресей*

#### **АННОТАЦИЯ**

Мұнай-газ саласында ұңғымалар әрдайым перфорация кезінде пайда болатын әртүрлі технологиялық, химиялық және табиғи жүктемелерге ұшырайды, шегендеу бағанасының тоспасы астынан бүйірлік оқпандарды бұрғылау, қабаттарды гидродинамикалық сынау, ойықтар және т.б. Мұндай операциялар цемент сақинасының тұтастығын бұзады және ұңғыманың тығыздығын жоғалтуға әкеледі, ал цемент бекіткішінде жарықтар жүйесі пайда болады, су айналымының пайда болуына ықпал етеді.

Әлемдік тәжірибе көрсеткендей, құбыр сырты кеңістігінің ашылуының алдын алу, сондай-ақ су өткізбейтін материалдар мен су ағындарын шектеу технологияларының кең спектрі болған кезде цемент сақинасының тұтастығын тиімді қалпына келтіру мәселелері әлі де ашық және стандартты емес шешімдерді қажет етеді. Осыған байланысты цемент тасының өз тұтастығын дербес қалпына келтіруге мүмкіндік беретін «өзін-өзі емдейтін» тампонаждық материалды әзірлеу, осылайша технологиялық аялдамалар мен жөндеу жабдықтарының араласуын қоспағанда, бірінші кезектегі міндеттердің бірі және ұңғыманың цемент сақинасының тұтастығын қалпына келтірумен қатар жүретін бағаналы су айналымын жоюдың перспективалық әдісі болып табылады. «Өзін-өзі емдейтін» цементтің дамуы дәстүрлі тампон материалына прогрессивті балама болып табылады, бұл жоғарыда аталған ерекшеліктерге байланысты жігерлендіреді.

**Негізгі сөздер:** *өзін-өзі емдейтін цемент, цемент сақинасы, өзгертетін қоспалар, тампонаж материалы, бағана сыртының су айналымы, ұңғыманы бекітудің беріктігі, су ағыны.*

#### **Дәйексөз келтіру үшін:**

Исмагилова Э.Р. Ұңғымалардың цемент бекіткіштерінің тұтастығын сақтау үшін өзін-өзі емдеу тұжырымдамасын әзірлеу. Теория және практика // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 64–73 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>.

**Introduction**

The cement sheath of a well is the main barrier protection of the casing string from an aggressive environment influence and the prevention of reservoir fluids migration. However, under the influence of regular technological loads, the integrity of the cement stone is oftentimes lost, which leads to flooding of the well due to the behind-the-casing flows. At the same time, statistics depict that in most cases cement stone, prepared according to non-additive formulation, is not able to withstand significant operational loads and thus does not meet expectations for maintaining the integrity of the cement sheath. Moreover, there are many modern water-shutoff materials and technologies aimed at limiting water influx. However, all of them have low duration of process effect, and are also rarely aimed at restoring the well support integrity [1].

Many Russian and foreign scientists focus on improving the quality of cement stone capability to effectively (reliably and continuously) seal the space between the wall of the well and the casing string, as well as eliminating channeling until the system of cracks and behind-the-casing flows occur. Nowadays, an advanced alternative direction in the field of improving plugging material and one of the promising solutions to these problems are the development and application of "self-healing" cements, which in general are "intelligent" cement systems with controlled properties [2].

The theory of self-healing in relation to polymeric materials has been revealed since the 1980s. It outlines the opportunities for healing micro-cracks in various set of materials for much more sustainability and safety of the polymeric components [3].

As it is known, self-healing ability may occur in autogenous and autonomous way. Autogenous healing of a cement stone is primarily achieved by further hydration and carbonation [4], besides it contributes to the closure of cracks with certain limited sizes. The autonomous healing of a cement stone can be achieved by initial incorporation of healers, which are some specific components meant to subsequently recover the cement sheath integrity and maintain well support durability efficiently.

The author has extensively investigated a wide variety of autonomous healers, thus in the next proposes a "self-healing" concept of the affected cements, which consists in sealing the water supply channels with chemically inert modifying additives previously introduced into the cement powder, meant to be activated and acquire the ability to block cracks in the cement stone only after interaction with reservoir water [5, 6]. The principle of the "self-healing" cement operation is to start the water-absorbing mechanism

of the additives integrated into regular cement powder. The additive consists of an active water-swelling core covered with a solid water-soluble shell (fig. 1), which temporarily prevents a contact of the water-swelling core with water. Besides, the shell must prevent premature hydration within a cementing time – a time after injecting cement slurry into the well and its setting [7].

**Materials and Methods**

The recommended formulation of the "self-healing" cement technology is as following: plugging material including a binder (99.0–99.5%) and modifying additives (0.5–1.0%) [8]. Portland plugging cement CEM-I (Class G, sulfate-resistant) is used as a binder. Granules of water-swellaible polymer material based on anionic polyacrylamide, so-called super-absorbent, (active core) coated with a water-soluble film of a polymer complex (preventive sheath) [9], made from components of carboxymethyl cellulose and polyvinyl alcohol, are used as modifying additives [8].



**Figure 1. A model of the modifying additive [7]**

After justifying the composition and implementing the "self-healing" cement slurry basic studies, an experimental batch of modifying additives was produced. The method of the modifying additive test samples manufacturing included preliminary mechanical activation of the active water-swellaible core and its coating, i.e. the application of a film shell by structural granulation in fluidized bed apparatuses. The viscosity of the polymer complex solution was close to the atomization limit and empirically selected to ensure a uniform layer during dispersion of the solution. The thickness of the applied shell was verified in accordance with the rate and degree of its solubility depending on temperature, mineralization of reservoir water as well as the contact time. Thus, all the trigger factors of the "self-healing" mechanism which are vital in order to exclude premature swelling of the modifying additive and ensure its chemical inertia to the liquid phase during the entire cycle of preparation and injection of cement slurry into the well, are taken into account.

A number of laboratory studies of slurry and stone made of "self-healing" cement, which included the study in accordance with the regulatory



**Figure 2. The bench equipment [10]**

documentation for plugging materials of the main indicators of rheological, strength and filtration properties, demonstrated a complete absence of the swelling additives influence on the rheological properties of cement slurry during mixing, thickening and setting of slurry. The tests also showed that the swelling additives did not worsen the mechanical properties of the cement stone.

To test the validity of the concept and the proposed "self-healing" cement formulation, a technique was developed using specially manufactured test-bench equipment [10]. The stand was mounted on the testing site of NIPI USPTU LLC, which provided an opportunity to observe the behavior of the hydraulic system, to investigate the filtration properties of the modified cement stone, as well as to study the effect of the modifying additives on the technological properties of the cement slurry and the cement stone over time, observing them in conditions close to the ones of a well (fig. 2).

The method of conducting the bench experiment was as follows: the working agent (water) was pumped through a flexible hose into a working cylinder containing a stone made of "self-healing" cement. The agent was released from a hermetically sealed pressure vessel under a set pressure from the compressor, while the volume of the liquid entered and filtered through the stone was fixed [10].

In order to physically simulate the process of cracking in cement stone, the operating cylinder with the cement stone inside was subjected to mechanical stress, loading up to the formation of a system of cracks using a pneumatic hammer. After creating artificial cracks in the cement stone, the operating cylinder was piped with the circulation system. The circulation system was started by turning on the compressor with a gradual increase in the water injection pressure up to 4 atm, according to the calculations and taking into account the design features of the operating cylinder, this figure corresponds to the pressure of the water break through the cement stone.

The study of the throughput of the cement stone modified with the additives was carried out by passing different types of associated water

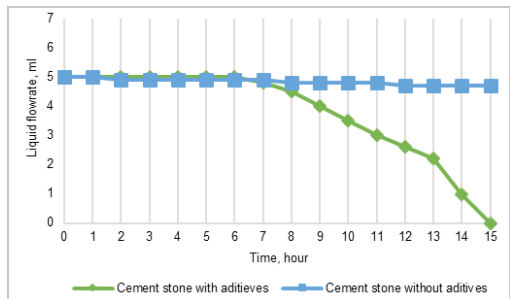
produced from the deposits of the Republic of Bashkortostan. Thus, three types of water were used: fresh water, bicarbonate-type water and chlorocalcium-type water.

The bicarbonate-type water had a degree of mineralization up to 1g/l, was produced from a well with a depth of 2173 m and located on Uzybashevskaya site, which uncovered Namur-Serpukhov deposits. The chlorocalcium-type water had a degree of mineralization up to 262.33 g/l, was produced from a well with a depth of 1420 m and located at the Shelkanovskoye field, which uncovered the Tournaisian deposits.

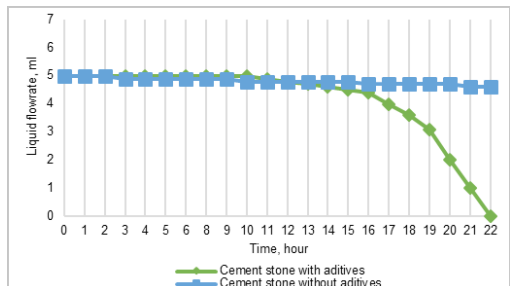
In order to test the "self-healing" cement on a real site, a small-scale field experiment was modeled and conducted shortly afterwards, what made it possible to thoroughly investigate the functional activity of an unconventional cement system and observe its behavior in real reservoir conditions.

**Results**

Onwards, a comparative analysis of the water-carrying capacity of three cement stone samples was carried out, the first of which, being modified with the "self-healing" additives, filtered bicarbonate-type water; the second, being modified with the "self-healing" additives, filtered



**Figure 3. Study of reservoir water filtration through the cement stone samples at a temperature of 60°C and the minimum degree of mineralization**



**Figure 4. Study of reservoir water filtration through the cement stone samples at a temperature of 20°C and the maximum degree of mineralization**



chlorocalcium-type water; the third one from non-additive neat cement filtered fresh water.

When filtering reservoir water at a temperature of 60°C, the most rapid dissolution of the preventive sheath and the maximum activation of the water-swelling core occurred. The filtration mode was established in 6 hours, and after another 9 hours there was a complete cessation of liquid filtration (fig. 3).

When filtering reservoir water at a temperature of 20°C through a sample of the "self-healing" cement, the dissolution of the preventive sheath occurred at a minimum rate. It took 10 hours to establish the liquid filtration mode. Complete termination of filtration occurred after another 12 hours (fig. 4). In the third sample, made of non-additive neat cement, no change in the nature of filtration going under the steady filtration mode observed.

In the cement stone modified with the additives, 75% of the passing through water was bound within 8 hours of the steady filtration (12 hours at ↑ mineralization and ↓ temperature), while 25% of the water has been passed through the stone for the next 7 hours (10 hours at ↑ mineralization and ↓ temperature) until the water passing complete cessation. The total time from the start of the stone hydration to the complete stop of the water filtration was equal to 15 hours (22 hours at ↑ mineralization and ↓ temperature). In the stone made of non-additive neat cement, the cracks fusion did not occur even after several days, while after the specified time, 92.5% of water turned out to be in free circulation, and only 7.5% of the water was bound by previously non-hydrated cement.

The studies of the solution temperature and the mineralization degree effect on the activator mechanisms of the modifying additive revealed, that the fastest possible water absorption with an increase in the granules by 550% from the initial volume within 1 hour is observed in hot (from 60°C) fresh water. In hot (from 60°C) mineralized water the maximum water absorption with an increase in the granule by 490% of the original volume is also observed within 1 hour.

At the same time, an attempt to estimate the size of the pore channel was made, thus the filtration of the reservoir water with a constant flow through a conditional capillary and pores of the intergranular porosity of the cement matrix were taken into account.

The permeability of the cement stone during the liquid filtration through the capillary is estimated from the ratio of the Darcy and Poiseuille equations:

$$Q = \frac{k \times F \times \Delta p}{\mu \times L} \tag{1}$$

$$Q = \frac{R^2 \times F \times \Delta p}{8 \mu \times L} \tag{2}$$

from

$$k = \frac{R^2}{8}, \tag{3}$$

Where k is the permeability of the rock, m<sup>2</sup>;  
 F – filtration area, m<sup>2</sup>;  
 Δp – pressure drop, Pa;  
 μ - viscosity, Pa·s;  
 L – length, m;  
 R – radius of the capillary, m.

After converting the permeability coefficient and the capillary radius to one dimension, an empirical equation for estimating the permeability coefficient when filtering a liquid through a capillary is obtained:

$$k = 0,125 \times R^2 \tag{4}$$

$$F = \pi \times R^2, \tag{5}$$

Before substituting the known values of all parameters into the Darcy equation and expressing the capillary radius from it, it is necessary to convert them into the [SI] system.

$$\frac{\Delta p}{L} = 2 \text{ MPa/m} = 2 \times 10^6 \text{ Pa/m};$$

$$\mu_{\text{reserv w}} = 1.55 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} = 1.8 \times 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s};$$

$$Q = 150 \text{ ml/min} = 2500 \times 10^{-9} \text{ m}^3/\text{s};$$

$$Q = \frac{0,125 R^2 \times \pi R^2 \times \Delta p}{\mu \times L}, \tag{6}$$

$$2500 \cdot 10^{-9} = \frac{0,125 R^2 \times \pi R^2 \times 400}{1,8 \cdot 10^{-3} \times 0,2}, \tag{7}$$

$$R^4 = 5.7326 \times 10^{-15};$$

$$R = 0.000275 \text{ m} = 0.275 \text{ mm};$$

$$D = 0.55 \text{ mm}.$$

Having calculated the maximum diameter of the capillary (or the total size of the capillaries) involved in the filtration, it follows that the pore channel belongs to the supercapillary sizes, so that the fluid is free to move as there is no influence of capillary forces.

The volume of the water supply channel having the shape of a regular cylinder can be calculated using the following formula by substituting the known values:

$$V = F \times h = \pi \times R^2 \times h, \tag{8}$$

$$V = 47.5 \text{ mm}^3.$$

Thereby, the modifying additive in the process of its hydration is able to block conducting channels with a cross-sectional area of up to 0.237 mm<sup>2</sup> and a diameter of up to 0.55 mm at this under the conditions of a high degree solution mineralization and a moderate temperature of the liquid. Thus, it can be argued that the elaborated modifying additive with a size in the range of clinker grain particle size has the necessary potential to block channels of 500 microns in conditions of moderate temperatures and a high degree of reservoir water mineralization.

At the beginning of 2021, a water-supply well was drilled to a depth of 300 m on a land plot allocated for a test site with a location in KhMAO-Yugra to exploit the waters of the Atlymsky aquifer complex. The design of the well and the procedure during its construction included drilling for a surface casing string, drilling for a flow string and the aquifer exposing, which were carried out according to the Certificate of Act No. 1 "Completed works on drilling a water-supply well" [11]. The surface casing string and the flow string were cemented in one-step using direct cementing technology with the rise of cement slurry with a density of 1.83 g/cm<sup>3</sup> based on CEM-I (State Standard 1581-96 for PCT1-50 cement) up to the wellhead. According to the technical specification, the exposed interval of the water-bearing horizon was cemented with the "self-healing" cement [8] overlapping the roof of the aquifer by 6 m.

After WOC of the screen pipe, the well was deepened with the help of a chute by a churn-line method for the construction of a settling pit. To create a filtering part, an AP-6M hydroperforator equipped with hydromonitor nozzles was lowered on a stand of pipes into the production hole located opposite the aquifer. Perforation of the well walls was carried out by pumping a pressurized abrasive liquid with a pumping unit through a stand of pipes and hydromonitor nozzles of a hydroperforator. The well was tested after the completion of the perforation work. A running airlift was installed to trigger the influx of reservoir water and to flush filters from washed out and settled sludge. Drilling rods were used as water lifting pipes. Clean water was continuously poured into the well simultaneously with air being supplied to the airlift. After the water level in the well had been raised, the running airlift was removed, the water in the well was pumped out. Further, the opened aquifer hole was covered by a packer for 7 days.

The geophysical studies were carried out immediately after the cleaning and flushing of the exploratory borehole and cavernometry. The purpose of the geophysical research was a detailed dissection of the geological section, and the choice of the installation interval

for the better screen operating part. This included a set of standard logging methods and radioactive logging.

To conduct geophysical research, a geophysical laboratory with an electric winch LG-500 with a logging single-core or three-core cable KGL 1–3 was used. To identify water interlayers, a standard electrical circuit was performed by the resistivity log method.

According to the technical assignment, the opened section of the aquifer +50 m were investigated using a small-sized deep flow meter (MGR-2) in order to detect the behind-the-casing flows, leakages and places of casing string violation, as well as cross-feeds. Thus, thermometry of the well was performed in a cased non-perforated well, then on the 1st day, on the 3rd day and on the 7th day after the perforation work (fig. 5).

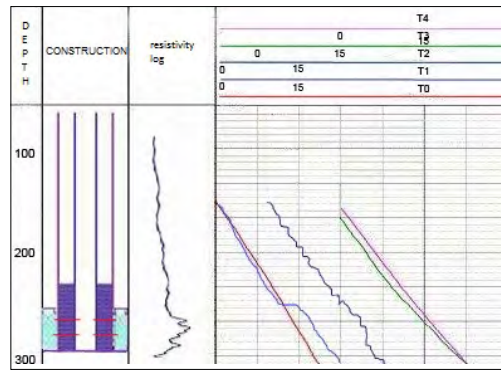


Figure 5. Thermogram of the water intake well

During the thermometric studies in the cased hole, a regular temperature increase of up to 15°C was observed at the bottom hole mark. After the perforation, a deviation of the thermogram was recorded on the 1st day in the zone of the opened aquifer, which reflected the thermal disturbance caused by the influx of water from the horizon. Carrying out a thermal logging on the 3rd day and obtaining a tortuous curve reflected the presence and intensity of water circulation in the bore hole annulus, which apparently found a breach appeared in the wall as a result of the settling pit construction. On the 7th day, thermometry demonstrated a significant decrease in intensity, and then a flattening of the values of thermal fluctuations, which was due to the absence of water influx at a fixed measurement distance from the initial thermogram taken as zero. These features of the thermographic analysis curves behavior are associated with the use of "self-healing" cement used as a plugging material for the interval of the aquifer bed overlapping.

## Discussion

The full-scale experiment with the use of the bench equipment, as well as the modeled field experiment demonstrated the actual elimination of water cross-flows and indicated the cement stone integrity restoration during the studied time.

Eco-orientation of the applied technology is in the use of environmentally friendly materials, as well as in ensuring a technological process that excludes any negative impact on the environment. Thus, the elimination of heavy repair equipment from the repair process prevents the release of pollutants into the atmosphere - combustion products during the combustion of fuel and lubricants. The absence of a working crew, the exclusion of equipment transportation and materials do not allow the risk of spontaneous harmful effects on the local area with characteristic plant and animal species. It also includes the prevention of noise and vibration pollution during downhole operations that carry the risk of negative effects on biota.

The environmental safety of the used materials, and in particular the additive, which is a synthetic flocculant obtained as a result of the synthesis of nitrile acrylic acid saponified in the presence of sulfuric acid, is mainly confirmed by its time-regulated chemical inertia due to confinement in a preventive inactive sheath that excludes the corrosive activity of the additive.

The experimental work was carried out to identify destructive reactions of the polymers, factors leading to undesirable changes in the structure of the polymers during their operation in downhole conditions were considered. Thus, the effects of elevated temperatures, pressure, mechanical load, humidity, salinity, as well as possible ionic reactions were studied.

Regarding temperature limitations, the gradual destruction of the polymer core granules occurs at temperatures of more than 100°C, as well as with direct and prolonged exposure to sunlight, which is not provided by the conditions of its operation.

Discussing the topic of all-round compression acting on the additive, so it can be assumed that the pressure will be minimal, since during the hardening of the cement stone, the hydrostatic pressure on the formation will decrease due to the suspension of the solution and contraction of the volume of actively hydrating cement material.

Experiments to determine the kinetics of the polymer swelling included preliminary immersion of the additive in a mineralized medium using a paddle mechanical agitator operating at maximum speeds. This demonstrated the additive coated with a multilayer shell has a high mechanical strength, which is sufficient to withstand the mechanical load that occurs

during mixing and pumping cement slurry into the well.

The deterioration of the absorbent properties of the additive is facilitated by high water mineralization, which makes it impossible to achieve the maximum possible size of the granule, but this does not affect the service life of the material. Speaking of syneresis, the drying and water loss of the selected water-swellable polymer is possible under the condition of an increase in temperature, an increase in the electrolyte concentration in the system, the introduction of desolvating agents into the system, and an increase in the mobility of the elements of the coagulation structure. Due to the fact, that the cement stone works in a closed system, while maintaining the conditions of hygrometric equilibrium, the phenomenon of syneresis with the subsequent resumption of water flow is excluded.

Further, it is necessary to mention the presence of salt ions present in natural waters. Thus, Cl<sup>-</sup> is a corrosion activator anion of concern in this case. However, the selected flocculant does not enter into a corrosive reaction when in contact with calcium chloride water, moreover, it perfectly absorbs organic impurities, in particular humic substances, while the polymer does not affect the pH of the water.

Based on the field test of the presented technology of "self-healing" cement, an attempt was made to conduct an elementary comparative analysis of the economic efficiency of the most popular technologies for restricting water influx to the well [11]. For comparison, water-proofing activity and the cost of repair and insulation works were analyzed, data on the most successful technologies were used [1]. The main idea of cost reduction was to thin the number of interventions, the number of which, under the combination of fortunate circumstances, reaches at least five during the depreciation period of an oil well. It should be noted that during the operation of the water supply well, which participated in the model field experiment, there was no need to carry out water shut-off works due to the non-detection of behind-the-casing flows.

Speaking about the economic costs, in order to minimize the expenses for the "self-healing" cement manufacturing and the usage it is proposed to take a rational approach by using the "self-healing" cement only for bandaging intervals overlapping the contact area of oil-bearing and water-bearing formations [12]. In addition, the use of the "self-healing" cements will increase profits by eliminating well downtime during workovers and insure additional oil production by limiting water cut due to behind-the-casing flows elimination. All these will eventually reduce

the cost of oil produced and achieve a significant economic effect [13].

### Conclusion

The results of physical experiments and auxiliary methods show the viability of the approach in achieving the goal of restoring the integrity of the well support using the "self-healing cement".

In the present research, the intrinsic autogenous healing of cement matrix is realised by embedding superabsorbent polymer at batching, thus appearing one of the most promising sustainable material in cracks repair mechanisms [14].

The elaborated plugging material for improving the quality of well casing based on Portland cement and modifying additives introduced into its composition is promising as "self-healing"

technology aimed at selective cementing of the most dangerous well support sections, which may overlap the contact intervals of oil-bearing formation and aquifer. Providing local placement of the "self-healing" cement in the areas of probable existence of through-open cracks, leading to behind-the-casing circulation, the cement sheath is being strengthened with a special plugging material, which is ready to begin autonomous restoration of the well support integrity when free water appears.

Thus, it can be argued that "self-healing" cement is not only restoration but also prophylactic technology aimed at well cement support self-maintenance, what was confirmed by the results of the research, including the test bench experiment and modeled field test, which proved the ability of the devised technique to prevent loss of the cement sheath [15].

### ADDITIONAL INFORMATION

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

**Competing interests.** The author declares that they have no competing interests.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Автор

заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ismagilova E.R., Agzamov F.A.* Development of additives in "self-healing" cements to restore the tightness of the cement ring of oil and gas wells // STJ Drilling-&Oil. 2016. N 05. P. 36–41.
2. *Ismagilova E.R., Agzamov F.A., Abbas A.D.* Optimization of the dispersion of additives in self-healing cements // GeoResources. 2017. Vol. 19, N 2. P. 129–134.
3. *Donald Jud G., Watts J.M.* Schools and Housing Values // Land Economics. 1981. Vol. 57, N 3. P. 459–470.
4. *Jianhang F., Xiu Y.Y., Jian G., et al.* Rapid self-sealing of macro cracks of cementitious composites by in-situ alginate crosslinking // Cement and Concrete Research. 2023. Vol. 165. 107074.
5. *Agzamov F.A., Ismagilova E.R.* "Self-healing cements are the key to maintaining the tightness of the well supports." Part 1 // Nanotechnology in construction. 2019. Vol. 11, N 5. P. 577–586. doi:10.15828/2075-8545-2019-11-5-577-586.
6. *Agzamov F.A., Ismagilova E.R.* "Self-healing cements are the key to maintaining the tightness of the well supports." Part 2 // Nanotechnology in construction. 2019. Vol. 11, N 6. P. 730–742. doi:10.15828/2075-8545-2019-11-6-730-742.
7. *Agzamov F.A., Ismagilova E.R., Beshir M.A.* Elaboration of mending additives for the cement sheath repair // Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2022. Vol. 4, N 3. P. 69–75. doi:10.54859/kjogi108564.
8. Патент РФ на изобретение №2760860/01.12.2021. Бюл. No. 34. Арзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р. Тампонажный материал. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2760860C1/ru#patentCitations>. Дата обращения: 16.08.2023.
9. *Ismagilova E.R., Ozdov Z.I.* Regulation of sheath properties of modifying additives used for the manufacture of "self-healing" cement. Modern technologies in oil and gas business // Proceedings of the international scientific and technical conference in 2 volumes. 2019. Vol. 1. P. 359–361.
10. Патент РФ на полезную модель №154661/27.08.2015. Арзамов Ф.А., Нгуен К., Исмагилова Э.Р. Установка для исследования фильтрационных свойств пористых материалов.
11. Hannov I.I. (LLC Geosphere). Drilling a water intake well. Act of completed works. 2021 Feb. Act No. 1. Contract No. 1-B.

12. Ismagilova E.R., Agzamov F.A., Kuznetsov M.A. Economic justification of the use of self-healing cement to restore the cement ring; International Scientific and Technical Conference dedicated to the memory of Academic A.H. Mirzajanzade: collection of theses; 2016;230–231.
13. Ismagilova E.R. (LLC Research and Design Institute of Ufa State Petroleum Technological University). Development of eco-oriented cement technology for self-repair of the tightness of the well support. Scientific Research Report. Ufa; 2021. Report No. 4 Contract No. 4.
14. Tsangouri E. A Decade of Research on Self-Healing Concrete. IntechOpen // Sustainable Construction and Building Materials. 2018. doi:10.5772/intechopen.82525.
15. Ismagilova E.R. Elaboration of cementing technology for well's cement sheath self-restoration // STJ Drilling-&Oil. 2022. Vol 4. P. 16–21.

## REFERENCES

1. Ismagilova ER, Agzamov FA. Development of additives in "self-healing" cements to restore the tightness of the cement ring of oil and gas wells. *STJ Drilling-&Oil*. 2016;05:36–41.
2. Ismagilova ER, Agzamov FA, Abbas AD. Optimization of the dispersion of additives in self-healing cements. *GeoResources*. 2017;19(2):129–134.
3. Donald Jud G, Watts JM. Schools and Housing Values. *Land Economics*. 1981;57(3):459–470.
4. Jianhang F, Xiu YY, Jian G, et al. Rapid self-sealing of macro cracks of cementitious composites by in-situ alginate crosslinking. *Cement and Concrete Research*. 2023;165:107074.
5. Agzamov FA, Ismagilova ER. "Self-healing cements are the key to maintaining the tightness of the well supports." Part 1. *Nanotechnology in construction*. 2019;11(5):577–586. doi:10.15828/2075-8545-2019-11-5-577-586.
6. Agzamov FA, Ismagilova ER. "Self-healing cements are the key to maintaining the tightness of the well supports." Part 2. *Nanotechnology in construction*. 2019;11(6):730–742. doi:10.15828/2075-8545-2019-11-6-730-742.
7. Agzamov FA, Ismagilova ER, Beshir MA. Elaboration of mending additives for the cement sheath repair. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(3):69–75. doi:10.54859/kjogi108564.
8. Patent RUS No. 2760860/01.12.2021. Byul. No. 34. Agzamov FA, Ismagilova ER. Backfill. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2760860C1/ru#patentCitations>. (In Russ).
9. Ismagilova ER, Ozdoev ZI. Regulation of sheath properties of modifying additives used for the manufacture of "self-healing" cement. Modern technologies in oil and gas business. *Proceedings of the international scientific and technical conference in 2 volumes*. 2019;1:359–361.
10. Utility model patent RUS No. 154661/27.08.2015. Agzamov FA, Ismagilova ER, Nguyen K. *Installation for the study of filtration properties of porous materials*.
11. Hannov II. (LLC Geosphere). Drilling a water intake well. Act of completed works. 2021 Feb. Act No. 1. Contract No. 1-B.
12. Ismagilova ER, Agzamov FA, Kuznetsov MA. Economic justification of the use of self-healing cement to restore the cement ring. *International Scientific and Technical Conference dedicated to the memory of Academic A.H. Mirzajanzade: collection of theses*. 2016;230–231.
13. Ismagilova ER (LLC Research and Design Institute of Ufa State Petroleum Technological University). Development of eco-oriented cement technology for self-repair of the tightness of the well support. Scientific Research Report. Ufa; 2021. Report No. 4 Contract No. 4.
14. Tsangouri E. A Decade of Research on Self-Healing Concrete. IntechOpen. *Sustainable Construction and Building Materials*. 2018. doi:10.5772/intechopen.82525.
15. Ismagilova ER. Elaboration of cementing technology for well's cement sheath self-restoration. *STJ Drilling-&Oil*. 2022;4:16–21.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Исмагилова Эльвира Римовна**  
канд. техн. наук  
ORCID 0000-0001-9610-0150  
e-library: 1029677  
e-mail: [yusupova\\_elvira@mail.ru](mailto:yusupova_elvira@mail.ru).

## AUTHOR'S INFO

**\*Elvira R. Ismagilova**  
Cand. Sc. (Engineering)  
ORCID 0000-0001-9610-0150  
e-library: 1029677  
e-mail: [yusupova\\_elvira@mail.ru](mailto:yusupova_elvira@mail.ru).



УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>

Получена: 02.10.2023.

Одобрена: 23.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Оригинальное исследование

### Автоматический подбор зон для бурения нагнетательных скважин-кандидатов

**А.А. Бекен, А.Е. Ибраев, Ж.Т. Жетруов, А.С. Елемесов, А.Т. Жолдыбаева**

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Возрастающая сложность в поиске точек для бурения нагнетательных скважин на поздних этапах разработки месторождений АО НК «КазМунайГаз», обусловленная уплотнением сетки действующих скважин и неравномерностью выработки запасов, является на сегодняшний день актуальной проблемой. Разработки в области геопространственного анализа и искусственного интеллекта послужили стимулом к поиску новых подходов для решения этой задачи.

**Цель.** Исследование направлено на разработку инновационного подхода к автоматическому определению наиболее перспективных зон для бурения нагнетательных скважин, основанного на комплексном анализе больших объемов данных с применением продвинутого алгоритмов.

**Материалы и методы.** В работе используются методы сбора и анализа производственных и геологических данных, применяются пространственные алгоритмы для мультифакторного анализа и методы нормализации данных, включая скорректированный межквартильный диапазон для определения выбросов.

**Результаты.** Описываются результаты, демонстрирующие ранжирование ячеек по потенциалу для бурения на основе комплексного анализа, а также присвоение уникальных кодов каждой ячейке для улучшения точности принятия решений.

**Заключение.** Заключительная часть подводит итоги, подчеркивая важность интеграции различных методов и подходов. Отмечаются направления для дальнейших исследований, включая анализ неточностей данных, учет дополнительных параметров, выявление эффективных пропластков, применение методов машинного обучения и расширение тестирования подхода на других месторождениях.

**Ключевые слова:** нагнетательные скважины, подбор скважин-кандидатов, сетка разработки, ячейки, первый радиус скважин, гидродинамические исследования скважин.

#### Как цитировать:

Бекен А.А., Ибраев А.Е., Жетруов Ж.Т., Елемесов А.С., Жолдыбаева А.Т. Автоматический подбор зон для бурения нагнетательных скважин-кандидатов // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 74–86. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>.

UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>

Received: 02.10.2023.

Accepted: 23.02.2024.

Published: 31.03.2024.

---

## Original article

### Automatic selection of sites for drilling candidate injection wells

**Aidana A. Beken, Aktan Ye. Ibrayev, Zhassulan T. Zhetruov, Azamat S. Yelemessov, Assel T. Zholdybayeva**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Background:** The increasing difficulty in finding sites for drilling injection wells at the later stages of field development by NC “KazMunayGas” JSC, due to infill drilling of the grid of existing wells and uneven reserve production, is a pressing problem today. Developments in geospatial analysis and artificial intelligence have stimulated the search for new approaches to solve this problem.

**Aim:** The research is aimed at developing an innovative approach to automatically identifying the most promising sites for drilling injection wells, based on comprehensive analysis of large volumes of data using advanced algorithms.

**Materials and methods:** The work uses methods for collecting and analyzing production and geological data, uses spatial algorithms for multivariate analysis and data normalization methods, including the adjusted interquartile range to determine outliers.

**Results:** Results are described showing the ranking of cells by drilling potential based on comprehensive analysis, as well as the assignment of unique codes to each cell to improve decision-making accuracy.

**Conclusion:** Directions for further research are noted, including analysis of data inaccuracies, consideration of additional parameters, identification of effective interlayers, application of machine learning methods, and expansion of testing of the approach in other fields.

**Keywords:** *injection wells; selection of candidate wells; well spacing; cells; first radius of wells; hydrodynamic studies of wells.*

#### To cite this article:

Beken AA, Ibrayev AY, Zhetruov ZT, Yelemessov AS, Zholdybayeva A.T. Automatic selection of sites for drilling candidate injection wells. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):74–86. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>.

ӨОЖ 622.276  
FTAХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>

Қабылданды: 02.10.2023.

Мақұлданды: 23.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

### Айдау ұңғымалар-кандидаттарын бұрғылауға арналған аймақтарды автоматты түрде таңдау

**А.А. Бекен, А.Е. Ибраев, Ж.Т. Жетруов, А.С. Елемесов, А.Т. Жолдыбаева**  
*ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ кен орындарын игерудің соңғы кезеңдерінде айдау ұңғымаларын бұрғылау үшін нүктелерді іздеудегі күрделіліктің артуы, жұмыс істеп тұрған ұңғымалар торының тығыздалуына және қорлардың біркелкі өндірілмеуіне байланысты бүгінгі таңда өзекті мәселе болып табылады. Геокеңістіктік талдау және жасанды интеллект саласындағы әзірлемелер бұл мәселені шешудің жаңа тәсілдерін іздеуге түрткі болды.

**Мақсаты.** Зерттеу озық алгоритмдерді қолдана отырып, үлкен көлемдегі деректерді кешенді талдауға негізделген айдау ұңғымаларын бұрғылауға арналған ең перспективалы аймақтарды автоматты түрде анықтаудың инновациялық тәсілін жасауға бағытталған.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыста өндірістік және геологиялық деректерді жинау және талдау әдістері қолданылады, мультифакторлық талдау үшін кеңістіктік алгоритмдер және шығаруларды анықтау үшін түзетілген квартильаралық диапазонды қоса алғанда, деректерді қалыпқа келтіру әдістері қолданылады.

**Нәтижелері.** Кешенді талдау негізінде бұрғылау потенциалы бойынша ұяшықтардың рейтингін көрсететін нәтижелер, сондай-ақ шешім қабылдау дәлдігін жақсарту үшін әр ұяшыққа бірегей кодтар тағайындау сипатталған.

**Қорытынды.** Қорытынды бөлім әртүрлі әдістер мен тәсілдерді біріктірудің маңыздылығын атап өтіп, қорытындылайды. Деректердің дәлсіздіктерін талдауды, қосымша параметрлерді, тиімді пропласттарды анықтауды, машиналық оқыту әдістерін қолдануды және басқа кен орындарында тәсілді тестілеуді кеңейтуді қоса алғанда, одан әрі зерттеулерге арналған бағыттар белгіленеді.

**Негізгі сөздер:** айдау ұңғымалары, ұңғыма-кандидаттарды іріктеу, игеру торы, ұяшықтар, ұңғымалардың бірінші радиусы, ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Бекен А.А., Ибраев А.Е., Жетруов Ж.Т., Елемесов А.С., Жолдыбаева А.Т. Айдау ұңғымалар-кандидаттарын бұрғылауға арналған аймақтарды автоматты түрде таңдау // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 74–86 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108677>.

## Введение

В рамках данной статьи акцентируется внимание на актуальности усовершенствования процесса подбора нагнетательных скважин для месторождений АО НК «КазМунайГаз». Особый интерес вызывает ситуация, когда месторождение достигает более поздних стадий разработки. В этом контексте осуществление точного и эффективного подбора приобретает повышенное значение. Недостаточно оптимизированные стратегии могут негативно повлиять на долгосрочную стабильность и продуктивность добычных операций.

В последние годы наука геопространственного анализа и искусственный интеллект достигли значительных успехов. Это открыло путь к методам автоматизации алгоритмов принятия решений, которые могут кардинально изменить процесс определения перспективных мест для бурения нагнетательных скважин. Новые подходы с использованием больших объемов данных и сложных алгоритмов предоставляют уникальную возможность для оптимизации размещения скважин и раскрытия неиспользованного потенциала коллекторов. Ученые-геологи и инженеры-разработчики активно изучают применение алгоритмов геопространственного анализа и машинного обучения для повышения скорости и эффективности принятия решений о размещении скважин.

Исследования показали успешность применения геопространственных методов в определении зон с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств и близких к существующим скважинам, что помогает в первоначальном отборе потенциальных мест для бурения [1, 2].

Алгоритмы машинного обучения продемонстрировали свою способность прогнозировать поведение коллектора, оптимизировать варианты закачки и адаптироваться к изменяющимся условиям пласта. Исследователи использовали модели обучения с учителем, такие как опорные векторы и нейронные сети, для выявления закономерностей в исторических данных закачки и прогнозирования производительности нагнетательных скважин в различных сценариях пласта [3, 4].

В литературе [5, 6] подчеркивается важность усвоения данных в режиме реального времени для автоматизации процесса размещения скважин. Непрерывный мониторинг и интеграция данных в гидродинамические модели коллектора позволяют своевременно вносить коррективы и оперативно реагировать на изменения в поведении

пласта, что повышает эффективность систем заводнения.

Тем не менее, несмотря на значительный прогресс, остаются вопросы, требующие дополнительного изучения. Обнаружение неточных и зашумленных данных, интеграция множества критериев и целей, а также разработка надежных и интерпретируемых моделей машинного обучения остаются актуальными областями исследований.

Проблемы, описанные выше, а именно неточность, малое количество и зашумленность данных, не позволяют рассчитывать надёжные прогнозные показатели с помощью комплексных моделей, поэтому было принято решение воспользоваться методом ранжирования. Критерием ранжирования кандидатов является произведение безразмерных параметров, характеризующих текущее состояние разработки пластов в предполагаемом районе заложения нагнетательной скважины.

## Этапы исследования

Проведенное исследование можно разделить на три основных этапа:

1. **Сбор данных.** Первоначальный этап включает в себя сбор и фильтрацию необходимых данных. Качество и полнота входных данных являются чрезвычайно важными для обеспечения точности и надёжности последующих анализов.

2. **Разбивка месторождения на ячейки.** Второй этап заключается в разделении всей площади месторождения на участки заданного размера. На данном этапе определяется оптимальное размещение проектных точек с учётом текущего фонда скважин.

3. **Оценка ячейки.** Третий этап предполагает детальную оценку ячеек, выделенных на предыдущем этапе, и сравнительный анализ проектных точек на основе рассчитанного комплексного параметра, характеризующего приоритетность бурения.

## Сбор данных

В рамках данной статьи рассматривалось месторождение X, которое было введено в промышленную разработку в 1965 г.

В контексте юрско-мелового разреза на месторождении выделено 25 горизонтов, характеризующихся преимущественно песчано-алевролитовыми породами. Рельеф местности спокойный, равнинный. Исследования показывают, что давление насыщения на месторождении варьируется в диапазоне от 4 до 11,2 МПа, а газосодержание колеблется между 32,05 и 84,36 м<sup>3</sup>/т. Объёмный коэффициент доли изменяется от 1,078 до 1,264. Пластовая нефть месторождения обладает разнообразными характеристиками:

плотность варьируется от 0,7601 до 0,8352 г/см<sup>3</sup>, а вязкость находится в пределах 2,41–15,47 МПа·с.

Были собраны такие показатели месторождения, как суточная добыча нефти, суточная закачка воды и заключения гидродинамических исследований скважин (далее – ГДИС) за 3 мес., предшествующих дате анализа. Используя собранные данные, были произведены вычисления по среднему дебиту нефти и жидкости, закачки воды, и определены условия работы скважины с низким забойным давлением.

Для подтверждения работы скважины с низким забойным давлением используется бинарный показатель. Если отношение количества заключений ГДИС с низкими динамическими уровнями к общему количеству исследований превышает пороговое значение, то скважина считается работающей с низким давлением, и ей присваивается значение критерия, равное единице, как показано на рис. 1. В противном случае скважина характеризуется удовлетворительным забойным давлением и получает показатель со значением, равным нулю. В данной работе пороговое значение для доли заключений с низким динамическим уровнем принято равным 75% (1–3):

$$q_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^t q_j}{t} \tag{1}$$

$$i_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^t i_j}{t} \tag{2}$$

$$lowpbh = \begin{cases} 1, & \text{if } \frac{c_{low}}{c_{all}} > 0.75 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \tag{3}$$

где  $t$  – количество отработанных дней на текущем горизонте за 3 мес., сут;  $q$  – добыча нефти, т;  $i$  – закачка воды, м<sup>3</sup>;  $q_{avg}$  – средний дебит нефти, т/сут;  $i_{avg}$  – среднее значение приемистости, м<sup>3</sup>/сут;  $c_{low}$  – количество заключений ГДИС с низкими значениями забойных давлений, ед.;  $c_{all}$  – общее количество проведенных ГДИС, ед.;  $lowpbh$  – критерий работы скважины с низким забойным давлением.

well	horizon	rvg_gdis	otk_gdis	sum_gdis	low_pbh
0	A	12	0	93	0
1	B	14	0	95	0
2	F	0	0	94	0
3	F	0	0	92	0
4	L	82	11	93	1
...	...	...	...	...	...
3809	C	0	28	93	0
3810	E	0	0	95	0
3811	E	94	0	94	1
3812	E	0	0	94	0

**Рисунок 1. Расчет критерия работы скважин с низким забойным давлением**

**Figure 1. Calculation of the operating criterion for wells with low bottomhole pressure**

*well* – скважина; *horizon* – горизонт; *rvg\_gdis* – количество ГДИС с заключением «РВГ», ед. / number of gdis (well tests) with a “rvg” conclusion, units; *otk\_gdis* – количество ГДИС с заключением «ОТК», ед. / number of gdis (well tests) with an “otk” conclusion, units; *sum\_gdis* – общее количество ГДИС, ед. / sum gdis, units; *low\_pbh* – критерий работы скважины с низким забойным давлением / operating criterion for a well with low bottomhole pressure.

*РВГ / WWGI* – работа с влиянием газа / working with gas influence; *ОТК / PO* – откачка / pumping out.

well	horizon	liquid	oil	injection	work_time_prod	work_time_inj	days_prod	days_inj	liquid_rate	oil_rate	low_pbh
0	C	3694.7	106.8	0.0	2133.1	0.0	88.9	0.0	41.6	1.2	0.0
1	A	854.7	453.2	0.0	1962.8	0.0	81.8	0.0	10.5	5.5	0.0
2	B	3094.7	217.2	0.0	2061.1	0.0	85.9	0.0	36.0	2.5	0.0
3	B	3008.9	150.3	0.0	2312.6	0.0	96.4	0.0	31.2	1.6	0.0
4	B	1515.7	211.6	0.0	2204.8	0.0	91.9	0.0	16.5	2.3	0.0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
4942	D	4833.5	207.5	0.0	2155.3	0.0	89.8	0.0	53.8	2.3	0.0
4943	A	0.0	0.0	13097.5	0.0	1655.0	0.0	69.0	NaN	NaN	NaN
4944	B	5116.3	539.4	0.0	2180.1	0.0	90.8	0.0	56.3	5.9	0.0
4945	A	2130.0	987.6	0.0	2273.2	0.0	94.7	0.0	22.5	10.4	0.0
4946	F	884.0	510.0	0.0	2083.8	0.0	86.8	0.0	10.2	5.9	0.0

**Рисунок 2. Расчет производственных показателей за 3 мес. для действующего фонда скважин**  
**Figure 2. Calculation of production indicators for 3 months for the existing well stock**

*liquid* – добыча жидкости, м<sup>3</sup>; *oil* – добыча нефти, т; *injection* – закачка воды, м<sup>3</sup>; *work\_time\_prod* – время работы добычи, ч / production work time, hours; *work\_time\_inj* – время работы нагнетания, ч / injection work time, hours; *days\_prod* – количество дней добычи, сут / number of days of production, days; *days\_inj* – количество дней нагнетания, сут / number of days of injection, days; *liquate\_rate* – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут; *oil\_rate* – дебит нефти, т



### Разбивка месторождения на ячейки

С целью унификации потенциальных зон для бурения нагнетательных скважин рассматриваемое месторождение было поделено на равные участки. Для данного месторождения был выбран оптимальный размер ячейки, составляющий 200\*200 м при проектной плотности сетки 20 га/скв.

Проектные точки внутри ячеек размещались согласно двум вариантам. В первом варианте учитывалось лишь соответствие текущей плотности сетки скважин. Во втором варианте точки размещались с учётом текущей наземной инфраструктуры.

С целью определения оптимального с точки зрения плотности сетки скважин варианта размещения ячейки равномерно заполнялись точками с шагом в 10 м. Затем для каждой точки определялось расстояние до действующих скважин. После этого значения расстояний нормировались относительно эталонной дистанции между скважинами и выбиралась точка с максимальным значением нормированного расстояния в ячейке.

Размещение с учётом наземной инфраструктуры определялось с помощью библиотеки Georandas и программного языка Python. Данные по инфраструктуре в формате Shapely были импортированы в проект и преобразованы в полигоны. По умолчанию для каждого объекта была добавлена буферная зона, равная 20 м, которая в будущем может изменяться в зависимости от типа объекта. Для каждой точки также добавляется

буферная зона в 25 м, условно обозначающая размещение буровой установки. Проверка соответствия точек наземной инфраструктуре выполняется путем наложения полигонов вокруг точек и объектов. В случае пересечения полигонов точка исключается из дальнейшего рассмотрения. Поскольку в одной ячейке может быть множество точек, подходящих по инфраструктуре, в качестве итогового результата принимается точка, являющаяся наиболее близкой к ранее выявленной оптимальной точке, согласно сетке разработки в рассматриваемой ячейке.

Таким образом, возможны три варианта размещения точек в ячейке:

- найдена оптимальная точка по сетке разработки, но отсутствует точка по наземной инфраструктуре;
- найдена оптимальная точка по сетке разработки и точка по наземной инфраструктуре, при этом эти точки не совпадают;
- найдена оптимальная точка по сетке разработки и точка по наземной инфраструктуре, при этом эти точки совпадают.

На рис. 3 представлена карта, на которой показаны полигоны, созданные вокруг объектов наземной инфраструктуры, а также точки размещения проектных скважин в ячейках. Красным цветом выделены оптимальные точки по сетке разработке, синим цветом – оптимальные точки по наземной инфраструктуре.

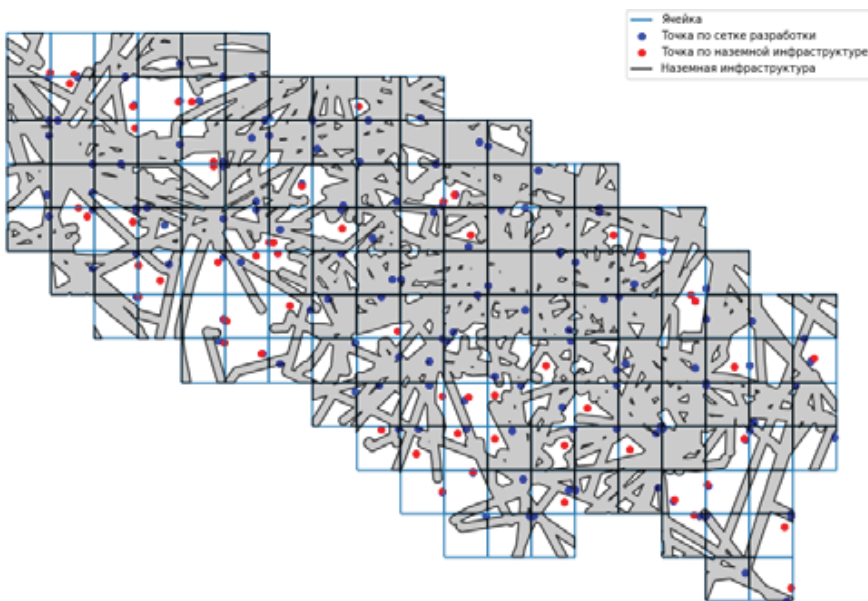
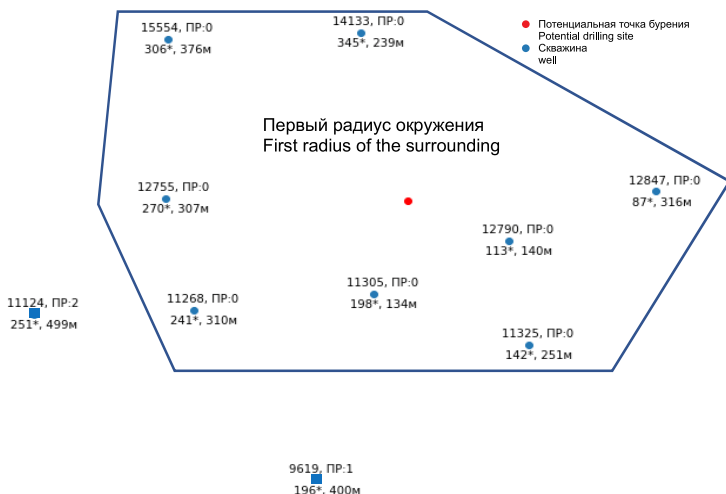


Рисунок 3. Карта наземной инфраструктуры и ячеек с потенциальными точками бурения  
Figure 3. Map of surface infrastructure and cells with potential drilling sites



**Рисунок 4. Определение скважин первого радиуса окружения**  
**Figure 4. Determination of wells of the first radius of the surrounding**

*ПР / FR – первый радиус окружения / first radius of the surrounding.*

**Оценка ячеек**

Для оценки ячеек необходимо рассчитать набор параметров и провести их нормализацию. Параметры ячеек рассчитывались на основе данных скважин первого окружения.

Определение скважин первого радиуса окружения для проектных точек состояло из нескольких шагов. В общий список скважин окружения попали все действующие скважины в радиусе 500 м вокруг проектной точки. Далее проводилось сравнение параметров каждой скважины с остальными скважинами из общего списка. Рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу в двух случаях:

- если отрезок от проектной точки до рассматриваемой скважины не пересекает отрезок до сравниваемой скважины, то рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу;

- в случае пересечения отрезков, если отрезок от проектной точки до рассматриваемой скважины меньше, чем отрезок до сравниваемой скважины, то рассматриваемая скважина относилась к первому радиусу.

На рис. 4 можно отметить, что показатель «ПР» у скважин с индексами 11124 и 9619 больше 1, следовательно, в первый радиус окружения данные скважины не войдут.

По данным скважин первого радиуса высчитываются средние и интегральные параметры ячеек:

- количество добывающих скважин;
- количество нагнетательных скважин;
- количество проектных скважин;

- доля скважин, работающих с низким забойным давлением;
- сумма добычи скважин;
- сумма закачки скважин;
- сумма дебитов жидкости и нефти скважин;
- сумма дней работы скважин;
- средний дебит жидкости, нефти (4);
- средний темп закачки (5);
- средняя обводненность (6);
- компенсация (7).

$$q_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} t_w} \tag{4}$$

$$i_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} I_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} t_w} \tag{5}$$

$$w_{c_{avg}} = \left( 1 - \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{oilw}}{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{liqw}} \right) * 100 \tag{6}$$

$$c_{avg} = \frac{\sum_{w=i}^{n_{well}} I_w}{\sum_{w=i}^{n_{well}} Q_{liqw}} \tag{7}$$

где  $n_{well}$  – количество скважин первого окружения, ед.;  $t$  – количество отработанных дней на текущем горизонте скважины за 3 мес., сут;  $w$  – скважина;  $Q$  – добыча нефти скважины за 3 мес., т;  $q$  – средний дебит нефти, т/сут;  $I$  – закачка воды за 3 мес., м<sup>3</sup>;  $i$  – средняя приемистость, м<sup>3</sup>/сут;  $p$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;  $wc$  – средняя обводненность, %;  $c$  – компенсация.

sector	horizon	date	liquid	oil	injection	days_prod	days_inj	sum_liquid_rate	sum_oil_rate	count_prod_wells	count_inj_wells
1155		2022-06-01	4126.34	1135.43	0.00	85.82	0.00	48.08	13.23	1.0	0.0
1156		2022-06-01	4126.34	1135.43	0.00	85.82	0.00	48.08	13.23	1.0	0.0
1157		2022-06-01	4126.34	1135.43	16925.15	85.82	85.55	48.08	13.23	1.0	1.0
1158		2022-06-01	7836.97	1503.08	16925.15	177.65	85.55	88.49	17.23	2.0	1.0
1159		2022-06-01	3710.63	367.64	16925.15	91.82	85.55	40.41	4.00	1.0	1.0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
23535		2022-06-01	2968.17	1418.90	8045.00	90.54	91.00	32.78	15.67	1.0	1.0

count_inj_wells	count_proj_wells	count_low_pbh_wells	fraction_well_low_pbh	avg_liquid_rate	avg_wc	avg_oil_rate	avg_injection_rate	compensation
0.0	0.0	0.0	0.0	48.08	67.20	13.23	NaN	0.00
0.0	0.0	0.0	0.0	48.08	67.20	13.23	NaN	0.00
1.0	0.0	0.0	0.0	48.08	67.20	13.23	197.84	4.10
1.0	0.0	0.0	0.0	44.11	77.14	8.46	197.84	2.16
1.0	0.0	0.0	0.0	40.41	88.19	4.00	197.84	4.56
...	...	...	...	...	...	...	...	...
1.0	0.0	1.0	1.0	32.78	43.02	15.67	88.41	2.71

Рисунок 5. Параметры ячеек

Figure 5. Cell parameters

*sector* – сектор; *date* – дата расчета; *sum\_liquide\_rate* – сумма дебита жидкости, м<sup>3</sup>/сут (m<sup>3</sup>/day); *sum\_oil\_rate* – сумма дебита нефти, т (tonnes); *count\_prod\_wells* – количество добывающих скважин, ед. / number of production wells, units; *count\_inj\_wells* – количество нагнетательных скважин, ед. / number of injection wells, units; *count\_proj\_wells* – количество проектных скважин, ед. / number of project wells, units; *count\_low\_pbh\_wells* – количество скважин работающих с низким забойным давлением, ед. / number of wells operating with low bottomhole pressure, units; *fraction\_well\_low\_pbh* – соотношение количества скважин, работающих с низким давлением, и количества скважин окружения / ratio of the number of wells operating at low pressure to the number of surrounding wells; *avg\_liquid\_rate* – средний дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут / average liquid flow rate, m<sup>3</sup>/day; *avg\_wc* – средняя обводненность, % / average water cut, %; *avg\_oil\_rate* – средний дебит нефти, т/сут / average oil flow rate, t/day; *avg\_injection\_rate* – средняя приемистость, м<sup>3</sup>/сут / average injectivity, m<sup>3</sup>/day; *compensation* – компенсация

При проведении нормализации данных, включая такие параметры, как средний дебит, общая сумма дебитов и коэффициент обводненности, обычно возникают распространенные проблемы с выбросами, которые представляют собой аномальные значения, выходящие за пределы основных данных. Это может существенно исказить среднее арифметическое и размах, что в свою очередь может повлиять на анализ и результаты. Для решения этой проблемы предлагается заменить размах на интервал, в котором будут находиться основные данные, и затем провести масштабирование данных относительно этого интервала. Такой подход позволит избежать искажений, вызванных выбросами, и более точно представить данные для последующего анализа и интерпретации.

Наиболее распространенным методом автоматического определения выбросов является межквартильный метод. Его принцип заключается в том, что значения, которые на-

ходятся за пределами 1,5 межквартильных диапазонов (далее – IQR) от первого квартиля или третьего квартиля, считаются выбросами.

Однако, когда у распределения данных есть длинные «хвосты», слишком много информации может попасть в категорию «выбросов» – до 7% от общего числа данных. Это может повлиять на точность анализа и привести к неверным выводам. Симметричность межквартильного метода является ещё одной существенной проблемой. Полученный «доверительный интервал» (1,5\*IQR) одинаков для как для малых, так и для больших значений признака. Это означает, что многие аномалии с «короткой» стороны распределения могут быть скрыты этим интервалом.

По причине того, что данные не распределены нормально, использование метода IQR для их нормализации может быть некорректным. В связи с этим был применён другой метод для вычисления доверительного

интервала – скорректированная диаграмма размаха для асимметричных распределений. Данный метод использует медианное отношение (medcouple MC), которое измеряет асимметрию одномерного распределения [7] (8–12):

$$MC = median \{h(x_i, x_j), x_i < Q_2 < x_j\} \tag{8}$$

$$h(x_i, x_j) = \frac{((x_j - Q_2) - (Q_2 - x_i))}{x_j - x_i} \tag{9}$$

$$[min, max] = \begin{cases} [Q_1 - 1.5e^{-4MC}IQR; Q_3 + 1.5e^{3MC}IQR], & \text{if } MC \\ [Q_1 - 1.5e^{-3MC}IQR; Q_3 + 1.5e^{4MC}IQR], & \text{if } MC \end{cases} \tag{10}$$

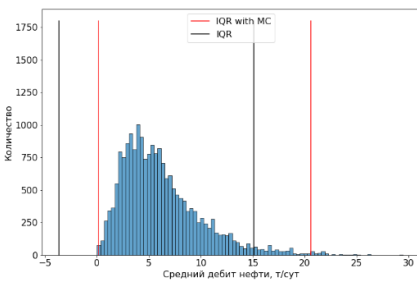
$$IQR = Q_3 - Q_1 \tag{11}$$

$$x_{ni} = \begin{cases} 1, & \text{if } x_i > max \\ \frac{x_i - min}{max - min}, & \text{if } max \leq x_i \leq max \\ 0, & \text{if } x_i < min \end{cases} \tag{12}$$

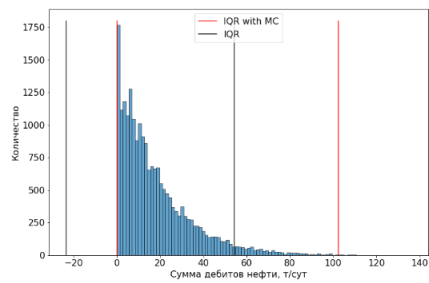
где Q – квартиль; min / max – минимальное / максимальное допустимое значение выборки; x<sub>i</sub> – значение выборки; x<sub>ni</sub> – нормированное значение.

На рис. 6 (г) наглядно видно, что границы доверительных интервалов двух методов совпадают. Однако в случае экспоненциальных распределений или распределений с выраженными хвостами, как показано на рис. 6 (а–в), наблюдается различие между максимальными и минимальными значениями. Метод IQR действительно сокращает длинные «хвосты». Например, по этому методу максимальный дебит составлял бы 15 т/сут, в то время как по скорректированному методу значение составило бы 20 т/сут.

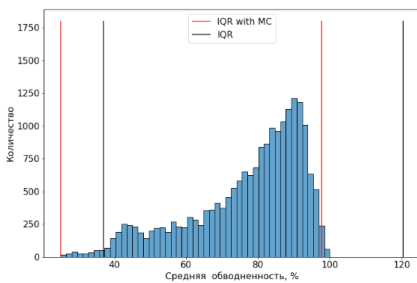
Для компенсации было решено установить максимально допустимое значение, принятое на уровне 120%, минимальное значение – 0%. Это решение обусловлено тем, что, если бы использовались максимальные значения, такие как 4000 или 6,1 (по границе), в этот интервал попало бы много выбросов. Что касается количества нагнетательных скважин, максимально допустимое число было определено как наибольшее значение в выборке, а минимальное значение было установлено равным 0. Это позволяет учесть разнообразие значений и обеспечить корректное определение интервала для данной характеристики.



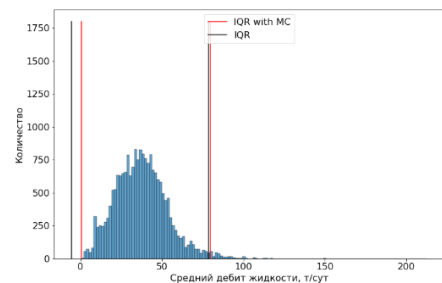
а)



б)



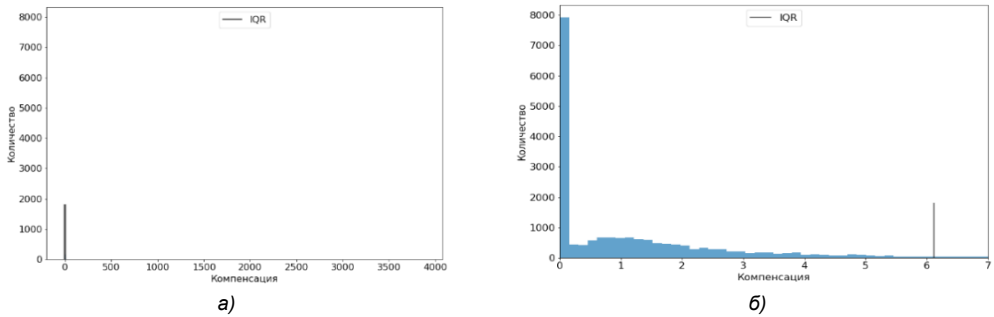
в)



г)

**Рисунок 6. Распределение с границами доверительного интервала двух методов**  
**Figure 6. Distribution with confidence interval limits of two methods**

а) средний дебит нефти / average oil flow rate; б) сумма дебитов нефти / sum of oil flow rates; в) средняя обводненность / average water cut; г) средний дебит жидкости / average liquid flow rate



**Рисунок 7. Распределение компенсации**  
**Figure 7. Compensation distribution**

а) сходное, включающее все значения / initial including all values; б) скорректированное, ограниченное границами доверительного интервала / adjusted, limited by confidence interval limits

Обводненность и количество нагнетательных скважин являются обратными величинами: чем больше значения данных параметров, тем хуже оценка ячейки. Следовательно, была применена следующая формула (13):

$$x_{ni} = 1 - x_{ni} \quad (13)$$

Для того, чтобы построить рейтинг зон, подходящих под нагнетание, была использована результирующая переменная, по которой ранжировались зоны. Данная переменная – это произведение нормированных признаков: суммы дебитов, компенсации, количества нагнетательных скважин и доли скважин, работающих с низким забойным давлением.

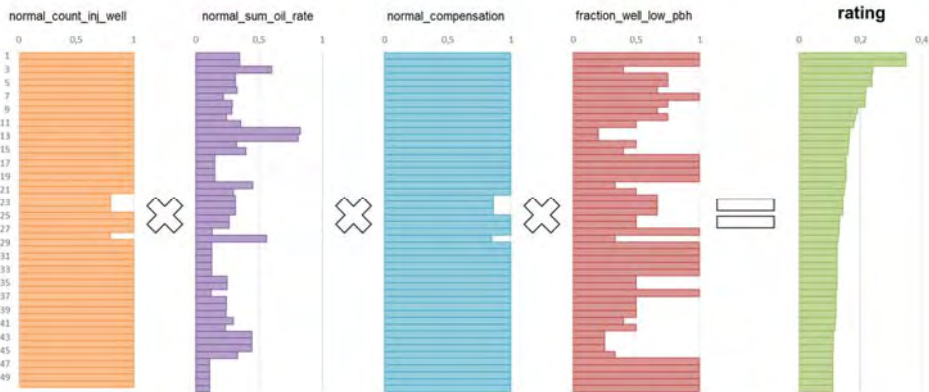
Каждой ячейке присваивается специальный код, который указывает на её пригодность с точки зрения разработки или инфраструктуры. Всего существует 7 различных кодов, из которых 4 связаны с уровнем средней компенсации

в буферной зоне. При этом приоритетность кодов увеличивается по мере убывания значения кода:

- 1 – компенсация менее 80%;
- 2 – компенсация менее 120%;
- 3 – компенсация более 120%;
- 4 – отсутствует добыча;
- 5 – в ячейке возможны возвраты с других горизонтов;
- 6 – в ячейке присутствуют действующие скважины;
- 7 – в ячейке присутствуют проектные скважины.

Эти коды будут дополнительно служить для ранжирования окончательной переменной. В начале списка будут располагаться зоны с кодами от 1 до 4, отсортированные по заключительному параметру. Затем идут зоны с кодами 5 и 6, а в конце списка будут зоны с кодом 7.

Рис. 10 иллюстрирует карту секторов, которая была упорядочена по рейтингу,



**Рисунок 8. 50 наиболее подходящих секторов по точке сетки разработки**  
**Figure 8. 50 most suitable sectors by well spacing point**

*normal\_count\_inj\_well* – нормированная и обратная величина количества нагнетательных скважин / normalized and reciprocal values of the number of injection wells; *normal\_compensation* – нормированная компенсация / normalized compensation; *rating* – итоговый показатель ранжирования / summary ranking indicator



sector	horizon	normal_count_inj_wells	code_inj	normal_sum_oil_rate	normal_avg_wc	normal_compensation	fraction_well_low_pbh	rating
4762	E	1.0	1.0	0.348517	0.210898	1.0	1.000000	0.349
5001	E	1.0	1.0	0.348517	0.210898	1.0	1.000000	0.349
7374	F	1.0	1.0	0.600674	0.720493	1.0	0.400000	0.240
19252	L	1.0	1.0	0.315385	0.724863	1.0	0.750000	0.237
19492	L	1.0	1.0	0.315385	0.724863	1.0	0.750000	0.237
14005	H	1.0	1.0	0.326159	0.744240	1.0	0.666667	0.217
13765	H	1.0	1.0	0.216249	0.776156	1.0	1.000000	0.216
12403	C	1.0	1.0	0.287168	0.646142	1.0	0.750000	0.215
16642	B	1.0	1.0	0.286520	0.319728	1.0	0.666667	0.191
15446	H	1.0	1.0	0.244514	0.696063	1.0	0.750000	0.183
18767	L	1.0	1.0	0.355890	0.430330	1.0	0.500000	0.178
5723	C	1.0	1.0	0.827396	0.672050	1.0	0.200000	0.165
12371	K	1.0	1.0	0.811503	0.555104	1.0	0.200000	0.162
6442	C	1.0	1.0	0.322870	0.527399	1.0	0.500000	0.161
18768	L	1.0	1.0	0.397337	0.449755	1.0	0.400000	0.159
23536	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23773	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23774	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
23775	I	1.0	1.0	0.152847	0.752765	1.0	1.000000	0.153
5965	C	1.0	1.0	0.450227	0.864142	1.0	0.333333	0.150

Рисунок 9. 20 наиболее подходящих секторов по точке сетке разработки  
 Figure 9. 20 most suitable sectors by well spacing point

code\_inj – код ячейки / cell code; normal\_sum\_oil\_rate – нормированная сумма дебитов / normalized sum of flow rates; normal\_avg\_wc – нормированная средняя обводненность / normalized average water cut

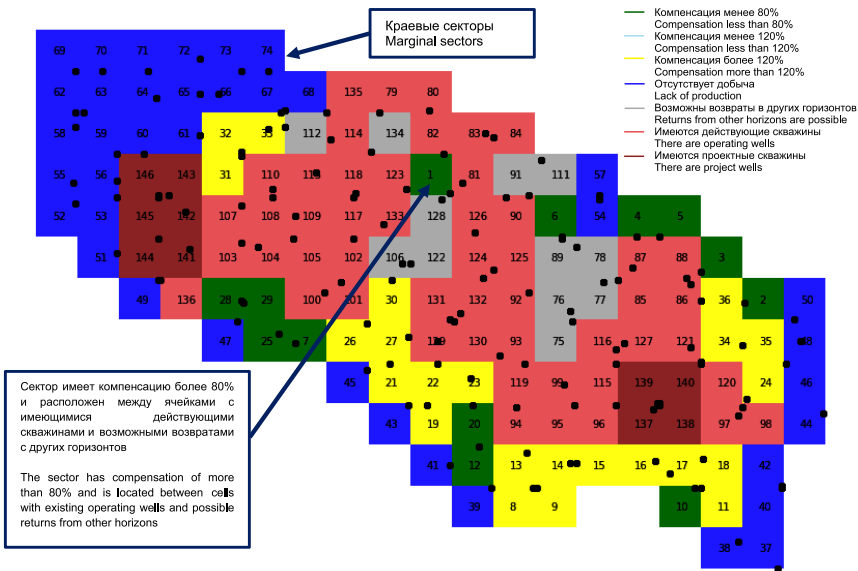


Рисунок 10. Секторы на X горизонте  
 Figure 10. Sectors on the X horizon

где числа внутри ячейки указывают на ранг сектора на данном горизонте. Важно отметить, что синие ячейки, представляющие области без добычи, совпадают с крайевыми секторами.

**Выводы и дальнейшие перспективы исследования**

В данном исследовании был рассмотрен подход оценки зон бурения нагнетательных скважин на основе показателей работы действующего фонда. Внимание было уде-

лено изучению алгоритмов для сбора и обработки данных, проведению анализа, а также разработке методов для определения оптимальных зон для бурения.

Техники нормализации данных и определения выбросов играют важную роль в обеспечении точности анализа, а метод скорректированного межквартильного диапазона представляется наиболее эффективным для определения выбросов в данных с различными характеристиками распределения.

Присвоение кодов каждой ячейке позволило дополнительно ранжировать результаты. Это сделало финальную переменную более информативной и способствовало более точному процессу принятия решений.

Несмотря на потенциал автоматического подбора зон для нагнетания, существуют определенные проблемы. Предполагается выполнить следующие дополнительные этапы:

- ранжирование ячеек в разрезе всего месторождения, а не только одного горизонта;
- включение дополнительных параметров ячеек и учёт их важности при ранжировании: оценка неоднородности коллектора и других геолого-геофизических параметров;

### 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: Бекен А.А. – сбор, обработка и анализ экспериментальных данных, написание рукописи, Ибраев А.Е. – детальный анализ и интерпретация результатов, проведение исследования, редактирование рукописи, Жетруов Ж.Т. – анализ и проверка результатов, предоставление консультаций, разработка методологических подходов, Елемесов А.Т. – анализ и проверка результатов, организация

- выявление эффективных пропластков в соседних добывающих скважинах с целью определения, какие именно пакки следует выделить при проведении взрывных работ;

- тестирование данного подхода подбора зон для бурения нагнетательных скважин на других месторождениях АО НК «КазМунайГаз»;

- использование методов машинного обучения для выявления новых закономерностей и тенденций, влияющих на выбор зон для бурения.

Таким образом, данная исследовательская работа предоставила новые инструменты и методы для автоматического выбора точек бурения нагнетательных скважин.

исследования, Жолдыбаева А.Т. – анализ результатов, предоставление консультаций.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Aidana A. Beken – collection, processing, and analysis of experimental data, manuscript writing; Aktan Ye. Ibrayev – detailed analysis and interpretation of results, conducting research and manuscript editing; Zhassulan T. Zhettuov – analysis and verification of results, providing consultations, development of methodological approaches; Azamat T. Yelemesseov – analysis and verification of results, research organization, Assel T. Zholdybayeva – verification of results.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Wei B.* Well Production Prediction and Visualization Using Data Mining and Web GIS : master's thesis. Calgary : University of Calgary, 2016. doi:10.11575/PRISM/28686.
2. *Xu X., Shao Y., Fu J., et al.* The Application of GIS in The Digital Oilfield Construction // 2nd International Conference on Computer Science and Electronics Engineering; Март 2013. Режим доступа: <https://www.atlantis-press.com/proceedings/iccsee-13/4443>. Дата обращения 12.08.2023.
3. *Khan H., Srivastav A., Kumar Mishra A., Anh Tran T.* Machine learning methods for estimating permeability of a reservoir // *Int J Syst Assur Eng Manag.* 2022. Vol. 13. P. 2118–2131. doi:10.1007/s13198-022-01655-9.
4. *Ruizhi Z., Cyrus S., Ray J.* Machine learning for drilling applications: A review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* 2022. Vol. 108. doi:10.1016/j.jngse.2022.104807.
5. *Ramzey H., Badawy M., Elhosseini M., A. Elbaset A.* I<sup>2</sup>OT-EC: A Framework for Smart Real-Time Monitoring and Controlling Crude Oil Production Exploiting IIOT and Edge Computing // *Energies.* 2023. Vol. 16, N 4. doi:10.3390/en16042023.

6. Schiozer D.J., Souza dos Santos A.A., Graça Santos S.M., Von Hohendorff Filho J.C. Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management // *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*. 2019. Vol. 74. doi:10.2516/ogst/2019019.

7. Hubert M., Vandervieren E. An adjusted boxplot for skewed distributions // *Computational Statistics & Data Analysis*. 2008. Vol. 52, N 12. P. 5186–5201. doi:10.1016/j.csda.2007.11.008.

## REFERENCES

1. Wei B. *Well Production Prediction and Visualization Using Data Mining and Web GIS* [master's thesis]. Calgary: University of Calgary; 2016. doi:10.11575/PRISM/28686.

2. Xu X, Shao Y, Fu J, et al. The Application of GIS in The Digital Oilfield Construction. 2nd International Conference on Computer Science and Electronics Engineering; March 2013. Available from: <https://www.atlantispress.com/proceedings/icsee-13/4443>.

3. Khan H, Srivastav A, Kumar Mishra A, Anh Tran T. Machine learning methods for estimating permeability of a reservoir. *Int J Syst Assur Eng Manag*. 2022;13:2118–2131. doi:10.1007/s13198-022-01655-9.

4. Ruizhi Z, Cyrus S, Ray J. Machine learning for drilling applications: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022;108. doi:10.1016/j.jngse.2022.104807.

5. Ramzey H, Badawy M, Elhosseini M, A. Elbaset A. I2OT-EC: A Framework for Smart Real-Time Monitoring and Controlling Crude Oil Production Exploiting IIOT and Edge Computing. *Energies*. 2023;16(4). doi:10.3390/en16042023.

6. Schiozer DJ, Souza dos Santos AA, Graça Santos SM, Von Hohendorff Filho JC. Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*. 2019;74. doi:10.2516/ogst/2019019.

7. Hubert M., Vandervieren E. An adjusted boxplot for skewed distributions. *Computational Statistics & Data Analysis*. 2008;52(12):5186–5201. doi:10.1016/j.csda.2007.11.008.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Бекен Айдана Асқарқызы**

e-mail: [a.beken@kmge.kz](mailto:a.beken@kmge.kz).

**Ибраев Актан Ермакович**

e-mail: [ak.ibrayev@kmge.kz](mailto:ak.ibrayev@kmge.kz).

**Жетруов Жасулан Талгатбекович**

ORCID 0000-0003-3639-4390

e-mail: [zh.zhetruov@kmge.kz](mailto:zh.zhetruov@kmge.kz).

**Елемесов Азамат Серикович**

e-mail: [ayelemessov@kmge.kz](mailto:ayelemessov@kmge.kz).

**Жолдыбаева Асель Талгатовна**

ORCID 0000-0002-1015-0593

e-mail: [a.zholdybayeva@kmge.kz](mailto:a.zholdybayeva@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**\*Aidana A. Beken**

e-mail: [a.beken@kmge.kz](mailto:a.beken@kmge.kz).

**Aktan Ye. Ibrayev**

e-mail: [ak.ibrayev@kmge.kz](mailto:ak.ibrayev@kmge.kz).

**Zhassulan T. Zhetruov**

ORCID 0000-0003-3639-4390

e-mail: [zh.zhetruov@kmge.kz](mailto:zh.zhetruov@kmge.kz).

**Azamat S. Yelemessov**

e-mail: [ayelemessov@kmge.kz](mailto:ayelemessov@kmge.kz).

**Assel T. Zholdybayeva**

ORCID 0000-0002-1015-0593

e-mail: [a.zholdybayeva@kmge.kz](mailto:a.zholdybayeva@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276:550.8.072

МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Получена: 11.08.2023.

Одобрена: 13.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

**Оригинальное исследование****Интегрированный подход в геомеханическом моделировании месторождения Урихтау для оптимизации проектирования скважин**А.Г. Габдуллин<sup>1</sup>, Р.З. Тауашев<sup>2</sup>, С.А. Губашев<sup>1</sup>, **А.Е. Каиржанов<sup>1</sup>**,А.Б. Измуханбетов<sup>3</sup>, Р.Н. Блгалиев<sup>1</sup><sup>1</sup>Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан<sup>2</sup>Эмбаунайгаз, г. Атырау, Казахстан<sup>3</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан**АННОТАЦИЯ**

**Обоснование.** Горно-геологический разрез месторождения Урихтау представляет собой сложную геологическую систему, включающую в себя многообразие горных пород разных плотностей и угла их залегания, а также дизъюнктивные нарушения, что в свою очередь усложняет процесс проектирования и строительства скважин. В данной статье рассматривается опыт геолого-геомеханического моделирования на данном месторождении.

**Цель.** Целью данной работы является рассмотрение геолого-геомеханического моделирования на месторождении Урихтау как способа для дальнейшего применения при проектировании строительства скважин, с учетом сложности геологической структуры месторождения.

**Материалы и методы.** Для построения 3D модели были использованы данные из сейсмических и геофизических исследований, а также исторические данные для корреляции расчетов.

**Результаты.** Результатом моделирования является разработка рекомендаций по профилю скважины, её конструкции и оптимальных значений плотности бурового раствора, что позволит создать безопасное «окно буримости» для строительства скважин.

**Заключение.** Геолого-геомеханическое моделирование позволило выработать ключевые рекомендации для проектирования скважины, включая оптимизацию плотности бурового раствора и обеспечение стабильности ствола скважины.

**Ключевые слова:** геолого-геомеханическое моделирование, безопасное «окно буримости», конструкция скважины, буровые растворы, плотность бурового раствора.

**Как цитировать:**

Габдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.А., **Каиржанов А.Е.**, Измуханбетов А.Б., Блгалиев Р.Н. Интегрированный подход в геомеханическом моделировании месторождения Урихтау для оптимизации проектирования скважин // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. с. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.

UDC 622.276:550.8.072

CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Received: 11.08.2023.

Accepted: 13.02.2024.

Published: 31.03.2024.

## Original article

### An Integrated Approach to Geomechanical Modeling of the Urikhtau Oil and Gas Condensate Field to Optimize Well Design

Aibolat G. Gabdullin<sup>1</sup>, Ramed Z. Tauashev<sup>2</sup>, Sarsenbay A. Gubashev<sup>1</sup>,  
Assylbek Ye. Kairzhanov<sup>1</sup>, Amir B. Izmukhanbetov<sup>3</sup>, Rafail N. Blgaliyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

<sup>2</sup>Embamunaigas, Atyrau, Kazakhstan

<sup>3</sup>KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

#### ABSTRACT

**Background:** The rock and geological section of the Urikhtau oil and gas condensate field is a complex geological system, including a variety of rocks of different densities and angles of occurrence, as well as disjunctive faults, which in turn complicates the process of designing and constructing wells. This article discusses the experience of geological and geomechanical modeling at this field.

**Aim:** The purpose of this work is to consider geological and geomechanical modeling at the Urikhtau oil and gas condensate field as a method for further application in the design of well construction, taking into account the complexity of the geological structure of the field.

**Materials and methods:** To build a 3D model, data from seismic and geophysical surveys were used, as well as historical data to correlate calculations.

**Results:** The result of the modeling is the development of recommendations for the well profile, its design and optimal values of drilling fluid density, which will create a safe “drillability window” for well construction.

**Conclusion:** Geological and geomechanical modeling allowed us to develop key recommendations for well design, including optimizing drilling fluid density and ensuring wellbore stability.

**Keywords:** geological and geomechanical modeling; safe “drillability window”; well design; drilling fluids; drilling fluid density.

#### To cite this article:

Gabdullin AG, Tauashev RZ, Gubashev SA, Kairzhanov AY, Izmukhanbetov AB, Blgaliyev RN. An Integrated Approach to Geomechanical Modeling of the Urikhtau Oil and Gas Condensate Field to Optimize Well Design. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):87–98. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.



ӨЖ 622.276:550.8.072

ГТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>

Қабылданды: 11.08.2023.

Мақұлданды: 13.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

### Ұңғымаларды жобалауды оңтайландыру үшін Өріқтау кен орнының геомеханикалық модельдеудегі интеграцияланған тәсіл

А.Г. Ғабдуллин<sup>1</sup>, Р.З. Тауашев<sup>2</sup>, С.Ә. Губашев<sup>1</sup>, **А.Е. Қайыржанов<sup>1</sup>**,

А.Б. Измұханбетов<sup>3</sup>, Р.Н. Блғалиев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Ембімұнайгаз, Атырау қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Өріқтау кен орнының тау-кен геологиялық бөлімі – бұл әр түрлі тығыздықтағы және олардың пайда болу бұрышындағы тау жыныстарының алуан түрлілігін, сондай-ақ дизъюнктивті бұзылуларды қамтитын күрделі геологиялық жүйе, бұл өз кезегінде ұңғымаларды жобалау мен салу процесін қиындатады. Бұл мақалада осы кен орнындағы геологиялық-геомеханикалық модельдеу тәжірибесі қарастырылады.

**Мақсаты.** Бұл жұмыстың мақсаты Өріқтау кен орнындағы геологиялық-геомеханикалық модельдеуді кен орнының геологиялық құрылымының күрделілігін ескере отырып, ұңғымалар құрылысын жобалау кезінде одан әрі қолдану тәсілі ретінде қарастыру болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** 3D модель құру үшін сейсмикалық және геофизикалық зерттеулерден алынған деректер, сондай-ақ есептеулерді корреляциялау үшін тарихи деректер пайдаланылды.

**Нәтижелері.** Модельдеудің нәтижесі ұңғыма профилі, оның құрылымы және бұрғылау ерітіндісінің оптимальді тығыздық мәндері бойынша ұсыныстарды әзірлеу болып табылады, бұл ұңғымалар құрылысын жүргізу үшін қауіпсіз «бұрғылау терезесін» жасауға мүмкіндік береді.

**Қорытынды.** Геологиялық-геомеханикалық модельдеу ұңғымаларды жобалау үшін негізгі ұсыныстарды әзірлеуге мүмкіндік берді, оларға бұрғылау ерітіндісінің тығыздығын оңтайландыруды және ұңғыма оқпанының тұрақтылығын қамтамасыз ету кіреді.

**Негізгі сөздер:** геологиялық-геомеханикалық модельдеу, қауіпсіз «бұрғылау терезесі», ұңғыма құрылысы, бұрғылау ерітінділері, бұрғылау ерітіндісінің тығыздығы.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Ғабдуллин А.Г., Тауашев Р.З., Губашев С.Ә., **Қайыржанов А.Е.**, Измұханбетов А.Б., Блғалиев Р.Н. Ұңғымаларды жобалауды оңтайландыру үшін Өріқтау кен орнының геомеханикалық модельдеудегі интеграцияланған тәсіл // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 87–98 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108664>.

## Введение

Геологическое строение месторождения Урихтау осложнено многочисленными тектоническими нарушениями и разломами, установленными в результате интерпретации материалов сейсморазведочных работ, также подтвержденными в ходе бурения поисковых и оценочных скважин.

Из-за сложности геологического строения месторождения, разности напряжений, давлений и температур, наличия различных типов пластового флюида в процессе строительства пробуренных ранее скважин имелись трудноразрешимые осложнения: поглощение бурового раствора при поддержании расчетных значений реологии и плотности раствора, возникновение осыпи и сужение ствола скважины при тех же значениях реологии и плотности.

Сложность бурения скважин обусловлена следующими факторами:

- геологическое строение месторождения, требующее проведения частых проработок ствола и, как следствие, прихватов бурильной колонны, занимающих дополнительное время на внеплановые контрольные спуско-подъемные операции для шаблонирования ствола скважины, его промывки и обработку бурового раствора;

- наличие перемычки между продуктивными пластами КТ-1 и КТ-2, сложенными неустойчивыми породами.

Вышеуказанные осложнения, которые проявляются в виде выпучивания пород, осыпи и сужения ствола скважины в верхней части интервала и поглощения раствора в нижней части, происходят при выборе плотности бурового раствора, не соответствующей условиям сохранения равновесия в системе «пласт – скважина» [1].

На этапе планирования было принято решение разработать геолого-геомеханическую модель (далее – ГГМ), с помощью которой можно будет детализированно прогнозировать горно-геологические условия [2] и подбирать необходимые параметры технологических жидкостей и траекторию проектных скважин, минимизировав вероятность возникновения осложнений.

Целью проектирования скважины является уточнение геологического строения и прослеживание продуктивных горизонтов, вскрытых в ранее пробуренных скважинах.

ГГМ представляет собой пространственную модель, которая формируется из 1D моделей околоскважинного пространства:

1. Модель механических свойств пород разреза – профили упруго-прочностных и пластических констант горных пород.

2. Модель естественного напряженно-деформированного состояния – распределе-

ние вектора вертикального напряжения, максимального и минимального горизонтального напряжения, а также азимут максимального напряжения в массиве горных пород и поровое давление.

Затем среднее нормальное давление и касательные напряжения передаются в модель прочности горных пород (Моракуллона, Моги-Кулона, Ладе, Хука-Брауна и т.д.), в результате чего предсказывается поведение стенки скважины: стабильное состояние или же разрушение определенного рода (разрывное нарушение целостности стенки, сдвиговое нарушение – вывал стенки, пластическое выдавливание и пр.) [3]. Далее определяется оптимальная плотность бурового раствора. В результате составляется «окно буримости» по интервалам ствола скважины.

## Определение стрессового режима

В первую очередь была проведена аналитическая работа по определению стрессовых режимов, действующих на месторождении. На основе анализа сейсмических данных были обнаружены системы разломов со специфическими структурными ориентациями (рис. 1).

При проведении анализа формирования разломов (рис. 2) было выявлено, что процессы, протекающие в рассматриваемой области, едины для всей площади на этапе формирования области 1 и характеризуются активной тектонической деятельностью, а именно горизонтальным послойным перемещением внутри осадочного чехла в условиях тангенциального сжатия, что послужило причиной формирования локального поднятия. Отчетливо выделяется система разломов, которая своей структурой в разрезе указывает на наличие сдвиговой составляющей. На этапе

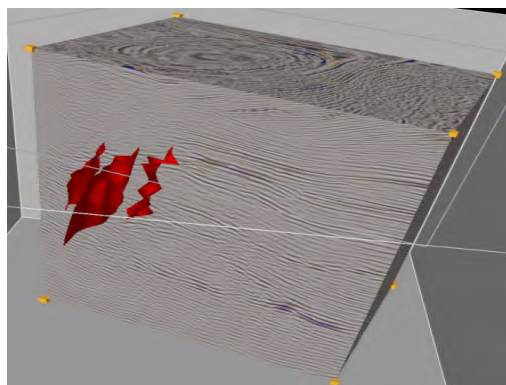


Рисунок 1. Система разломов в рамках куба сейсмических исследований  
Figure 1. Fault system within the seismic research cube

формирования структуры 2 мы наблюдаем смену тектонической деятельности с активной фазы на пассивную, что свидетельствует о несогласном залегании области 2 на область 1. В результате происходит осадконакопление и формирование критической массы горного давления, после чего происходит внедрение солевой толщи в область 1 и заполнение области 3. Данный процесс сопровождался формированием поднятия, которое в последующем было эродировано. Область 4 залегает горизонтально на области 2 и характеризуется спокойной тектонической обстановкой с преобладающей вертикальной составляющей куба напряжений. Отдельно рассмотрена кинематика движения области 1, выделена система правостороннего сдвига, которая характеризуется наличием зон сжатия и растяжения. Зоны сжатия расположены в краевых частях, характеризуются формированием систем «взбросов – грабенов». Центральная часть характеризуется формированием зоны растяжения, а именно поднятой зажатой части. При прослеживании и анализе разломов по разрезу наблюдается формирование структуры пальмовой ветви, характерной для сдвиговых систем растяжения.

Суммируя полученный результат относительно природы разрывных нарушений кинематической модели движения областей, можно предположить наличие двух частей. Верхняя часть разреза может характеризоваться сбросовым тектоническим режимом (области 1 и 2), нижняя часть разреза (области 3 и 4) характеризуется сдвиговым тектоническим режимом.

### Формирование 1D моделей упругих свойств и основных каротажных диаграмм

С целью определения оптимальных параметров бурения необходимо изучить упруго-деформационные свойства горных пород, расположенных около проектируемой скважины.

Для определения упруго-деформационных свойств были использованы данные скважинной сейсморазведки (трёхкомпонентное вертикальное сейсмическое профилирование), в результате чего были рассчитаны и привязаны к глубине средние интервальные скорости прохождения продольной и поперечной волн через породы.

Вследствие абсолютно тесной взаимосвязи полученных результатов с упруго-деформационными свойствами, а также из-за отсутствия специальных керновых исследований на прочностные характеристики по месторождению в целом было принято решение о проведении корреляции взаимодействия интервальных скоростей продольной и поперечной волн. Далее была произведена увязка полученного результата с пространственным сейсмическим кубом с целью получения упруго-прочностных характеристик в пространственном отношении (рис. 3–4).

Одной из основных характеристик, участвующих в построении полномасштабной ГГМ, является коэффициент Пуассона – показатель, отражающий степень возможной упругой деформации горно-геологической среды до возникновения хрупкого разрушения [4]. Рассчитав интервальные скорости

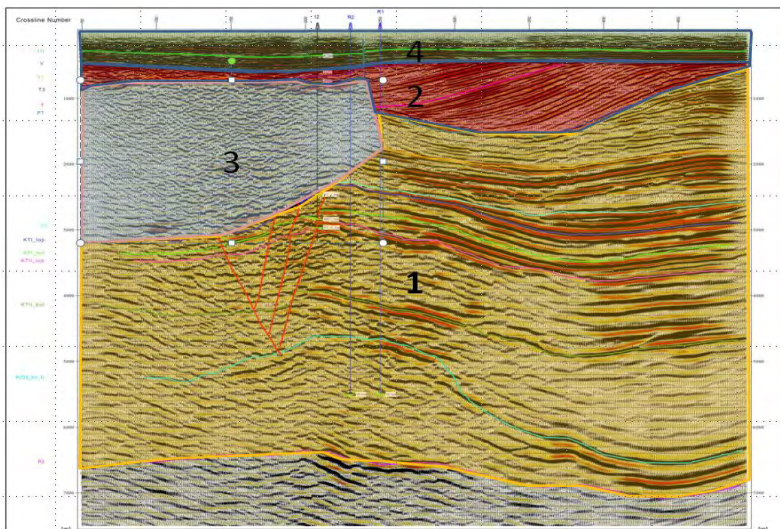
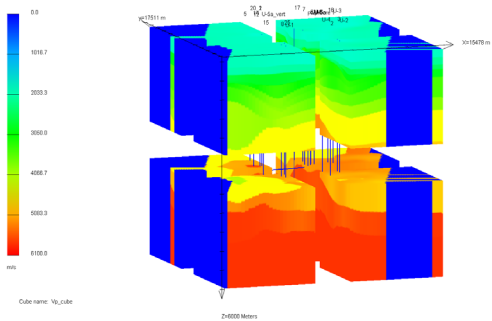
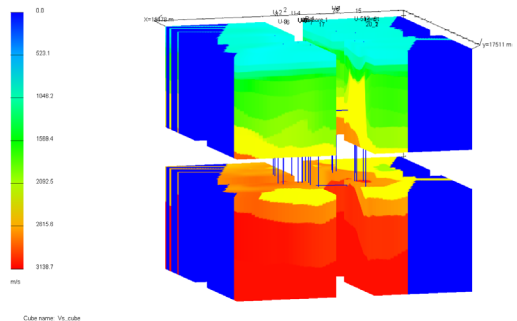


Рисунок 2. Схема стрессовых режимов  
Figure 2. Stress regime diagram

Цифрами 1–4 на рисунке обозначены области с соответствующей нумерацией  
The numbers 1–4 in the figure indicate the areas with the corresponding numbering



**Рисунок 3. Синтезированный 3D куб по поперечной волне**  
**Figure 3. Synthesized 3D cube using shear wave**



**Рисунок 4. Синтезированный 3D куб по продольной волне**  
**Figure 4. Synthesized 3D cube using longitudinal wave**

по продольной и поперечной волнам, был вычислен динамический коэффициент Пуассона для различных литотипов с помощью следующей формулы (1):

$$\vartheta_{\text{dyn}} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1)$$

где  $\vartheta_{\text{dyn}}$  – динамический коэффициент Пуассона;  $V_p$  – средняя интервальная скорость продольной волны;  $V_s$  – средняя интервальная скорость поперечной волны.

Далее полученные данные были применены в рамках пространственно-масштабированного куба (рис. 5).

Далее подобным же образом была рассчитана характеристика сопротивляемости растяжению или сжатию, называемая модулем Юнга. Динамический модуль Юнга рассчитан с помощью формулы (2):

$$E_{\text{dyn}} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность породы (3).

Однако в данном выражении необходимы значения объемной плотности горных пород. По этой причине были применены преобразования Гарднера, которые обеспечивают способ расчета плотности породы из данных сейсмических интервальных скоростей [5]. Преобразования Гарднера часто используются, когда прямые замеры плотности породы недоступны (3):

$$\rho = cV_{pe} \quad (3)$$

где  $c$  – константа, обычно равная 0,23;  $e$  – константа, обычно равная 0,25.

Данное выражение также было задано в специализированном программном обеспечении, и была получена пространственно-масштабированная плотностная модель (рис. 6).

Синтез основных каротажных диаграмм происходил путём наполнения основной базы данных проекта всей имеющейся информацией по скважинам, расположенным в пределах сейсмического куба. Далее с помощью специальных инструментов производилось создание объёмных моделей распределения соответствующих значений гамма-излучения, удельного сопротивления, акустического каротажа и нейтронной пористости горных пород в соответствии с глубиной их залегания. Полученные результаты представлены на рис. 7.

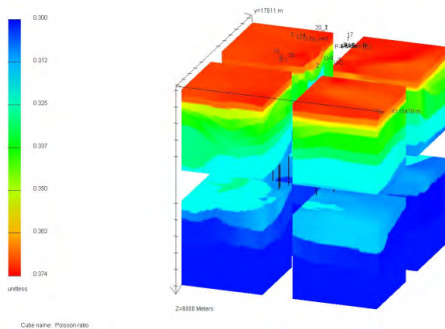
### Корреляция данных

С целью повышения качества моделей был проведен соответствующий анализ с использованием имеющихся данных, полученных в процессе строительства ранее пробуренных скважин в непосредственной близости от проектируемой скважины. Всего проанализированы данные по 9 скважинам. Данный подход позволяет провести корреляцию полученных моделей, необходимую для минимизации рисков, связанных с неопределенностями и допущениями, возникающими на стадии моделирования.

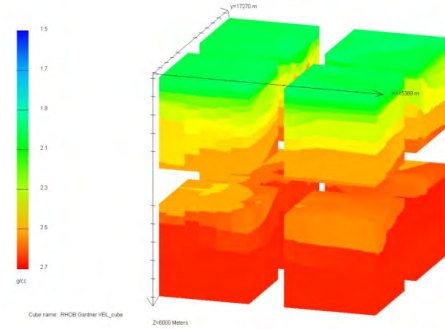
Имеющаяся скважинная информация по одной из ранее пробуренных скважин (скв. 7) представлена на рис. 8. Как видно на рисунке, акустический каротаж и каротаж нейронной пористости были прописаны только в интервале 2600–3000 м, тогда как для вышележащих интервалов бурения данная информация отсутствует.

С помощью экспорта данных из ранее построенных пространственно-масшта-





**Рисунок 5. Куб коэффициента Пуассона**  
**Figure 5. Poisson's ratio cube**



**Рисунок 6. Куб объёмной плотности горных пород**  
**Figure 6. Volumetric density cube of rocks**

бированных кубов основных каротажных диаграмм в соответствующую координатную точку отсутствующая информация была восполнена и откалибрована на фактически прописанных интервалах (рис. 9). На рис. 10 приведен график градиентов давления (1D модель) ранее пробуренной скв. 7, полученных путем извлечения данных из 3D модели.

#### **Извлечение данных для проектируемой скважины**

Пользуясь выше описанной методикой извлечения синтетических каротажных диаграмм из наполненной 3D ГГМ месторождения, задав необходимые координаты и траекторию проектной скважины, был извлечен набор синтетических каротажных данных (рис. 11).

Используя вышеописанную методику, была произведена выгрузка данных по упругодеформационным свойствам из соответствующих пространственно-масштабированных кубов. Затем был осуществлен литологический раздел и подбор эмпирических зависимостей для проведения расчета прочностных свойств горных пород, что позволило получить данные необходимых градиентов давлений и выявить несовместимые зоны бурения. Итоговый график градиентов давлений вдоль всей траектории проектируемой скважины показан на рис. 12.

Используя данный график, специалистами службы проектирования бурения Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» было построено «безопасное окно буримости», а именно были подобраны наиболее оптимальные значения плотности бурового раствора для обеспечения стабильности стенок ствола проектируемой скважины.

Основой принципа выбора оптимальных значений плотности бурового раствора является прохождение графика по крайней правой границе градиента обвалообразования для недопущения осыпания стенок скважины

в пробуренный ствол и, соответственно, минимизации вероятности механической заклинки бурильной колонны. Однако при этом преследуется принцип удержания графика плотности бурового раствора максимально далеко от левой границы градиента минимального горизонтального напряжения для недопущения поглощений бурового раствора.

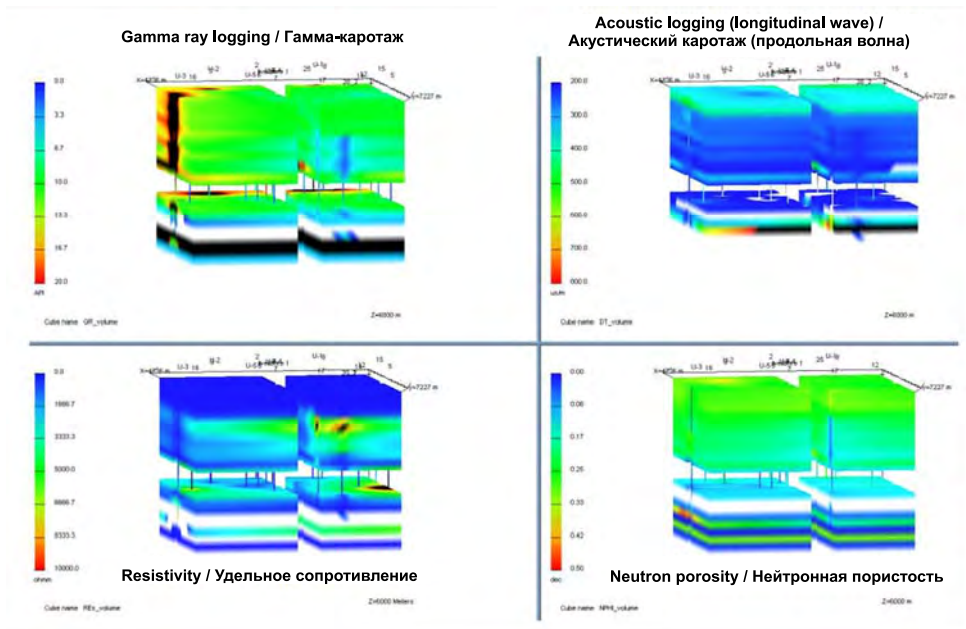
Анализируя график градиентов давлений, были выявлены зоны с несовместимыми условиями обеспечения стабильности стенок ствола скважины (интервал 2300–2400 м по вертикали). В данной ситуации рекомендуется удержание плотности бурового раствора ниже крайней правой границы градиента обвалообразования и допущение нестабильности стенок ствола скважины. Итоговая информация по рекомендуемой плотности бурового раствора для проектной скважины сведена в табл. 1.

Стоит отметить, что на графике градиентов давлений существуют интервалы критической близости градиента давления обвалообразования и рекомендуемой плотности бурового раствора (интервалы вблизи 1250, 2060, 2390 и 2960 м по вертикали).

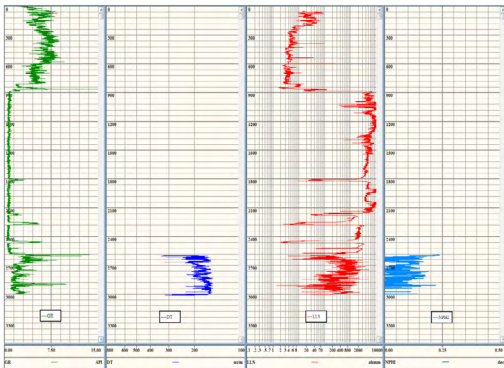
В этих точках был произведен анализ оптимальности абсолютных значений основных параметров траектории проектируемой скважины (зенитный и азимутальный угол). В результате был сделан вывод, что значения зенитного и азимутального углов не противоречат условиям создания оптимальной плотности бурового раствора для удержания стенок скважины в стабильном состоянии.

Общую картину взаимодействия основных параметров траектории ствола скважины и плотности бурового раствора для обеспечения стабильности ствола скважин можно увидеть на построенной в программном обеспечении стереограмме анализа стабильности стенок ствола скважин (рис. 13).

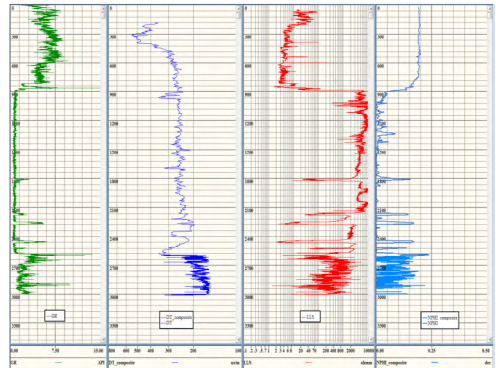




**Рисунок 7. Синтезированные кубы основных каротажных диаграмм**  
**Figure 7. Synthesized cubes of main logs**



**Рисунок 8. Скважинная информация по ранее пробуренной скв. 7**  
**Figure 8. Well information for a previously drilled well 7**



**Рисунок 9. Скважинная информация с композитными кривыми**  
**Figure 9. Well information with composite curves**

Также был проведен полный анализ основных параметров траектории проектируемой скважины. В связи с принятыми стрессовыми режимами можно смело констатировать, что проектируемая скважина должна иметь траекторию, зенитные углы которой превышают 0°.

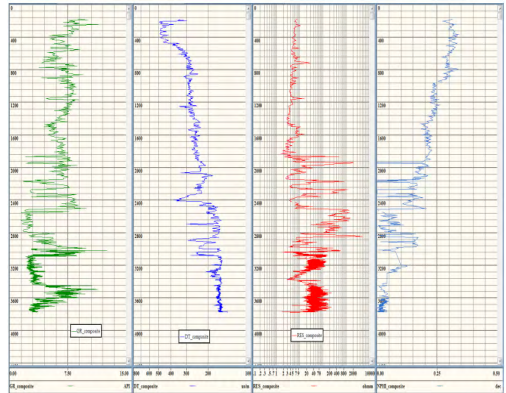
Направление действия главных горизонтальных напряжений, показанных на рис. 14, определяется наличием имиджей (данные одной из ранее пробуренных скважин) в интервалах 2874–2878 и 3576–3580 м, а также сопровождающим их анализом анизотропии распространения главных горизон-

тальных напряжений [6]. В соответствии с этим общее направление действия максимального горизонтального напряжения вдоль скважины принимается как СЗ (северо-запад) – ЮВ (юго-восток) (азимут 120–130° и 300–310°). Направление действия минимального горизонтального напряжения вдоль скважины принимается как СВ (северо-восток) – ЮЗ (юго-запад) (азимут 30–40° и 200–210°).

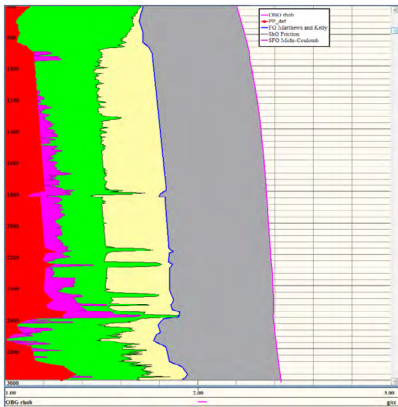
Для выполнения всех необходимых требований геомеханического состояния горно-геологической среды в сочетании с обеспечением безаварийности выполнения

**Таблица 1. Рекомендуемая плотность бурового раствора для проектируемой скважины**  
**Table 1. Recommended drilling fluid density for the designed well**

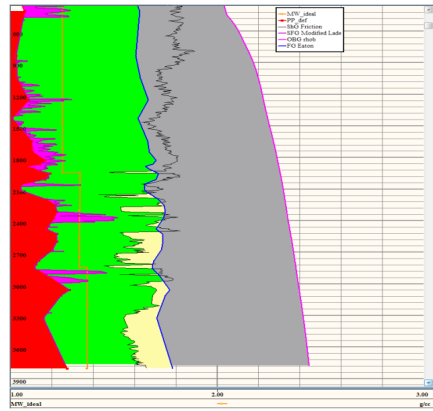
Глубина по вертикали, м Vertical depth, m	Плотность бурового раствора, кг/м³ Drilling fluid density, kg/m³
275	1230
1459	1230
1718	1230
1942	1230
1942	1340
1998	1340
2305	1330
2434	1330
2574	1330
2663	1330
2749	1330
2849	1330
2948	1370
3195	1370
3804	1370
3195	1370
3804	1370



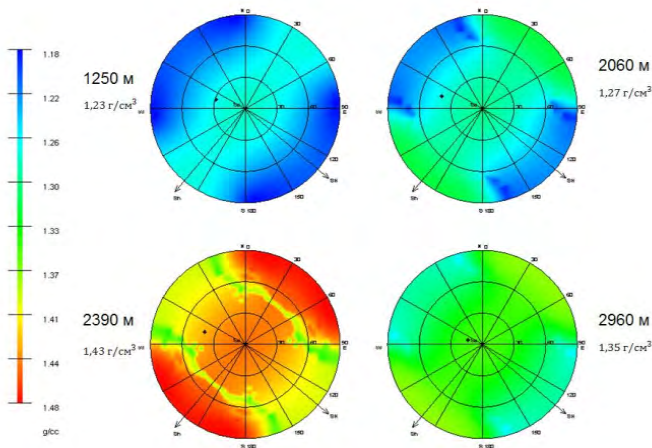
**Рисунок 11. Синтетические каротажные данные для проектируемой скважины**  
**Figure 11. Synthetic logging data for the designed well**



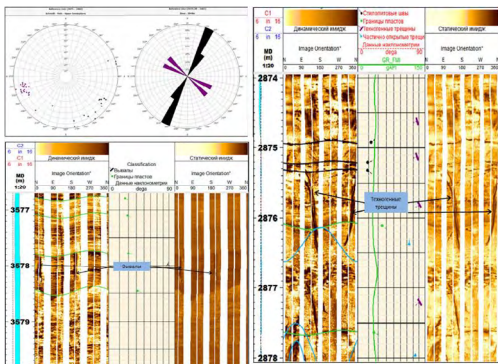
**Рисунок 10. График градиентов давлений скв. 7**  
**Figure 10. Graph of well 7 pressure gradients**



**Рисунок 12. График градиентов давлений проектируемой скважины**  
**Figure 12. Graph of pressure gradients of the designed well**



**Рисунок 13. Стереграммы анализа стабильности стенок ствола проектируемой скважины**  
**Figure 13. Stereograms of the analysis of the stability of the wellbore walls of the designed well**



**Рисунок 14. Действие главных горизонтальных напряжений вблизи месторождения**

**Figure 14. Action of main horizontal stresses near the field**

технологических операций были предложены следующие решения:

- произвести бурение вертикального участка до глубины 2550 м;
- после бурения вертикального участка произвести набор и удержание зенитного угла более  $30^\circ$ .

#### **Допущения и неопределенности в процессе геолого-геомеханического моделирования**

Стоит отметить, что в процессе моделирования допускались следующие неопределенности:

1. Используемый куб сейсмических скоростей, является «толстослойной» интерполированной моделью, вследствие чего пропластки небольшой мощности, но со значениями аномально высокого или аномально низкого пластового давления могут сглаживаться с общими интервалами.

2. Синтезированные пространственно-масштабированные кубы основных коротажных диаграмм тесно привязаны к конкретным скважинным измерениям, поэтому могут содержать в себе ошибки конкретных измерительных приборов, которые в конечном счёте будут влиять на результат моделирования на проектных скважинах. Однако подобное может быть сведено к минимуму при постоянном контроле бурения скважины в режиме реального времени и соответствующей корректировке полученной модели.

3. В процессе моделирования использовались эмпирические зависимости по расчёту основных параметров, которые впоследствии необходимо калибровать на результаты фактических скважинных измерений и специализированных керновых исследований. По причине отсутствия

подобных данных соответствующая калибровка не производилась, и выбирались такие эмпирические зависимости, которые наилучшим образом, по мнению специалистов, описывали горно-геологическую среду месторождения [7].

4. Наличие разломной части и результаты её моделирования и интерпретации, в отвлечении от данного геолого-геомеханического моделирования, также могут вносить существенные поправки в итоговые скважинные модели. Технологический подход к бурению данных скважин, основанный на геолого-геомеханическом моделировании, должен предварительно уточняться и проектироваться индивидуально.

#### **Заключение**

В результате построения ГГМ месторождения Урихтау были выработаны следующие выводы и рекомендации:

1. Описана и принята концептуальная схема стрессового режима месторождения – сброс со сдвигом.

2. Получены пространственно-масштабированные зависимости сейсмических интервальных скоростей по продольной и поперечной волне.

3. Получены 3D модели основных упруго-прочностных и физико-механических свойств месторождения.

4. Получены синтезированные 3D кубы основных свойств горных пород из одномерных скважинных данных.

5. Произведено построение и анализ 1D геомеханических моделей скважин, регионально масштабированных относительно проектной скважины.

6. Получены 1D геомеханические модели вдоль траекторий проектной скважины, выданы основные рекомендации по плотности бурового раствора и по безаварийному бурению в данном районе.

7. Сформулированы основные выводы по повышению качества геолого-геомеханического моделирования в дальнейшем:

- провести керновые исследования для получения прочностных свойств, таких как угол внутреннего трения, прочность на одноосное сжатие;

- провести дополнительное сейсмопрофилирование в северо-восточной и северо-западных частях месторождения для уточнения 3D ГГМ;

- проводить скважинные измерения LOT (leak-off test, formation integrity test);

- осуществлять геомеханическое и технологическое сопровождение бурения скважины в режиме реального времени.

Таким образом, результаты выполненных работ по построению ГГМ могут быть полезны при проектировании скважин на данном месторождении в целях определения

безопасного диапазона плотности бурового раствора и обеспечения стабильного состояния ствола скважин при проводке планируемых скважин.

### 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: Габдуллин А.Г. – общее руководство исследованием и координация работы команды, Тауашев Р.З. – технические знания о геологии месторождений и аспектах добычи нефти и газа, реализм модели, Губашев С.А. – проверка точности и надежности данных, используемых для моделирования, и результатов моделирования, Каиржанов А.Е. – проведение расчетов с использованием специализированного программного обеспечения для моделирования, Измуханбетов А.Б. – обработка и анализ данных, полученных в результате моделирования, статистическом анализе и визуализации результатов, Блгалиев Р.Н. – разработка и реализация компьютерного

моделирования месторождения, выбор подходящих моделей и алгоритмов.

### 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: Aibolat G. Gabdullin – general research management and coordination of the team's work; Ramed Z. Tauashev – technical knowledge about the reservoir geology and aspects of oil and gas production, model realism; Sarsenbay A. Gubashev – checking the accuracy and reliability of the data used for modeling, and modeling results; Assylbek Ye. Kairzhanov – conducting calculations using specialized software for modeling; Amir B. Izmukhanbetov – processing and analysis of data obtained as a result of modeling, statistical analysis, and visualization of results; Rafail N. Blgaliyev – development and implementation of computer modeling of the field, selection of suitable models and algorithms.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Москва : Недра, 2000. 680 с.
2. *Романенко П.С., Алехин И.Г., Ашимов К.Б., Губашев С.А.* Применение геомеханики при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Том 4, № 2. С. 36–47.
3. *Гараванд А., Ребецкий Ю.Л.* Методы геомеханики и тектонофизики при решении проблем и устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения // геофизические исследования. 2018. Том 19, № 1. С. 55–76. doi:10.21455/gr2018.1-5.
4. *Хлопцова М.В.* Задачи геомеханического моделирования при разработке месторождений и эксплуатации подземных хранилищ // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2017. №4. С. 107–116.
5. *Успенская Л.А.* Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида : дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва, 2014. Режим доступа: <https://istina.msu.ru/download/6905410/1deSIL:d5TjmuX8qpXF0PYUITZQoXiTISU/>. Дата обращения: 12.09.2023.
6. *Tingay M., Muller B., Reinecker J., et al.* Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project // The Leading Edge. 2005. Vol. 24, N 12. P. 1276–1282. doi:10.1190/1.2149653.
7. *Абрамкин Н.И., Ефимов В.И., Мансуров П.А.* Эмпирические методики оценки состояния массива горных пород // Известия УГГУ. 2021. Том 4, № 64. С. 109–115. doi:10.21440/2307-2091-2021-4-109-115.



## REFERENCES

1. Basarygin YM, Bulatov AI, Proselkov YM. *Oslozhneniya i avarii pri bureanii neftyanykh i gazovykh skvazhin*. Moscow: Nedra; 2000. 680 P. (In Russ).
2. Romanenko PS, Alekhin IG, Ashimov KB, Gubashev SA. Application of Geomechanics in the Construction of Horizontal Wells at the Fields of JSC "Embamunaigaz". *Kazakhstan journal for oil and gas industry*. 2022;4(2):36–47.
3. Garavand A, Rebetsky YL. Methods of Geomechanics and Tectonophysics in Solving Problems of Oil Well Stability During Drilling. *Geophysical Research*. 2018;19(1):55–76. doi:10.21455/gr2018.1-5.
4. Khloptsova MV. Stability of Hydrocarbons Underground Storages' Uncased Wells with Different Trajectories. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2017;4:107–116.
5. Uspenskaya LA. Modelirovanie uprugih svoystv porod s uchetom litologicheskogo sostava i tipa zapolnyayushchego flyuida [dissertation]. Moscow, 2014. Available from: <https://istina.msu.ru/download/6905410/1deSIL:d5TjmuX8qpXF0PYUITZQoXiTISU/>. (In Russ).
6. Tingay M, Muller B, Reinecker J, et al. Understanding tectonic stress in the oil patch: The World Stress Map Project. *The Leading Edge*. 2005;24(12):1276–1282. doi:10.1190/1.2149653.
7. Abramkin NI, Efimov VI, Mansurov PA. Empirical techniques for assessing rock massif condition. *News of the Ural State Mining University*. 2021;4(64):109–115. doi:10.21440/2307-2091-2021-4-109-115.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Габдуллин Айболат Гизатович**

e-mail: [a.gabdullin@kmge.kz](mailto:a.gabdullin@kmge.kz).

**Тауашев Рамед Зияшевич**

e-mail: [r.tauashev@emg.kmgep.kz](mailto:r.tauashev@emg.kmgep.kz).

**Губашев Сарсенбай Абилович**

e-mail: [s.gubashev@kmge.kz](mailto:s.gubashev@kmge.kz).

**Каиржанов Асылбек Елегенович**

e-mail: [a.kairzhanov@kmge.kz](mailto:a.kairzhanov@kmge.kz).

**Измукханбетов Амир Биржанович**

e-mail: [a.izmukhanbetov@kmge.kz](mailto:a.izmukhanbetov@kmge.kz).

**Блгалиев Рафаил Нурбахитович**

e-mail: [r.blgaliev@kmge.kz](mailto:r.blgaliev@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**\*Aibolat G. Gabdullin**

e-mail: [a.gabdullin@kmge.kz](mailto:a.gabdullin@kmge.kz).

**Ramed Z. Tauashev**

e-mail: [r.tauashev@emg.kmgep.kz](mailto:r.tauashev@emg.kmgep.kz).

**Sarsenbay A. Gubashev**

e-mail: [s.gubashev@kmge.kz](mailto:s.gubashev@kmge.kz).

**Assylbek Ye. Kairzhanov**

e-mail: [a.kairzhanov@kmge.kz](mailto:a.kairzhanov@kmge.kz).

**Amir B. Izmukhanbetov**

e-mail: [a.izmukhanbetov@kmge.kz](mailto:a.izmukhanbetov@kmge.kz).

**Rafail N. Blgaliev**

e-mail: [r.blgaliev@kmge.kz](mailto:r.blgaliev@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



УДК 622.279.72  
МРНТИ 61.51.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>

Получена: 01.11.2023.

Одобрена: 16.02.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Научный обзор

### Процессы регенерации метанола из водометанольных растворов в нефтегазовой промышленности

К.Г. Сатенов, С.М. Ткенбаев, Ж.А. Ташенов, Ж.Е. Ахметов, С.Р. Кадыров  
КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

В технологиях добычи, подготовки и транспорта нефти и газа газогидраты вызывают серьёзные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов. Традиционным и наиболее распространённым методом борьбы с газогидратами в нефтегазовой промышленности является использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора образования газовых гидратов напрямую зависят от состава добываемой продукции, а также от технологии подготовки добываемой продукции к транспортировке.

Газовые гидраты представляют собой одну из серьёзных экономических проблем и проблем безопасности в нефтяной и газовой промышленности при разведке, добыче, переработке и транспортировке газа и углеводородов.

В данной статье проведен анализ современных методов регенерации метанола на предприятиях нефтегазовой отрасли, подробно изложены методы и параметры технологических установок, которые применяются для регенерации водометанольных растворов. Описаны достоинства и недостатки современных методов регенерации водометанольных растворов. В результате проведённого обзора существующих технологий наиболее предпочтительным определён метод ректификации как наиболее отработанный и широко применяемый метод на сегодняшний день.

**Ключевые слова:** водометанольный раствор, регенерация метанола, гидратообразование.

#### Как цитировать:

Сатенов К.Г., Ткенбаев С.М., Ташенов Ж.А., Ахметов Ж.Е., Кадыров С.Р. Процессы регенерации метанола из водометанольных растворов в нефтегазовой промышленности // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 99–109. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>.

**UDC 622.279.72**  
**CSCSTI 61.51.21**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>

Received: 01.11.2023.

Accepted: 16.02.2024.

Published: 31.03.2024.

---

## Review article

### Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry

**Kurmet G. Satenov, Sultan M. Tkenbayev, Zholaman A. Tashenov, Zhanibek Ye. Akhmetov, Sultan R. Kadyrov**  
*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

In oil and gas production, treatment and transportation technologies, gas hydrates cause serious problems associated with disruption of these technological processes. The traditional and most common method of combating gas hydrates in the oil and gas industry is the use of methanol as a hydrate inhibitor. The specific consumption indicators of methanol consumption as an inhibitor of the formation of gas hydrates directly depend on the composition of the extracted products, as well as on the technology for preparing the extracted products for transportation.

Gas hydrates represent one of the major economic and safety problems in the oil and gas industry in the exploration, production, processing and transportation of gas and hydrocarbons.

This article analyzes modern methods for methanol regeneration at oil and gas industry enterprises, and describes in detail the methods and parameters of processing plants that are used for the regeneration of water-methanol solutions. The advantages and disadvantages of advanced methods of water-methanol solutions regeneration are described. As a result of the review of existing technologies, the distillation method was determined to be the most preferable, as the most proven and widely used method today.

**Keywords:** *water-methanol solution; methanol regeneration; hydrate formation.*

#### To cite this article:

Satenov KG, Tkenbayev SM, Tashenov ZA, Akhmetov ZY, Kadyrov SR. Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):99–109. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>.

ӨОЖ 622.279.72

ҒТАХР 61.51.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>

Қабылданды: 01.11.2023.

Мақұлданды: 16.02.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Ғылыми шолу

### Мұнай-газ өнеркәсібіндегі су метанолды ерітінділерден метанолды регенерациялау процестері

Қ.Ғ. Сатенов, С.М. Ткенбаев, Ж.Ә. Ташенов, Ж.Е. Ахметов, С.Р. Қадыров

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

Мұнай және газ өндіру, өңдеу және тасымалдау технологияларында газ гидраттары осы технологиялық процестердің бұзылуына себеп болатын күрделі мәселелерді тудырады. Мұнай және газ өнеркәсібінде газ гидраттарымен күресудің дәстүрлі және кең таралған әдісі гидрат ингибиторы ретінде метанолды пайдалану болып табылады. Газ гидраттарының түзілу ингибиторы ретінде метанолды тұтынудың үлестік тұтыну көрсеткіштері өндірілетін өнімдердің құрамына, сондай-ақ өндірілген өнімді тасымалдауға дайындау технологиясына тікелей байланысты.

Газ гидраттары мұнай және газ өнеркәсібіндегі газ бен көмірсутектерді барлау, өндіру, өңдеу және тасымалдау кезіндегі негізгі экономикалық және қауіпсіздік мәселелерінің бірі болып табылады.

Бұл мақалада мұнай-газ өнеркәсібі кәсіпорындарында метанолды регенерациялаудың заманауи әдістері талданады және су-метанол ерітінділерін регенерациялау үшін қолданылатын технологиялық қондырғылардың әдістері мен параметрлері толық сипатталады. Су-метанол ерітінділерін регенерациясының заманауи әдістерінің артықшылықтары мен кемшіліктері сипатталған. Бүгінгі таңда жүргізілген шолу нәтижесінде қолданыстағы технологиялардан ең қолайлы, ең дамыған және кеңінен қолданылатын әдіс болып ректификация саналады.

**Негізгі сөздер:** су-метанол ерітіндісі, метанолдың регенерациясы, гидраттың түзілуі.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Сатенов Қ.Ғ., Ткенбаев С.М., Ташенов Ж.Ә., Ахметов Ж.Е., Қадыров С.Р. Мұнай-газ өнеркәсібіндегі су метанолды ерітінділерден метанолды регенерациялау процестері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №1, 99–109 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>.

**Введение**

Трубопроводы и технологическое оборудование может быть заблокировано формированием различных газовых гидратов. Образование газогидратов возможно как во время работы, так и в периоды простоя. Обычно их проявление происходит под высоким давлением и при низком температурном режиме [1–5]. Борьба с гидратообразованиями по большей мере направлена на предупреждение и ликвидацию газовых гидратов (рис. 1).

С развитием масштабов добычи нефти и газа и вводом новых нефтегазовых месторождений возрастает также и потребление метанола, как наиболее часто применяемого реагента для подавления гидратообразования [6].

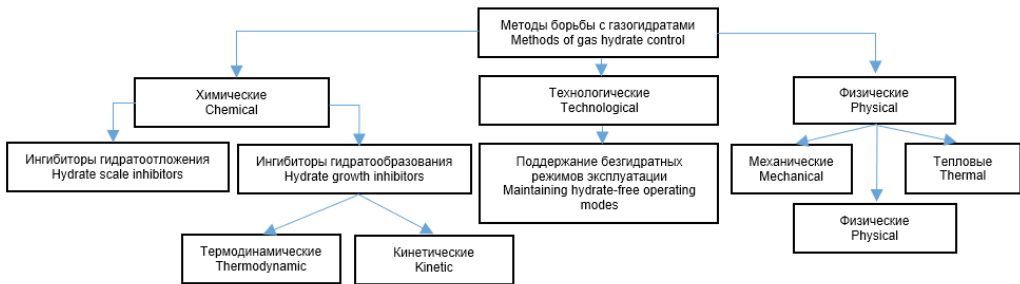
Первые научные работы по применению метанола для подавления образования гидратов написаны в 30-е гг. XX в. Автор Хаммершмидт [7, 8] написал две наиболее важные статьи в 1934 и 1939 гг., касающиеся образования гидратов и соответствующих процедур по решению данной проблемы.

Как показано на рис. 2, за последние десятилетия учеными и исследовательскими

группами по всему миру были проведены обширные исследования методов ингибирования газогидратов.

**Регенерация метанола с использованием процессов ректификации**

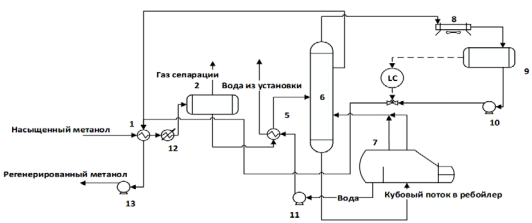
На рис. 3 представлен традиционный процесс ректификации – регенерация водного раствора метанола (далее – ВМР). Насыщенный ВМР через теплообменник (1) и сепаратор (2) подается на установку по извлечению метанола. В сепараторе происходит удаление низкокипящих углеводородов (далее – УВ) и примеси конденсата. Из сепаратора (2) ВМР поступает в теплообменник (5), далее – в ректификационную колонну (6). Назначение теплообменника – нагрев ВМР за счёт нагретой воды из ребойлера (7). Для конденсации паров в колонне применяется аппарат воздушного охлаждения (далее – АВО) (8). Для обеспечения орошения используются насосы сборника орошающей фракции (10). Из верхней части колонны отводится выделившийся в процессе сепарации газ [9].



**Рисунок 1. Методы борьбы с гидратообразованием**  
**Figure 1. Methods of gas hydration control**



**Рисунок 2. Количество научных публикаций, связанных с ингибированием гидратов, за 2011–2022 гг. (по данным Google Scholar)**  
**Figure 2. Number of scientific publications related to hydrate inhibition, for 2011–2022 (according to Google Scholar)**



**Рисунок 3. Схема процесса по извлечению метанола с применением дистилляции**  
**Figure 3. Process flow diagram for methanol recovery using distillation**

1 – теплообменник / heat exchanger 2 – сепаратор / separator; 5 – теплообменник / heat exchanger; 6 – ректификационная колонна / distillation column; 7 – ребойлер / reboiler; 8 – аппарат воздушного охлаждения / air cooling device; 9 – емкость рефлюкса / reflux capacity; 10 – насос сборника орошающей фракции / reflux fraction collector pump; 11, 13 – насос / pump; 12 – подогреватель / heater  
 LC – Level Controller / контроллер уровня

Учеными ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ» были получены патенты на способ регенерации водного раствора метанола и установку регенерации ВМР [10, 11]. Данные изобретения позволяют значительно увеличить производительность «традиционного» процесса регенерации ингибитора гидратообразования (метанола) не только за счёт снижения энергопотребления технологического процесса, но и за счет увеличения селективности его извлечения посредством применения инертной парогазовой смеси, отводимой с ректификационной колонны регенерации метанола. Полученную парогазовую смесь охлаждают и компримируют, вследствие чего происходит конденсация метанола.

**Регенерация метанола с использованием установок высокой гравитации**

Идея использования полей высокой гравитации для интенсификации газожидкостного массопереноса получила развитие в течение последних четырёх десятилетий, после того как Рамшоу и Мэллинсон в 1981 г. получили патент на процесс массопереноса [12]. В зарубежной литературе центробежные ректификационные установки, основанные на процессе массопереноса, получили название Higee unit – установки высокой гравитации (далее – УВГ).

В работах [13–19] описаны новые принципы регенерации метанола, реализованные с использованием УВГ. В аппарат высокой гравитации в виде капельной струи подается ВМР (рис. 4). Аппарат состоит из корпуса (9), ротора (1) и статора (5) с подвижными и неподвижными перегородками (4) и ряда

штуцеров (3, 6, 7, 8, 10) для формирования целевой фракции, которая выводится через штуцер (6).

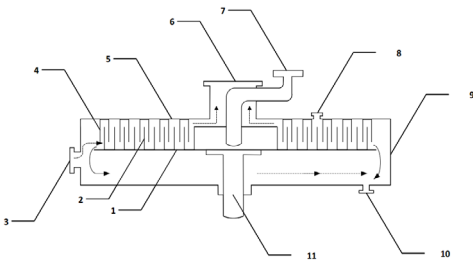
В патенте [20] представлены технические результаты регенерации метанола из ВМР с высоким содержанием растворимых солей. При регенерации метанола проблема солевого остатка решается путем предварительной очистки ВМР с применением мембранной технологии (рис. 5).

ВМР с высоким содержанием растворимых солей пропускается через колонну (1), куда при повышенной температуре подается нагретый газ (11). Далее с помощью газодувки (2) смесь, состоящая из паров ВМР и газа, подается в мембрану (3). Поток жидкости на выходе из мембраны, проходя через теплообменник (5), поступает в конденсор (4) и далее через насос (12) в контейнер (6) целевого продукта. Система работает в режиме рецикла, когда отводящий газ при выходе из мембран (3) поступает обратно в колонну (1).

**Регенерация метанола с использованием технологии отдувки**

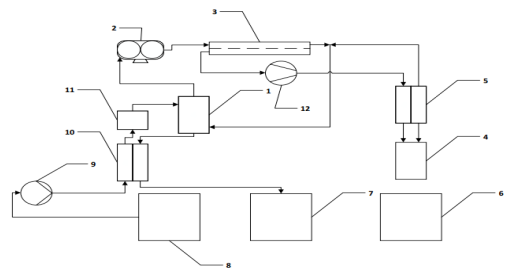
Впервые вариант технологии отдувки был представлен обществом с ограниченной ответственностью ООО «Газпром добыча Уренгой». Технология регенерации метанола осуществляется в колонне отдувки метанола за счет противоточного массообменного процесса между газовой фазой и ВМР (рис. 6).

Этот метод схож с дистилляцией, только вместо ребойлера используется тепло газа. Установка включает в себя последовательно соединённые трубопроводом компрессор, ректификационную колонну и охлаждающее устройство. На выходе из охлаждающего устройства установлен внутритрубный сепаратор. Один из выходов сепаратора соединен



**Рисунок 4. Схема УВГ для регенерации метанола**  
**Figure 4. Higee unit scheme for methanol regeneration**

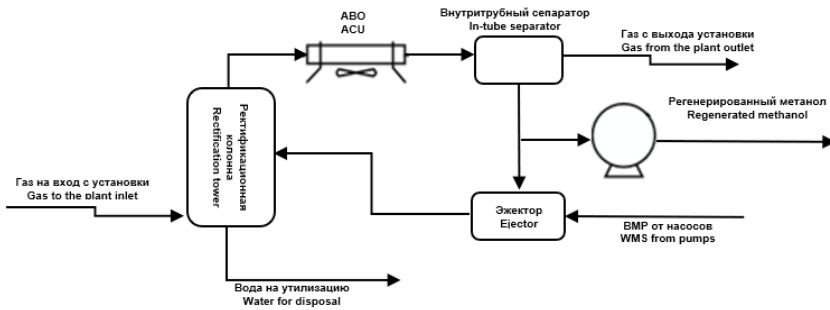
1, 2 – *потоп / rotor*; 3, 6–8, 10 – *штуцеры / connecting pipes*; 4 – *неподвижные перегородки / fixed weirs*; 5 – *статор / stator*; 9 – *корпус / casing*; 11 – *привод / drive*



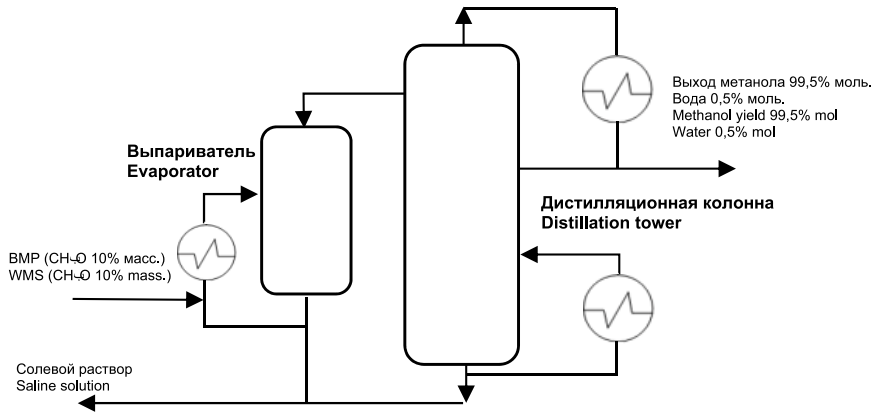
**Рисунок 5. Установка для регенерации метанола с использованием водоселективных мембран**  
**Figure 5. Methanol regeneration plant using water-selective membranes**

1 – *колонна / column*; 2 – *газодувка / gas blower*; 3 – *мембрана / membrane*; 4 – *конденсор / condenser*; 5, 10 – *теплообменник / heat exchanger*; 6 – *контейнер / container*; 7, 8 – *ёмкости с ВМР / containers with WMS*; 9, 12 – *насос / pump*; 11 – *нагретый газ / heated gas*





**Рисунок 6. Схема процесса по извлечению метанола с применением метода отдувки газом**  
**Figure 6. Process flow diagram for methanol recovery using gas stripping method**



**Рисунок 7. Схема извлечения метанола с применением процессов выпаривания и дистилляции**  
**Figure 7. Scheme for methanol recovery using evaporation and distillation processes**

с эжектором, установленным на линии подачи BMP в колонну (рис. 6) [22].

**Регенерация метанола с использованием процессов выпаривания и дистилляции**

Одним из методов, применяемых в процессах регенерации метанола, является метод выпаривания и дистилляции, который учитывает сложный состав и содержание солей в BMP.

Процесс выпаривания предполагает использование значительного объема необходимой энергии для испарения воды, что позволяет рассматривать выпаривание как энергоемкую технологию. Так, в работе [23] рассматривается процесс многократного выпаривания, а также представлены результаты исследования, которые позволяют снизить потребление пара, сократить затраты на производство и повысить экономическую рентабельность. По данной технологической схеме подогретый BMP подается в испаритель, а смешанный пар, состоящий из воды и метанола, напрямую подается

в дистилляционную колонну (рис. 7). Пары метанола поднимаются в верхнюю часть колонны, охлаждаются и конденсируются в холодильнике-конденсаторе. Жидкость, выходящая из нижней части колонны, утилизируется в качестве отходов как отработанный концентрат.

В данной статье обобщены результаты исследований в области методов регенерации метанола, а также подробно описаны их достоинства и недостатки. В табл. 1 представлена сравнительная характеристика существующих доступных технологий по извлечению метанола.

Метод ректификации является хорошо отработанной технологией и широко применяется в промышленных масштабах.

Методы выпаривания и продувки характеризуются простотой технологии, но в то же время требуются большие энергозатраты.

В отличие от вышеуказанных методов, метод массопереноса не требует дополнительных энергозатрат. К недостаткам можно отнести повышенные вибрационные

**Таблица 1. Сравнение существующих доступных технологий по извлечению метанола**  
**Table 1. Comparison of existing available methanol recovery technologies**

Метод Method	Описание Description	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
Ректификация Distillation	<p>Разновидность процесса дистилляции, которая основана на противоточном взаимодействии паровой и жидких фаз (флегмы).</p> <p>A type of distillation process that is based on the countercurrent interaction of vapor and liquid phases (reflux).</p>	<p>хорошо отработанная технология; достаточно высокая степень разделения компонентов; применима в промышленных масштабах; высокий уровень автоматизации; высокая эффективность с перспективой энергооптимизации с низкими потерями тепла; используемое оборудование имеет доступ к быстрой и оперативной замене комплектующих.</p> <p>well-developed technology; a fairly high degree of separation of components; applicable on an industrial scale; high level of automation; high efficiency with the prospect of energy optimization with low heat losses; the equipment used has access to quick and prompt replacement of components.</p>	<p>может использоваться только после очищения сырьевого продукта от солей и др. нежелательных компонентов; высокие энергозатраты, связанные с переходами на зимний и летний режимы работы, а также на нагрев ВМР в ребойлере; увеличение размера колонны при слишком низкой концентрации метанола в ВМР.</p> <p>can be used only after the raw product has been purified from salts and other undesirable components; high energy costs associated with transitions to winter and summer operating modes, as well as for heating the WMS in the reboiler; increasing the column size when the methanol concentration in the WMS is too low.</p>
Продувка (десорбция) Purging (desorption).	<p>Осуществляется в колонне отдувки метанола за счет противоточного массообменного процесса между газовой фазой и ВМР. ВМР подается в верхнюю часть колонны, а газ поступает в низ колонны. В результате противотока происходит сепарация ВМР горячим газом. Газожидкостная фаза с верха колонны, проходя через конденсатор-холодильник, разделяется на газовую и жидкую (метанол) фазы. Часть регенерированного метанола может возвращаться в колонну на орошение.</p> <p>It is carried out in the methanol stripping column due to a countercurrent mass exchanging process between the gas phase and the WMS. The WMS is supplied to the top of the column, and gas enters the bottom of the column. As a result of the counterflow, the WMS is separated by hot gas. The gas-liquid phase from the top of the column, passing through the condenser-refrigerator, is separated into gas and liquid (methanol) phases. Part of the regenerated methanol can be returned to the column for reflux.</p>	<p>простота технологии; применима в промышленных масштабах; газ из верха колонны можно рециркулировать обратно в процесс для снижения его расхода; может использоваться при высоких давлениях ВМР.</p> <p>simplicity of technology; applicable on an industrial scale; gas from the top of the column can be recycled back into the process to reduce its consumption; can be used at high WMS pressures.</p>	<p>требуется бесперебойная подача газа в процесс; большие энергозатраты на нагрев отдувочного газа; необходимы решения для утилизации отдувочного газа.</p> <p>an uninterrupted supply of gas to the process is required; high energy consumption for heating the stripping gas; solutions are needed for the disposal of stripping gas.</p>
Выпаривание Evaporation	<p>Процесс выпаривания предполагает использование значительного объема необходимой энергии для испарения воды. ВМР и пар подаются в испаритель, где из него выпариваются соли. Далее смесь метанола и пара охлаждается в холодильнике либо смесь далее подается в ректификационную колонну для повышения концентрации метанола.</p> <p>The evaporation process involves using a significant amount of required energy to evaporate water. The WMS and steam are supplied to the evaporator, where the salts are evaporated from it. Next, the mixture of methanol and steam is cooled in a cooler, or the mixture is then fed into a distillation column to increase the concentration of methanol.</p>	<p>простота технологии; может использоваться для очистки ВМР от солей и других нежелательных примесей; при использовании доступных вспомогательных систем и мультиэффективного выпаривания энергоемкость может быть оптимизирована; возможность использования тепла на других установках; процесс может быть использован в сочетании с традиционной ректификацией для очистки ВМР от солей.</p> <p>simplicity of technology; can be used to clean WMS from salts and other undesirable impurities; by using available auxiliary systems and multi-efficiency evaporation, energy intensity can be optimized; possibility of using heat in other plants; the process can be used in combination with traditional rectification to purify WMS from salts.</p>	<p>главный недостаток – значительное количество энергии и тепла для полного выпаривания ВМР; невысокая концентрация метанола в продукте; без дальнейшей ректификации практически на выходе получается полупродукт; целесообразно для использования при частичном возврате для ингибирования метанола низкой концентрации (40–60% масс.).</p> <p>the main disadvantage is a significant amount of energy and heat for complete evaporation of WMS; low concentration of methanol in the product; without further rectification, the final product is practically a semi-product; suitable for use with partial return to inhibit low concentration methanol (40–60% mass).</p>

Метод Method	Описание Description	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
Массоперенос (HIGEE unit) Mass transfer (HIGEE unit)	Процесс осуществляется за счёт интенсификации газожидкостного массопереноса под действием центробежной силы. The process is carried out due to the intensification of gas-liquid mass transfer under the influence of centrifugal force.	компактные размеры установки; не требует дополнительных теплотрат; не требует применения высококипящих реагентов. compact dimensions of the plant; does not require additional heat consumption; does not require the use of high-boiling reagents.	недостаточно проверенная технология; повышенное потребление электроэнергии двигателем привода; повышенные вибрационные нагрузки ротора. insufficiently proven technology; increased power consumption by the drive motor; increased vibration loads of the rotor.

нагрузки ротора и недостаточно проверенная технология.

### Выводы

В данной работе рассмотрены химические методы борьбы с гидратообразованием, представлен обзор применения в нефтегазовой промышленности процессов регенерации метанола из водометанольных растворов, а также статус самих технологий на данный момент.

Изучен мировой опыт применения химических методов борьбы с гидратообразованием, включая проекты на место-

рождениях России, США, Нигерии и других стран. Несмотря на активное использование многими исследовательскими группами различных подходов к совершенствованию методов регенерации метанола, анализ литературных данных показывает, что наиболее часто и успешно применяемым методом регенерации метанола из ВМР является метод ректификации.

Данный метод находит широкое применение при освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, включая увеличение фонда скважин в процессе разработки шельфовых месторождений.

### 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: Сатенов К.Г. – интерпретация данных, написание и редактирование рукописи, Ткенбаев С.М. – проверка результатов, редактирование рукописи, Ташенов Ж.А. – концепция работы, интерпретация данных, контроль за выполнением работы, Ахметов Ж.Е., Кадыров С.Р. – сбор, анализ, интерпретация данных.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

**Competing interests.** The author declares that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Kurmet G. Satenov – interpretation of data, writing and editing of the manuscript; Sultan M. Tkenbaev – checking the results and editing the manuscript; Zholanan A. Tashenov – the concept of the work, interpretation of the data and progress monitoring; Zhanibek E. Akhmetov, Sultan R. Kadyrov – collection, analysis and interpretation of the data.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Makwashi N., Ahmed T.* Gas Hydrate Formation: Impact on Oil and Gas Production and Prevention Strategies // *nigerian Research Journal of Engineering and Environmental Sciences*. 2021. Vol. 6 (1). P. 61–75. doi:10.5281/zenodo.5047631.

2. *Abdulrab A.A., Cornelius B.B., Bhajan L., et al.* Gas Hydrate in Oil-Dominant Systems: A Review // *ACS Omega*. 2022. Vol. 7. P. 27021–27037. doi:10.1021/acsomega.2c02278.

3. *Lesor I., Alozie O.J.* Gas Hydrate Treatments in Pipeline Using Locally Sourced Material as Green Inhibitor // *American Journal of Science, Engineering and Technology*. 2023. Vol. 8, N 2. P. 110–118. doi:10.11648/j.ajset.20230802.15.
4. *Bayazitova K., Salimov A., Ponomarev A., et al.* Development and modeling of a resource-saving methanol recovery process diagram // VIII International Conference on Advanced Agritechologies, Environmental Engineering and Sustainable Development (AGRITECH-VIII 2023). E3S Web of Conferences 390, 2023. Режим доступа: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/27/e3sconf\\_agritechviii2023\\_01024/e3sconf\\_agritechviii2023\\_01024.html](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/27/e3sconf_agritechviii2023_01024/e3sconf_agritechviii2023_01024.html). Дата обращения: 12.07.2023.
5. *Lv X., Xu J., Ye F., et al.* Gas Hydrate Formation and Slurry Flow Characteristics of Gas-Liquid-Solid Multiphase Systems // *Energy & Fuels*. 2023. Vol. 37, N 13. P. 9110–9120. doi:10.1021/acs.energyfuels.3c00989.
6. *Elhenawy S., Khraisheh M. A.M., Almomani F., et al.* Towards Gas Hydrate-Free Pipelines: A Comprehensive Review of Gas Hydrate Inhibition Techniques // *Energies*. 2022. Vol. 15, N 22. P. 8551. doi:10.3390/en15228551.
7. *Hammerschmidt E.G.* Formation of Gas Hydrates in natural Gas Transmission Lines // *Industrial Engineering Chemistry*. 1934. Vol. 26. N 8. P.851–855. doi:10.1021/ie50296a010.
8. *Hammerschmidt E.G.* Gas Hydrate Formations: A Further Study on Their Prevention and Elimination from natural Gas Pipe Lines // *GAS*. 1939. Vol. 15. N 5. P. 30–35.
9. [gazsurf.ru](https://gazsurf.ru) [интернет]. Оборудование для газопереработки. Регенерация метанола [дата обращения 21.08.2023]. Доступ по ссылке: <https://gazsurf.ru/solutions-equipment/modular-equipment/methanol-regeneration>.
10. Патент RU2695209C1/ 22.07.19. Бюл. № 21. Федулов Д.М., Истомин В.А., Снежко Д.Н., Дедов А.Г., Кубанов А.Н., Прокопов А.В., Цацулина Т.С., Ключова Н.Н. Установка регенерации водного раствора метанола. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2695209C1/ru>. Дата обращения: 12.09.2023.
11. Патент RU2567288C1/ 10.11.15. Бюл. № 31. Шевкунов С.Н., Настин А.Н. Способ регенерации метанола из насыщенного водой раствора с большим содержанием механических примесей и солей и установка для его осуществления. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2567288C1/ru>. Дата обращения: 12.09.2023.
12. Ramshaw C., Mallinson R.H., inventors, Imperial Chemical Industries Ltd, assignee. Mass transfer process. United States US 4283255. 1981 Aug. 11.
13. *Li-Hua W., Lan J., Hai-Long L., et al.* A Pilot-Scale HiGee-Aided Fixed Bed Reactor: Size Characteristics of Microbubbles in Diesel // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2023. Vol. 62, N 45. P. 18867–18878. doi:10.1021/acs.iecr.3c00215.
14. *Ressemann A., Illner M., Repke J.-U.* A methodology for the analysis of distillation processes within rotating packed beds based on local temperature measurements // *Chemical Engineering Research & Design*. 2023. Vol. 193. P. 198–206. doi:10.1016/j.cherd.2023.03.018.
15. *Alatyar A.M., Berrouk A.S., Nandakumar K.* Hydrodynamic behavior of liquid flow in a rotating packed bed // *Chemical Engineering Research & Design*. 2023. Vol. 197. P. 851–870. doi:10.1016/j.cherd.2023.08.032.
16. *Ефимович Д.О., Махмутов Р.А.* Перспективы использования центробежного ректификационного аппарата на месторождениях Крайнего Севера // *Вестник науки и творчества*. 2016. №7 (7). С. 121–125.
17. *Rao D.P.* Commentary: Evolution of High Gravity (HiGee) Technology // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2022. Vol. 61, N 2. P. 997–1003. doi:10.1021/acs.iecr.1c04587.
18. *Ghadyanlou F., Azari A., Vatani A.* A Review of Modeling Rotating Packed Beds and Improving Their Parameters: Gas-Liquid Contact // *Sustainability*. 2021. Vol.13, N. 14. doi:10.3390/su13148046.
19. *Henninger F., Friedrich K.* Thermoplastic filament winding with online-impregnation. Part A: process technology and operating efficiency // *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*. 2002. Vol. 33, N 11. P. 1479–1486. doi:10.1016/S1359-835X(02)00135-5.
20. Патент RU2643540C1/ 02.02.18. Бюл. № 4. Касьяненко А.А., Легай А.А., Тепляков В.В., Хотимский В.С., Шальгин М.Г. Способ выделения метанола из водно-метанольных технологических смесей для повторного использования и устройство для его осуществления. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2643540C1/ru>. Дата обращения: 02.10.2023.
21. Патент RU1350447A1/ 10.06.16. Бюл. № 16. Корякин А.Ю., Николаев О.А., Цветков Н.А., Никитин А.В. Ларев П.Н. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU2014146359A/ru>. Дата обращения: 20.10.2023.
22. Патент RU2709313 C1/ 17.12.19. Бюл. № 35. Имаев С.З. Установка для регенерации метанола и соответствующий способ. Режим доступа: <https://patents.google.com/patent/RU138474U1/ru>. Дата обращения: 20.10.2023.

23. Yang D., Yin Y., Wang Z., et al. Multi-Effect Evaporation Coupled with MVR Heat Pump Thermal Integration Distillation for Separating Salt Containing Methanol Wastewater // *Energy and Power Engineering*. 2017. Vol. 9, N 12. P. 772–785. doi:10.4236/epe.2017.912048.

## REFERENCES

1. Makwashi n, Ahmed T. Gas Hydrate Formation: Impact on Oil and Gas Production and Prevention Strategies. *nigerian Research Journal of Engineering and Environmental Sciences*. 2021;6(1):61–75. doi: 10.5281/zenodo.5047631.
2. Abdulrab AA, Cornelius B B, Bhajan L, Siak F K, Quah C J, Dzulkarnain Z. Gas Hydrate in Oil-Dominant Systems: A Review. *ACS Omega*. 2022;7:27021–27037. doi:10.1021/acsomega.2c02278.
3. Lesor I, Alozie OJ. Gas Hydrate Treatments in Pipeline Using Locally Sourced Material as Green Inhibitor. *American Journal of Science, Engineering and Technology*. 2023;8(2):110–118. doi: 10.11648/j.ajset.20230802.15.
4. Bayazitova K, Salimov A, Ponomarev A, et al. Development and modeling of a resource-saving methanol recovery process diagram. VIII International Conference on Advanced Agritechologies, Environmental Engineering and Sustainable Development (AGRITECH-VIII 2023). E3S Web of Conferences 390; 2023. Available from: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/27/e3sconf\\_agritechviii2023\\_01024/e3sconf\\_agritechviii2023\\_01024.html](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/27/e3sconf_agritechviii2023_01024/e3sconf_agritechviii2023_01024.html).
5. Lv X, Xu J, Ye F, et al. Gas Hydrate Formation and Slurry Flow Characteristics of Gas-Liquid-Solid Multiphase Systems. *Energy & Fuels*. 2023;37(13): 9110–9120. doi:10.1021/acs.energyfuels.3c00989.
6. Elhenawy S, Khraish M. AM, Almomani F, et al. Towards Gas Hydrate-Free Pipelines: A Comprehensive Review of Gas Hydrate Inhibition Techniques. *Energies*. 2022;15(22). doi:10.3390/en15228551.
7. Hammerschmidt EG. Formation of Gas Hydrates in natural Gas Transmission Lines. *Industrial Engineering Chemistry*. 1934;26(8):851–855. doi.org/10.1021/ie50296a010.
8. Hammerschmidt E.G. Gas Hydrate Formations: A Further Study on Their Prevention and Elimination from natural Gas Pipe Lines. *GAS*. 1939;15(5):30–35.
9. gazsurf.ru [internet]. Modular Equipment. Methanol Regeneration [cited 21 Aug 2023]. Available from: <https://gazsurf.ru/solutions-equipment/modular-equipment/methanol-regeneration>.
10. Patent RU2695209C1/ 22.07.19 Byul. № 21. Fedulov DM, Istomin VA, Snezhko Dn, Dedov AG, Kubanov An, Prokopov AV, Tsatulina TS, Klyusova nn. *Ustanovka regeneracii vodnogo rastvora metanola*. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2695209C1/ru>. (In Russ).
11. Patent RU2567288C1/ 10.11.15. Byul. № 31. Shevkunov Sn, nastin An. *Sposob regeneratsii metanola iz nasyshchennogo vodoy rastvora s bol'shim sodержaniyem mekhanicheskikh primesey i soley i ustanovka dlya ego osushchestvleniya*. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2567288C1/ru>. (In Russ).
12. Ramshaw C, Mallinson RH, inventors, Imperial Chemical Industries Ltd, assignee. Mass transfer process. United States US 4283255. 1981 Aug. 11.
13. Li-Hua W, Lan J, Hai-Long L, et al. A Pilot-Scale HiGee-Aided Fixed Bed Reactor: Size Characteristics of Microbubbles in Diesel. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2023;62(45):18867–18878. doi:10.1021/acs.iecr.3c00215.
14. Ressemann A, Illner M, Repke J-U. A methodology for the analysis of distillation processes within rotating packed beds based on local temperature measurements. *Chemical Engineering Research & Design*. 2023;193:198–206. doi:10.1016/j.cherd.2023.03.018.
15. Alatyar AM, Berrouk AS and nandakumar K. Hydrodynamic behavior of liquid flow in a rotating packed bed. *Chemical Engineering Research & Design*. 2023;197:851–870. doi:10.1016/j.cherd.2023.08.032.
16. Efimovich DO, Makhmutov RA. Perspektivy ispol'zovaniya tsentrobezhnogo rektifikatsionnogo apparata na mestorozhdeniyakh Kraynego Severa. *Vestnik nauki i tvorchestva*. 2016;7(7):121–125. (In Russ).
17. Rao DP. Commentary: Evolution of High Gravity (HiGee) Technology. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2022;61(2):997–1003. doi:10.1021/acs.iecr.1c04587.
18. Ghadyanlou F, Azari A, Vatani A. A Review of Modeling Rotating Packed Beds and Improving Their Parameters: Gas-Liquid Contact. *Sustainability*. 2021;13(14). doi:10.3390/su13148046.
19. Henninger F, Friedrich K. Thermoplastic filament winding with online-impregnation. Part A: process technology and operating efficiency. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*. 2002;33(11):1479–1486. doi:10.1016/S1359-835X(02)00135-5.
20. Patent RU2643540C1/ 02.02.18. Byul. №4. Kasyanenko AA, Legai AA, Teplyakov VV, Khotimsky VS, Shalygin MG. *Sposob vydeleniya metanola iz vodno-metanol'nykh tekhnologicheskikh smesey dlya povtornogo ispol'zovaniya i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya*. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2643540C1/ru>. (In Russ).



21. Patent RU1350447A1/ 06.10.16. Byul. № 16. Koryakin AY, nikolaev OA, Tsvetkov nA, nikitin AV, Larev Pn. *Sposob podgotovki uglevodorodnogo gaza k transportu*. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU2014146359A/ru>. (In Russ).

22. Patent RU2709313 C1/ 12.17.19 Byul. № 35. Imaev S.Z. *Ustanovka dlya regeneracii metanola i sootvetstvuyushchiy sposob*. Available from: <https://patents.google.com/patent/RU138474U1/ru>. (In Russ).

23. Yang D, Yin Y, Wang Z, Zhu B, Gu Q. Multi-Effect Evaporation Coupled with MVR Heat Pump Thermal Integration Distillation for Separating Salt Containing Methanol Wastewater. *Energy and Power Engineering*. 2017;9(12):772–785. doi:10.4236/epe.2017.912048.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Сатенов Курмет Гизатуллаевич**

канд. хим. наук

ORCID: 0000-0002-6396-913X

e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).

**Ткенбаев Султан Мусаевич**

e-mail: [s.tkenbayev@kmge.kz](mailto:s.tkenbayev@kmge.kz).

**Ташенов Жоламан Абекешович**

e-mail: [zh.tashenov@kmge.kz](mailto:zh.tashenov@kmge.kz).

**Ахметов Жанибек Еркебуланович**

e-mail: [zh.akhmetov@kmge.kz](mailto:zh.akhmetov@kmge.kz).

**Кадыров Султан Рашидович**

e-mail: [s.kadyrov@kmge.kz](mailto:s.kadyrov@kmge.kz).

#### AUTHORS' INFO

**\*Kurmet G. Satenov**

Cand. Sc. (Chemistry) ORCID:

0000-0002-6396-913X

e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).

**Sultan M. Tkenbayev**

e-mail: [s.tkenbayev@kmge.kz](mailto:s.tkenbayev@kmge.kz).

**Zholaman A. Tashenov**

e-mail: [zh.tashenov@kmge.kz](mailto:zh.tashenov@kmge.kz).

**Zhanibek E. Akhmetov**

e-mail: [zh.akhmetov@kmge.kz](mailto:zh.akhmetov@kmge.kz).

**Sultan R. Kadyrov**

e-mail: [s.kadyrov@kmge.kz](mailto:s.kadyrov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 579.66  
МРНТИ 62.09.39

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>

Получена: 18.01.2024.

Одобрена: 01.03.2024.

Опубликована: 31.03.2024.

## Оригинальное исследование

### Приемы консервации перспективных в нефтяной промышленности бактерий для сохранения биологических свойств

Г.К. Кайырманова, А.Е. Асылбек, А.Р. Исламова, А.К. Ерназарова,  
А.У. Абитбекова, У.Т. Шаймерденова

*Казахский национальный университет им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Сохранение ценных штаммов бактерий имеет решающее значение для различного научного, промышленного и экологического применения. Нефтеэмульгирующие и нефтewытесняющие свойства микроорганизмов являются потенциально значимыми для биотехнологий, применяющихся в нефтяной отрасли, в частности, в таких направлениях, как биоремедиация, третичное повышение нефтеотдачи. Для снабжения предприятий чистыми культурами микроорганизмов необходимо постоянно поддерживать их в условиях коллекции в активном состоянии, отслеживая сохранность биотехнологических свойств, в связи с чем поддержание штаммов микроорганизмов в рабочем состоянии и сохранение их ценных свойств являются важными условиями практически любой работы с микроорганизмами от первичного изучения до использования их в производстве различных биопрепаратов.

**Цель.** Статья посвящена изучению приема консервации перспективных в нефтяной промышленности бактерий – модификации метода микрокапсулирования клеток микроорганизмов в альгинатный гель с добавлением глицерина, где глицерин использован в качестве вещества с биостатическим действием.

**Материалы и методы.** В качестве объектов исследования использованы 8 углеводородокисляющих культур микроорганизмов из коллекции кафедры биотехнологии Казахского Национального Университета им. аль-Фараби: 4 спороносные и 4 неспороносные культуры бактерий. В работе использованы микробиологические методы культивирования и хранения микроорганизмов (в твердых, жидких средах в аэробных условиях), физико-химический метод Купера (определение индекса нефтеэмульгирования), статистические методы.

**Результаты.** Установлено, что добавление в качестве биостатика глицерина (15% об.) в гелеобразующую матрицу альгината натрия обеспечивает для исследованных бактерий долгосрочную (в течение 6 мес.) жизнеспособность клеток в пределах 88–96% с сохранением функциональности иммобилизованных клеток. Значения индекса нефтеэмульгирования бактерий сохранились на уровне значений до консервации, тогда как при классических методах хранения в течение 6 мес. количество жизнеспособных клеток ниже. Следует отметить, что после шестимесячного хранения в капсулированном виде с глицерином жизнеспособность неспороносных культур – псевдомонад – ниже (88–91%), чем спорообразующих бацилл (95–98%), и такая корреляция наблюдается и для классических методов.

**Заключение.** Предложенный модифицированный метод консервации на основе микрокапсулирования клеток в альгинатный гель с добавлением глицерина позволил обеспечить долгосрочное хранение бактерий, поддерживая их функциональность и жизнеспособность.

**Ключевые слова:** микроорганизмы, консервация, микрокапсулирование, субкультивирование, биосурфактанты, биостатик.

#### Как цитировать:

Кайырманова Г.К., Асылбек А.Е., Исламова А.Р., Ерназарова А.К., Абитбекова А.У., Шаймерденова У.Т. Приемы консервации перспективных в нефтяной промышленности бактерий для сохранения биологических свойств // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2024. Том 6, №1. С. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>.

UDC 579.66  
CSCSTI 62.09.39

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>

Received: 18.01.2024.

Accepted: 01.03.2024.

Published: 31.03.2024.

## Original article

### Conservation techniques for promising bacteria in the oil industry to preserve biological properties

**Gulzhan K. Kaiyrmanova, Alisher Ye. Asylbek, Aida R. Islamova, Aliya K. Yernazarova, Aelina U. Abitbekova, Ulzhan T. Shaimerdenova**  
*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Background:** The conservation of valuable bacterial strains is crucial for various scientific, industrial, and environmental applications. Microorganisms with oil-emulsifying and oil-displacing properties are potentially significant for biotechnologies applied in the oil industry, particularly in such areas as bioremediation and tertiary enhanced oil recovery. To supply enterprises with pure cultures of microorganisms, they should be constantly maintained in the collection conditions in an active state while monitoring the preservation of their biotechnological properties. Therefore, keeping microorganism strains in working conditions and preserving their valuable properties are important for almost any work with microorganisms, ranging from primary research to their use in the production of various biopreparations.

**Aim:** The article focuses on studying a method for preserving bacteria that are useful in the oil industry. This method involves modifying the technique of microencapsulating microorganism cells in alginate gel by adding glycerin, which is used as an agent with biostatic action.

**Materials and methods:** The subject of research are eight hydrocarbon-oxidizing cultures of microorganisms that were sourced from the Department of Biotechnology of the Al-Farabi Kazakh National University. Of these, four cultures were spore-bearing, while the other four were non-spore-bearing. The research employed microbiological methods of cultivation and storage of microorganisms in both solid and liquid media under aerobic conditions. In addition, Cooper's method was used to determine oil emulsification index and statistical methods for data analysis.

**Results:** It has been found that adding glycerin (15% vol.) as a biostatic to the gel-forming matrix of sodium alginate can ensure long-term (up to 6 months) cell viability for the studied bacteria in the range of 88-96% while maintaining functionality of immobilized cells. The values of the bacteria's oil emulsification remained at the pre-conservation levels, whereas traditional storage methods result in a lower number of viable cells after six months. It should be noted that after six months of being stored in encapsulated form with glycerin, the viability of non-spore-forming *Pseudomonas* cultures is lower (88-91%) than spore-forming *Bacillus* (95-98%). This correlation is also observed for traditional methods.

**Conclusion:** The modern method of preserving bacteria allows for their long-term storage while maintaining functionality and viability.

**Keywords:** *microorganisms; conservation; microencapsulation; subcultivation; biosurfactants; biostatics.*

#### To cite this article:

Kaiyrmanova GK, Asylbek AY, Islamova AR, Yernazarova AK, Abitbekova AU, Shaimerdenova UT. Conservation techniques for promising bacteria in the oil industry to preserve biological properties. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(1):110–119. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>.

ӨОЖ 579.66  
FTAХР 62.09.39

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>

Қабылданды: 18.01.2024.

Мақұлданды: 01.03.2024.

Жарияланды: 31.03.2024.

## Түпнұсқа зерттеу

### Биологиялық қасиеттерін сақтау үшін мұнай өнеркәсібінде перспективалы бактерияларды сақтау әдістері

Г.Қ. Қайырманова, Ә.Е. Асылбек, А.Р. Исламова, Ә.Қ. Ерназарова,

А.Ұ. Әбітбекова, Ұ.Т. Шәймерденова

*әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Бактериялардың құнды штамдарын сақтау әртүрлі ғылыми, өндірістік және экологиялық қолданбалар үшін өте маңызды. Микроорганизмдердің мұнайды эмульсиялау және ығыстыру қасиеттері мұнай саласында, атап айтқанда, биоремедиация, мұнай шығаруды жоғарылатудың үшіншілік әдісі сияқты бағыттарда қолданылатын биотехнологиялар үшін әлеуетті маңызды болып табылады. Кәсіпорындарды микроорганизмдердің таза дақылдарымен қамтамасыз ету үшін биотехнологиялық қасиеттердің сақталуын қадағалай отырып, оларды коллекция жағдайында үнемі белсенді күйде ұстау қажет. Осыған байланысты, микроорганизмдердің штамдарын жұмыс күйінде ұстау, олардың құнды қасиеттерін сақтау бастапқы зерттеуден бастап оларды әртүрлі биологиялық өнімдер өндірісінде қолдануға дейін микроорганизмдермен кез-келген жұмыстың маңызды шарттары болып табылады.

**Мақсаты.** Мақала мұнай өнеркәсібіндегі перспективалы бактериялардың сақталуын қабылдауды зерттеуге арналған - глицерин қосылған альгинатты гельге микроорганизмдердің жасушаларын микрокапсуляциялау әдісін модификациялау, мұнда глицерин биостатикалық әсер ететін зат ретінде қолданылады.

**Материалдар мен әдістер.** Зерттеу нысандары ретінде әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университетінің Биотехнология кафедрасының коллекциясынан микроорганизмдердің 8 коллекциялық көмірсутекті тотықтырғыш дақылдары пайдаланылды: бактериялардың 4 спора түзетін және 4 спора түзбейтін дақылдары. Жұмыста микроорганизмдерді өсіру мен сақтаудың микробиологиялық әдістері (аэробты жағдайда қатты, сұйық ортада); физика-химиялық әдіс – Купер әдісі (мұнайды эмульсиялау индексін анықтау), статистикалық әдістер қолданылды.

**Нәтижелері.** Глицерин биостатигі ретінде қосу (15% к-лем.) натрий альгинатының гель түзетін матрицасында зерттелген бактериялар үшін ұзақ мерзімді (6 ай ішінде.) иммобилизацияланған жасушалардың функционалдығын сақтай отырып, 88-96% шегінде жасушалардың өміршеңдігі. Мұнай индексінің мәндері бактериялардың эмульсиясы консервацияға дейінгі мәндер деңгейінде сақталды, ал классикалық сақтау әдістерінде 6 ай бойы өміршең жасушалар саны аз. Айта кету керек, глицеринмен капсулаланған алты айлық сақтаудан кейін спора түзетін бациллаларға (95-98%) қарағанда споралы емес дақылдардың – псевдомонасттардың өміршеңдігі төмен (88-91%) және бұл корреляция классикалық әдістер үшін де байқалады.

**Қорытынды.** Глицерин қосылған альгинатты гельге жасушаларды микрокапсуляциялау негізінде ұсынылған өзгертілген консервілеу әдісі бактериялардың функционалдығы мен өміршеңдігін сақтай отырып, олардың ұзақ мерзімді сақталуын қамтамасыз етті.

**Негізгі сөздер:** микроорганизмдер, сақтау, микрокапсуляция, субкультивация, биосурфактанттар, биостатик.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Қайырманова Г.Қ., Асылбек Ә.Е., Исламова А.Р., Ерназарова Ә.Қ., Әбітбекова А.Ұ., Шаймерденова Ұ.Т. Биологиялық қасиеттерін сақтау үшін мұнай өнеркәсібінде перспективалы бактерияларды сақтау әдістері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2024. 6 том, №1, 110–119 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108704>.

## Введение

Сохранение ценных штаммов бактерий имеет решающее значение для различных научных, промышленных и экологических применений. Нефтеэмульгирующие и нефтевытесняющие свойства микроорганизмов являются потенциально значимыми для биотехнологий, применяющихся в нефтяной отрасли, в частности, в таких направлениях, как биоремедиация, третичное повышение нефтеотдачи, производство биодизеля [1–3]. Эти свойства основаны на способности микроорганизмов продуцировать различные биосурфактанты, которые способствуют диспергированию и вытеснению нефти. В частности, нефтеэмульгирующая способность микроорганизмов основывается на выделении высокомолекулярных биосурфактантов, которые образуют мельчайшие нефтеэмульсии, что повышает эффективность контакта бактерий с нефтью [4–5].

Биосурфактанты, образуемые микроорганизмами, по эффективности к эмульгированию не уступают синтетическим сурфактантам. Однако в отличие от синтетических сурфактантов, они обладают такими преимуществами, как биodeградебельность и отсутствие токсичности, а также получение из возобновляемых источников, что делает их перспективными для разработки новых экологически безопасных технологий [6].

Для различного использования перспективных штаммов микроорганизмов необходимо постоянно поддерживать их в условиях коллекции в активном состоянии, отслеживая сохранность ценных свойств, в связи с чем поддержание штаммов микроорганизмов в рабочем состоянии, сохранение их ценных свойств являются важными условиями любой работы с микроорганизмами – от первичного изучения до использования их в производстве различных биопрепаратов.

Традиционно используемые методы хранения, такие как субкультивирование, хранение под минеральным маслом имеют ограничения с точки зрения стабильности промышленно важных свойств и жизнеспособности клеток микроорганизмов [7–8].

Современные методы хранения бактерий, такие как микрокапсулирование в гели, криоконсервация и лиофилизация, эффективны, однако часто возникают проблемы из-за чувствительности бактерий к колебаниям температуры, воздействию кислорода и стрессу обезвоживания. Эти ограничения могут привести к снижению жизнеспособности, изменению метаболической активности и потере специфических свойств, которые делают бактерии ценными [8–10].

Иммобилизация микроорганизмов в натуральный альгинатный полимер имеет ряд

преимуществ при микрокапсуляции: биосовместимость, нетоксичность и способность образовывать стабильные гелевые структуры. Несмотря на перечисленные преимущества, крайне важно учитывать потенциальные недостатки, которые могут ограничить его применимость в определенных случаях, таких как возможность механического повреждения и ограниченная диффузия питательных веществ, чувствительность конкретного штамма [10–12]. В связи с этим разработка более надежных и универсальных методов хранения, обеспечивающих повышенную стабильность, жизнеспособность и адаптируемость к более широкому спектру бактериальных штаммов, актуальна.

## Материалы и методы исследования

В работе использованы 8 углеводородокисляющих культур микроорганизмов из коллекции кафедры биотехнологии Казахского национального университета им. аль-Фараби, обладающие биотехнологическим потенциалом в нефтяной отрасли: 4 штамма – *Pseudomonas aeruginosa* (D4, T1, T2, T4), 2 штамма – *B.licheniformis* (A3, PW2) и по одному штамму *B.safensis ssp. safensis* A2, *B.paralicheniformis* R4.

Бактерии периодически пересеивались и активировались (раз в 2–3 мес.) на мясопептонном агаре (далее – МПА), затем переносились в мясопептонный бульон (далее – МПБ) и культивировались при 40°C в течение 24–48 ч.

В работе использованы питательные среды: МПА, МПБ, MSS (англ. Mineral Salt Solution) [13]. МПА и МПБ – основные среды для поддержания жизнедеятельности, хранения, активации, проверки чистоты и получения биомассы культур микроорганизмов; минеральная среда (MSS) – синтетическая питательная среда, где в качестве единственного источника углерода использовали глицерин для определения эмульгирующих свойств бактерий. Синтетический глицерин – многоатомный спирт, продукт переработки нефти при производстве биотоплива [14].

При определении нефтеэмульгирующих свойств микроорганизмов использовали сырую нефть месторождения Арыском со следующими свойствами: легкая – с плотностью до 854 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая – до 0,46%, парафинистая – 9,7–27,2% [15].

В работе использованы традиционные микробиологические методы культивирования микроорганизмов, иммобилизация бактерий в альгинатный гель, метод Купера (определение индекса нефтеэмульгирования), метод Морикавы (определение нефтевытеснения).

Для определения индекса нефтеэмульгирования бактерий, использованы трёх-



суточные культуры, выращенные на жидкой минеральной среде MSS с добавлением 2% об. глицерина. Далее культуральную среду с бактериальными клетками смешивали с нефтью в соотношении 3 : 2 и интенсивно перемешивали на лабораторном встряхивателе при 1000 об/мин в течение 1 мин для получения стабильной эмульсии. После этого пробирки оставляли в вертикальном положении при комнатной температуре. Через 24 ч измеряют высоту стабильного слоя эмульсии, и рассчитывают индекс эмульгирования (E24), как отношение высоты слоя эмульсии к общей высоте жидкости (1):

$$E_{24}(\%) = (V_e/V_n) * 100 \quad (1)$$

где  $V_e$  – объем эмульсии,  $V_n$  – полный объем жидкости, включающий в себя объем водной фазы (суспензия клеток микроорганизмов) с добавлением объема углеводородной фазы – нефти – и объема образовавшейся эмульсии [16].

Способность бактерий к вытеснению нефти проводили по Морикава (oil spreading assay). В чашку Петри помещают 50 мл дистиллированной воды, поверхность которой покрывают слоем гидрофобного вещества (10 мл сырой нефти). Для обнаружения биосурфактантов наносят 10 мкл образца бактериальной суспензии в центр гидрофобного слоя. При наличии биосурфактантов нефть вытесняется, и образуется очищенная зона, диаметр которой коррелирует с активностью биосурфактантов, также называемой активностью вытеснения нефти [17].

Для оптимизации способов хранения микробных культур проведена модификация метода хранения бактерий – микрокапсулирование клеток в альгинатный гель с дополнением в качестве биостатика глицерина. Известно, что при хранении микроорганизмов в растворе глицерина их метаболическая активность значительно замедляется или прекращается [18, 19].

Для микрокапсулирования в 3% альгинатный гель использовали двухсуточные культуры бактерий. Альгинатные гранулы с включенными бактериальными клетками стабилизировались в 0,2 М (молярная концентрация) растворе хлорида кальция. Хранение проводилось при температуре +4°C. Определение жизнеспособности и ценных свойств микроорганизмов проводили через 6 мес. хранения в инкапсулированном виде; в качестве контроля использовали классические методы хранения – субкультивирование и инкапсуляция клеток в альгинатный гель без глицерина.

Для хранения использованы культуры бактерий, выращенные на МПБ с pH 7 при 40°C в стационарном режиме, в течение суток – псевдомонады (жизнеспособность  $10^8$  КОЕ/мл), двухсуточные (для перевода в покоящееся состояние) – бациллы ( $10^6$ – $10^7$  КОЕ/мл).

### Результаты исследования и обсуждение

Главным критерием при поддержании штаммов микроорганизмов в рабочем состоянии является сохранение их ценных свойств, в связи с чем к ценным свойствам микроорганизмов относятся нефтеэмульгирующая ( $E_{24}$ ) и нефтewытесняющая ( $O_s$ ) активности микроорганизмов [8–10].

В табл. 1 представлены результаты изучения нефтеэмульгирующей и нефтewытесняющих свойств коллекционных микроорганизмов, культивируемых на средах MSS, где в качестве единственного источника углерода использовали глицерин до закладки на хранение. Известно, что культуры, имеющие индекс эмульгирования выше 50%, считаются перспективными продуцентами биосурфактантов для разработки биотехнологий, используемых в нефтяной промышленности [20]. Как видно, все 8 культур микроорганизмов являются активными биоэмульгаторами нефти:  $E_{24}$  выше 50%, максимальная способность к вытеснению нефти ( $O_s$  более 3 см).

**Таблица 1. Изучение нефтеэмульсионных, нефтewытесняющих свойств микроорганизмов**  
**Table 1. The study of oil-emulsion and oil-displacing properties of microorganisms**

№	Микроорганизмы Microorganisms	Индекс эмульгирования (E24), % Emulsification index (E24), %	Вытеснения нефти (Os), см Oil displacement (Os), sm
1	<i>P.aeruginosa D4</i>	51±2,3	4,6±0,3
2	<i>P.aeruginosa T1</i>	73,1±3,2	5,3±0,3
3	<i>P.aeruginosa T4</i>	64±3,2	4,3±0,3
4	<i>P.aeruginosa T2</i>	54,2±2,5	4,4±0,3
5	<i>B.safensis subsp.safensis A2</i>	60,9±3,3	4,2±0,3
6	<i>B.licheniformis PW2</i>	51,6±3,3	3,7±0,2
7	<i>B.licheniformis A3</i>	68,5±1,8	4,2±0,3
8	<i>B.paralicheniformis R4</i>	62,1±2,9	4,5±0,2

Для максимального сохранения биотехнологических свойств микроорганизмов проведена модификация метода хранения бактерий в альгинатный гель с добавлением глицерина (15% об.), в качестве контроля использовали классические методы – субкультивирование и микрокапсулирование в альгинат натрия.

На рис. 1 представлены микрокапсулы, полученные иммобилизацией клеток бактерий в альгинатный гель с добавлением 15% глицерина. Микрокапсулы представляют собой сферические частицы белого цвета с гладкой поверхностью. По внешнему виду капсулы без глицерина и с глицерином не отличались друг от друга.

В табл. 2 представлены результаты определения жизнеспособности клеток бактерий после их шестимесячной консервации в микрокапсулах с глицерином. В качестве контроля использовали варианты хранения субкультивированием и микрокапсулированием без биостатика.

Выявлено, что после шестимесячного хранения 8 споро- и неспороносных бактерий микрокапсулированием с добавлением глицерина жизнеспособность клеток высокая (88–98%), тогда как без добавления биостатика этот показатель составляет 76–94%; при субкультивировании этот показатель составил 74–93%. Следует отметить, что жизнеспособность неспороносных культур – псевдомонад – после шестимесячного хранения находится в пределах 88–91%, тогда как для спорообразующих бацилл этот показатель составляет 95–98%. Такая корреляция наблюдается и для классических методов хранения – субкультивирования и микрокапсулирования в альгинатный гель.

В качестве ценных свойств микроорганизмов, используемых как в биоре-

медиации, так и для повышения микробной нефтеотдачи «старых» месторождений, является способность микроорганизмов к нефтеэмульгированию [21–22].

В табл. 3 представлены результаты определения нефтеэмульгирования иммобилизованных в гель с добавлением глицерина клеток микроорганизмов после их шестимесячного хранения при +40°C, в качестве контроля – клетки бактерий, консервированные субкультивированием и микрокапсулированием в альгинатный гель.

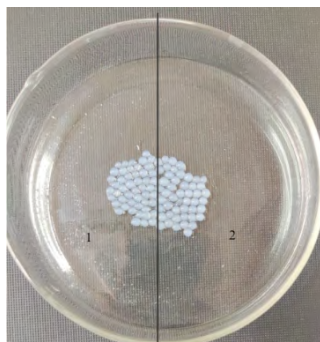
Установлено, что способность микроорганизмов к нефтеэмульгированию (исх. E24 – 51–76%) после шестимесячного хранения микрокапсулированием клеток в альгинатный гель без глицерина и с глицерином осталась без изменений и составила 51–75% и 51–78%, соответственно. Следует отметить, при хранении методом субкультивирования исследованных бактерий наблюдается тенденция в сторону уменьшения способности к нефтеэмульгированию (44–68 %).

Выявлено, что из 8 культур бактерий, обладающих биотехнологическим потенциалом в нефтяной отрасли, после шестимесячной консервации тремя методами (субкультивирование, микрокапсулирование клеток в альгинатный гель и микрокапсулирование в альгинатный гель с добавлением глицерина (15%)) следующие 3 культуры микроорганизмов обладают индексом нефтеэмульгирования выше 60%: P.aeruginosa T1, P.aeruginosa T4, B.licheniformis A3.

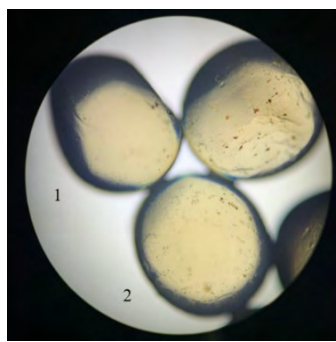
### Заключение

Результаты, полученные в данной статье дают возможность сделать следующие выводы:

Добавление в качестве биостатика глицерина (15% об.) при микрокапсулировании споро- и неспороносных бактерий



а)



б)

**Рисунок 1. Внешний вид микрокапсул на основе альгината**

**Figure 1. Appearance of alginate microcapsules**

а) без увеличения / without magnification; б) при увеличении  $\times 400$  / at magnification  $\times 400$

1 – альгинатные гранулы без добавления глицерина / alginate granules without added glycerin; 2 – альгинатные гранулы с добавлением глицерина / alginate granules with added glycerin

**Таблица 2. Определение жизнеспособности микроорганизмов после шестимесячного хранения микрокапсулированных с глицерином клеток бактерий**  
**Table 2. Determination of the viability of microorganisms after 6 months of storage of of bacterial cells microencapsulated with glycerin**

№	Микроорганизмы Microorganisms	Жизнеспособность перед консервацией, КОЕ/мл Viability before conservation, CFU/ml	Субкультивирование Subculturing		Микрокапсулирование клеток Cell microencapsulation		Микрокапсулирование с глицерином Microencapsulation with glycerin	
			КОЕ/мл CFU/ml	%	КОЕ/мл CFU/ml	%	КОЕ/мл CFU/ml	%
1	<i>P.aeruginosa D4</i>	(2,3±0,1) x 108	(1,7±0,1) x 108	74	(1,7±0,2) x 108	80	(2,1±0,2) x 108	91
2	<i>P.aeruginosa T1</i>	(2,1±0,1) x 108	(1,6±0,2) x 108	76	(1,7±0,1) x 108	76	(1,9±0,1) x 108	91
3	<i>P.aeruginosa T2</i>	(4,7±0,2) x 108	(3,4±0,3) x 108	72	(4,0±0,2) x 108	85	(4,3±0,2) x 108	91
4	<i>P.aeruginosa T4</i>	(3,3±0,2) x 108	(2,4±0,2) x 108	73	(2,5±0,2) x 108	76	(2,9±0,2) x 108	88
5	<i>B.safensis subsp. safensis A2</i>	(4,6±0,2) x 107	(3,4±0,2) x 107	74	(4,2±0,3) x 107	96	(4,5±0,3) x 107	98
6	<i>B.licheniformis PW2</i>	(2,2±0,1) x 107	(1,8±0,2) x 107	82	(1,9±0,1) x 107	86	(2,1±0,1) x 107	96
7	<i>B.paralicheniformis R4</i>	(8,1±0,3) x 106	(7,5±0,3) x 106	93	(7,7±0,4) x 106	94	(7,8±0,4) x 106	96
8	<i>B.licheniformis A3</i>	(9,5±0,5) x 106	(7,5±0,5) x 106	79	(8,8±0,4) x 106	92	(9,0±0,4) x 106	95

**Таблица 3. Определение нефтеэмульгирования микроорганизмов после шестимесячного хранения в микрокапсулах с глицерином**  
**Table 3. Determination of petroleum emulsification of microorganisms after six months of storage in microcapsules with glycerin**

№	Микроорганизмы Microorganisms	Нефтеэмульгирование до консервации (E24), % Oil emulsification before conservation (E24), %	После шестимесячного хранения, (E24), % After six months storage (E24), %		
			периодический пересев periodic reinoculation	микрокапсулирование клеток cell microencapsulation	микрокапсулирование с глицерином microencapsulation with glycerin
1	<i>P.aeruginosa D4</i>	51±2,3	44±2,3	51±2,3	51±2,3
2	<i>P.aeruginosa T1</i>	73,1±3,2	68±3,0	75±3,2	78±3,2
3	<i>P.aeruginosa T2</i>	54,2±2,5	54,2±2,5	54±2,5	53±2,5
4	<i>P.aeruginosa T4</i>	64±3,2	66±3,2	62±3,1	61±3,1
5	<i>B.safensis subsp. safensis A2</i>	60,9±3,3	55±3,3	61,5±3,3	60,5±3,3
6	<i>B.licheniformis PW2</i>	51,6±2,3	50,5±2,3	51±3,3	51,1±2,3
7	<i>B.paralicheniformis R4</i>	62,1±2,9	54,4±2,9	58,9±2,9	58±2,9
8	<i>B.licheniformis A3</i>	68,5±1,8	65±1,7	67±1,8	69±1,8

после их шестимесячного хранения при +40°C обеспечивает высокую жизнеспособность клеток (88–98%) с сохранением функциональности иммобилизованных клеток. Индекс нефтеэмульгирования бактерий сохранился на уровне значений до консервации, тогда как при классических методах хранения в течение 6 мес. количество жизнеспособных клеток ниже. Так, при субкультивировании этот показатель для псевдомонад составил 72–76%, для бацилл – 79–93%, при микрокапсулировании в альгинатный гель без глицерина для псевдомонад жизнеспособность клеток равна 76–85%, бацилл – 86–96%. Следует отметить, что после шестимесячного хранения в капсулированном виде с глицери-

ном жизнеспособность неспорозных культур – псевдомонад – находится в пределах 88–91%, тогда как для спорообразующих бацилл этот показатель составляет 95–98%. Такая корреляция наблюдается и для классических методов хранения – субкультивирования и микрокапсулирования в альгинатный гель.

Выявлено, что из исследованных 8 культур бактерий после шестимесячной консервации тремя методами (субкультивирование, микрокапсулирование клеток и микрокапсулирование с глицерином) следующие 3 культуры при всех методах хранения обладают индексом нефтеэмульгирования выше 60%: *P.aeruginosa T1*, *P.aeruginosa T4*, *B. licheniformis A3*.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Данное исследование выполнено в рамках финансирования Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (ИРН BR18574066).

**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: Кайырманова Г.К. – анализ и проверка результатов, предоставление консультаций, валидация, редактирование рукописи, Асылбек А.Е. – сбор, обработка и анализ экспериментальных данных, проведение исследования, визуализация материала, Исламова А.Р. – написание рукописи, проведение исследования, редактирование рукописи, Ерназарова А.К. – разработка методологических подходов, предоставление консультаций, Абитбекова А.У. – сбор, обработка и анализ экспериментальных данных,

Шаймерденова У.Т. – анализ результатов, предоставление консультаций.

**ADDITIONAL INFORMATION**

**Funding source.** This research has been funded by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan (URN BR18574066).

**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: Gulzhan K. Kaiyrmanova – analysis and verification of results, provision of consultations, validation, editing the manuscript; Alisher E. Asylbek – collection, processing and analysis of experimental data, conducting the study, visualization of material; Aida R. Islamova – writing the manuscript, conducting the study, editing the manuscript; Aliya K. Yernazarova – development of methodological approaches, provision of consultations; Aelina U. Abitbekova – collection, processing and analysis of experimental data; Ulzhan T. Shaimerdenova – analysis of results, provision of consultations.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Cui K., Zhang Z., Zhang Z., et al. Stimulation of indigenous microbes by optimizing the water cut in low permeability reservoirs for green and enhanced oil recovery // *Sci Rep.* 2019. Vol. 9, N 1. doi:10.1038/s41598-019-52330-2.
2. Singh N.K., Choudhary S. Bacterial and archaeal diversity in oil fields and reservoirs and their potential role in hydrocarbon recovery and bioprospecting // *Environ Sci Pollut Res.* 2021. Vol. 42. P. 58819–58836. doi:10.1007/s11356-020-11705-z.
3. Al-Kaabi N., Disi Z.A., Al-Ghouti M.A., et al. Interaction between indigenous hydrocarbon-degrading bacteria in reconstituted mixtures for remediation of weathered oil in soil // *Biotechnol Rep.* 2022. Vol. 36. doi:10.1016/j.btre.2022.e00767.
4. Smyth T., Perfumo A., McClean S., et al. Isolation and Analysis of Lipopeptides and High Molecular Weight Biosurfactants in Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology. Berlin : Springer Berlin Heidelberg, 2010. 4200 p.
5. Prakash O., Nimonkar Y., Desai D. A Recent Overview of Microbes and Microbiome Preservation // *Indian J Microbiol.* 2020. Vol. 60, N 3. P. 297–309. doi:10.1007/s12088-020-00880-9.
6. Alonso S. Novel preservation techniques for microbial cultures. Ojha K., Tiwari S., Brijesh K., editors. *Novel Food Fermentation Technologies.* Cham : Springer, 2016. P. 7–33.
7. She R.C., Butler-Wu S.M. Procedures for the Storage of Microorganisms. Ledebner N., Karlowsky J., Carrel C.K., Pfaller A.M., editors. *Manual of Clinical Microbiology*, 13th ed. 2023. Washington : ASM Press. P. 1–6.
8. Кайырманова Г.К., Сайранбекова Н.Р., Ерназарова А.К., и др. Исследование нефтеэмульгирующих бактерий с длительным хранением // *Biological Sciences journal.* 2023. Том 1, № 1. С. 30–38. doi:10.52081/BSJ.2023.v01.i1.004.
9. Bircher L., Geirnaert A., Hammes F., et al. Effect of cryopreservation and lyophilization on viability and growth of strict anaerobic human gut microbes // *Microb Biotechnol.* 2018. Vol. 11, N 4. P. 721–733. doi:10.1111/1751-7915.13265.
10. Bassani J.C., Queiroz Santos V.A., Barbosa-Dekker A.M., et al. Microbial cell encapsulation as a strategy for the maintenance of stock cultures // *LWT.* 2019. Vol. 102. P. 411–417. doi:10.1016/j.lwt.2018.12.058.

11. Gbassi G.K., Vandamme T., Ennahar S., Marchioni E. Microencapsulation of *Lactobacillus plantarum* spp in an alginate matrix coated with whey proteins // International Journal of Food Microbiology. 2009. Vol. 129, N 1. P. 103–105. doi:10.1016/j.ijfoodmicro.2008.11.012.
12. microbeonline.com [Internet]. Bacteriology: Maintenance and Preservation of Organisms [дата обращения 13.12.2023]. Доступ по ссылке: <https://microbeonline.com/maintenance-and-preservation-of-pure-cultures-of-bacteria/>.
13. Gudina E.J., Pereira J.F.B., Costa R., et al. Biosurfactant-producing and oil-degrading *Bacillus subtilis* strains enhance oil recovery in laboratory sand-pack columns// Journal of Hazardous Materials. 2013. Vol. 261. P. 106–113. doi:10.1016/j.jhazmat.2013.06.071.
14. Волков А.И., Жарский И.М. Большой химический справочник. Москва : Современная школа, 2005. 608 с.
15. Казахстан. Национальная энциклопедия / под ред. Буркитбай А. Арысқумское нефтегазоконденсатное месторождение. Алматы: Қазақ энциклопедиясы, 2004. С. 266.
16. Cooper D.G., Goldenberg B.G. Surface-Active Agents from Two *Bacillus* Species // Applied and Environmental Microbiology. 1987. Vol. 53, N 2. P. 224–229. doi:10.1128/aem.53.2.224-229.1987.
17. Morikawa M., Hirata Y., Imanaka T. A study on the structurefunction relationship of lipopeptide biosurfactants // Biochim Biophys Acta. 2000. Vol. 1488, N 3. P. 211–218. doi:10.1016/s1388-1981(00)00124-4.
18. Prakash O., Nimonkar Y., Shouche Y.S. Practice and prospects of microbial preservation // FEMS Microbiology Letters. Vol. 339, N 1. P. 1-9 doi: 10.1111/1574-6968.12034.
19. Boothby T.C., Tapia H., Brozyna A.H., et al. Tardigrades Use Intrinsically Disordered Proteins to Survive Desiccation // Molecular Cell. 2017. Vol. 65, N 6. P. 975–984. doi:10.1016/j.molcel.2017.02.018.
20. Szulc A., Ambrozewicz D., Sydow M., et al. The influence of bioaugmentation and biosurfactant addition on bioremediation efficiency of diesel-oil contaminated soil: feasibility during field studies // J. Environ. Manage. 2014. Vol. 132. P. 121–128. doi:10.1016/j.jenvman.2013.11.006.
21. Кайырманова Г.К., Тапешова Ш.Ж., Шаймерденова У.Т., и др. Идентификация микроорганизмов, выделенных из нефтепластовых вод нефтяного месторождения Ақинген, Қазақстан // Вестник КазНУ. Серия Биологическая. 2022. Том 90, № 1. С. 126–136. doi:10.26577/eb.2022.v90.i1.11.
22. Samara D.A., Sousa S.B., Neto E.B., Oliveira C.A. Application of rhamnolipid biosurfactant produced by *Pseudomonas aeruginosa* in microbial-enhanced oil recovery (MEOR) // J. Pet. Explor. Prod. Technol. 2019. Vol. 9, N 3. P. 2333–2341. doi:10.1007/s13202-019-0633-x.

## REFERENCES

1. Cui K, Zhang Z, Zhang Z, et al. Stimulation of indigenous microbes by optimizing the water cut in low permeability reservoirs for green and enhanced oil recovery. *Sci Rep.* 2019;9(1). doi:10.1038/s41598-019-52330-2.
2. Singh NK, Choudhary S. Bacterial and archaeal diversity in oil fields and reservoirs and their potential role in hydrocarbon recovery and bioprospecting. *Environ Sci Pollut Res.* 2021;42:58819–58836. doi:10.1007/s11356-020-11705-z.
3. Al-Kaabi N, Disi ZA, Al-Ghouti MA, et al. Interaction between indigenous hydrocarbon-degrading bacteria in reconstituted mixtures for remediation of weathered oil in soil. *Biotechnol Rep.* 2022;36. doi:10.1016/j.btre.2022.e00767.
4. Smyth T, Perfumo A, McClean S, et al. Isolation and Analysis of Lipopeptides and High Molecular Weight Biosurfactants in Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology. Berlin: Springer Berlin Heidelberg; 2010. 4200 p.
5. Prakash O, Nimonkar Y, Desai D. A Recent Overview of Microbes and Microbiome Preservation. *Indian J Microbiol.* 2020;60(3):297–309. doi:10.1007/s12088-020-00880-9.
6. Alonso S. Novel preservation techniques for microbial cultures. Ojha K, Tiwari S, Brijesh K, editors. *Novel Food Fermentation Technologies.* Cham: Springer; 2016. P. 7–33.
7. She RC, Butler-Wu SM. *Procedures for the Storage of Microorganisms.* Ledebner N, Karlowsky J, Carrel CK, Pfaller AM, editors. *Manual of Clinical Microbiology, 13th ed.* 2023. Washington : ASM Press. P. 1–6.
8. Kaiyrmanova GK, Sairanbekova NR, Yernazarova AK, et al. Study of oil-emulsing bacteria with long-term storage. *Biological Sciences journal.* 2023;1(01):30–38. doi:10.52081/BSJ.2023.v01.i1.004.
9. Bircher L, Geirnaert A, Hammes F, et al. Effect of cryopreservation and lyophilization on viability and growth of strict anaerobic human gut microbes. *Microb Biotechnol.* 2018;11(4):721-733. doi:10.1111/1751-7915.13265.
10. Bassani JC, Queiroz Santos VA, Barbosa-Dekker AM, et al. Microbial cell encapsulation as a strategy for the maintenance of stock cultures. *LWT.* 2019;102:411–417. doi:10.1016/j.lwt.2018.12.058.



11. Gbassi GK, Vandamme T, Ennahar S, Marchioni E. Microencapsulation of *Lactobacillus plantarum* spp in an alginate matrix coated with whey proteins. *International Journal of Food Microbiology*. 2009;129(1):103–105. doi:10.1016/j.ijfoodmicro.2008.11.012.
12. microbeonline.com [Internet]. Bacteriology: Maintenance and Preservation of Organisms [cited 2023 Dec 12]. Available from: <https://microbeonline.com/maintenance-and-preservation-of-pure-cultures-of-bacteria/>.
13. Gudina EJ, Pereira JFB, Costa R, et al. Biosurfactant-producing and oil-degrading *Bacillus subtilis* strains enhance oil recovery in laboratory sand-pack columns. *Journal of Hazardous Materials*. 2013;261:106–113. doi:10.1016/j.jhazmat.2013.06.071.
14. Volkov AI, Zharskiy IM. Bol'shoy himicheskiy spravochnik. Moscow: Sovremennaya shkola; 2005. 608 p.
15. Burkitbay A. editor. Kazakhstan. *Natsional'naya entsiklopediya*. Aryskskoye neftegazokondensatnoye mestorozhdeniye. Almaty: Kazak entsiklopediyasy; 2004. P. 266. (In Russ).
16. Cooper DG, Goldenberg BG. Surface-Active Agents from Two *Bacillus* Species. *Applied and Environmental Microbiology*. 1987;53(2.):224–229. doi:10.1128/aem.53.2.224-229.1987.
17. Morikawa M, Hirata Y, Imanaka T. A study on the structurefunction relationship of lipopeptide biosurfactants. *Biochim Biophys Acta*. 2000;1488(3):211–218. doi:10.1016/s1388-1981(00)00124-4.
18. Prakash O, Nimonkar Y, Shouche YS. Practice and prospects of microbial preservation // *FEMS Microbiology Letters*. Vol. 339, N 1. P. 1-9 doi: 10.1111/1574-6968.12034.
19. Boothby TC, Tapia H, Brozena AH, et al. Tardigrades Use Intrinsically Disordered Proteins to Survive Desiccation. *Molecular Cell*. 2017;65(6):975–984. doi:10.1016/j.molcel.2017.02.018.
20. Szulc A, Ambrozewicz D, Sydow M, et al. The influence of bioaugmentation and biosurfactant addition on bioremediation efficiency of diesel-oil contaminated soil: feasibility during field studies. *J. Environ. Manage*. 2014;132:121–128. doi:10.1016/j.jenvman.2013.11.006.
21. Kaiymanova GK, Tapesheva SZ, Shaimerdenova UT, et al. Identification of microorganisms isolated from oil reservoir water of the Akingen field, Kazakhstan. *Experimental Biology*. 2022;1(90):126–136. doi:10.26577/eb.2022.v90.i1.11.
22. Camara DA, Sousa SB, Neto EB, Oliveira CA. Application of rhamnolipid biosurfactant produced by *Pseudomonas aeruginosa* in microbial-enhanced oil recovery (MEOR). *J. Pet. Explor. Prod. Technol*. 2019;9(3):2333–2341. doi:10.1007/s13202-019-0633-x.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### **Кайырманова Гульжан Кайыржановна**

канд. биол. наук  
ORCID 0000-0001-8486-0566  
e-mail: [kaiyrman@mail.ru](mailto:kaiyrman@mail.ru).

### **Асылбек Әлішер Ерланұлы**

ORCID 0009-0004-0991-5474  
e-mail: [alisherasilbek162@gmail.com](mailto:alisherasilbek162@gmail.com).

### **\*Исламова Аида Руслановна**

ORCID 0009-0004-6923-4160  
e-mail: [aida.islamovaa@gmail.com](mailto:aida.islamovaa@gmail.com).

### **Ерназарова Алия Кулахметовна**

канд. биол. наук  
ORCID 0000-0001-5195-1795  
e-mail: [aliya.yernazarova@kaznu.edu.kz](mailto:aliya.yernazarova@kaznu.edu.kz).

### **Абитбекова Аэлина Улановна**

ORCID 0009-0002-1180-2570  
e-mail: [aelinaabitbekova@gmail.com](mailto:aelinaabitbekova@gmail.com).

### **Шаймерденова Ұлжан Тұрғанбекқызы**

ORCID 0000-0001-7399-7639  
e-mail: [shaimerdenovau@gmail.com](mailto:shaimerdenovau@gmail.com).

## AUTHORS' INFO

### **Gulzhan K. Kaiyrmanova**

Cand. Sc. (Biology)  
ORCID 0000-0001-8486-0566  
e-mail: [a.beken@kmge.kz](mailto:a.beken@kmge.kz).

### **Alisher E. Asylbek**

ORCID 0009-0004-0991-5474  
e-mail: [alisherasilbek162@gmail.com](mailto:alisherasilbek162@gmail.com).

### **\*Aida R. Islamova**

ORCID 0009-0004-6923-4160  
e-mail: [aida.islamovaa@gmail.com](mailto:aida.islamovaa@gmail.com).

### **Aliya K. Yernazarova**

Cand. Sc. (Biology)  
ORCID 0000-0001-5195-1795  
e-mail: [aliya.yernazarova@kaznu.edu.kz](mailto:aliya.yernazarova@kaznu.edu.kz).

### **Aelina U. Abitbekova**

ORCID 0009-0002-1180-2570  
e-mail: [aelinaabitbekova@gmail.com](mailto:aelinaabitbekova@gmail.com).

### **Ulzhan T. Shaimerdenova**

ORCID 0000-0001-7399-7639  
e-mail: [shaimerdenovau@gmail.com](mailto:shaimerdenovau@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

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

## 1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала [vestnik-ngo.kz](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. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский 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.

<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.

при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «\*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, ФТАХР)** 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 задаётся заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, межстрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Tүйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение»

и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а, б, в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задаётся 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, 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, ӘЖЖ), 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,

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

<sup>3</sup> Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.



with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name ("Fig. 1", "Table 2").

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

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>, FТАХР<sup>2</sup>**, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын 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, ӘОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӘОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

<sup>3</sup> Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), 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 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. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («\*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «\*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

**Бет жиектері** келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

**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	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Руководитель проектов НИОКР ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пятибратов Петр Вадимович	Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR), Баку, Азербайджан, PhD в области технических наук
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Уфа, Башкортостан (Россия), докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулеберганович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор
Габдуллин Маратбек Тулеберганович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

**Editorial board members  
of the Kazakhstan journal of 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, doctor of technical sciences
Ogai Evgeny Kiponiyevich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
<b>Members of the editorial board</b>	
Ibrashev Kenzhebek Niyazovich	General Director of the KAZENERGY Association, Candidate of Technical Sciences
Kuandykov Baltabek Mukhanovich	President of Meridian Petroleum LLP, President of the Kazakhstan Society of Petroleum Geologists, doctor of geological and mineral sciences, Academician of the International Academy of Mineral Resources
Kulekeyev Zhaksybek Abdrakhmetovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, Candidate of Economic Sciences, Professor
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Munara Askar	R&D project manager of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Doctor of Chemical Sciences
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Engineer of KMG Engineering LLP, Candidate of Chemical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences
Pyatibratov Pyotr Vadimovich	Dean of the Faculty of Oil and Gas Fields Development, Head of the Department of Oil Fields Development and Operation, Director of the Center for Innovative Training of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Candidate of Technical Sciences
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	Head of the Science Research Project Institute "Neftegaz" (SOCAR), Baku, Azerbaijan, PhD in Technical Sciences
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Bashkortostan (Russia), doctor of technical sciences
Abilkhasimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, doctor of geological and mineral sciences
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, PhD in plasma physics, Professor
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, PhD in plasma physics, Professor



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

<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	«KAZENERGY» қауымдастығының бас директоры, техн. ғылым. канд.
Қуандықов Балтабек Мұханұлы	«Меридиан Петролеум» ЖШС компаниясының президенті, Қазақстан мұнайшы-геологтар қоғамының (ҚМГҚ) президенті, геол.-мин. ғылым. докт., Халықаралық минералдық ресурстар академиясының академигі
Құлекеев Жақсыбек Әбдірахметұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, экон. ғылым. канд., профессор
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мұнара Асқар	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС F3TKЖ жобасының басшысы, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсиқызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші инженері, хим. ғылым. канд., пед. ғылым. докт.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Әбілхасымов Хайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, геол.-мин. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор

Подписано в печать 31.03.2024 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)