

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА  
**ВЕСТНИК**



Научно-практический журнал

Том 5, №2 (2023)

Научно-практический журнал  
*Scientific and Practical Journal*

**ВЕСТНИК  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ  
саласының хабаршысы**

*Kazakhstan journal for oil & gas industry*

**Том 5, № 2 (2023)**

Астана 2023

# Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

## Том 5, № 2 (2023)

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

**Учредитель**  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
АО «НК «КазМунайГаз»

**Главный редактор**  
Салимгереев Малик  
Жанабаевич  
Генеральный директор  
ТОО «КМГ Инжиниринг»

**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*  
Утеев Р.Н., *PhD по геологии*  
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)*

Тираж 300 экз.

**Почтовый адрес:**  
г. Астана,  
ул. Дінмұхамед Қонаев,  
здание 8

**Тел.** +7-7172-579-476  
**E-mail:** vestnik@kmg.kz

**website:** vestnik-ngo.kz

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

## Содержание

### ГЕОЛОГИЯ

**Санатова Ж.А., Калиев Д.Т.**

Обзор методов сейсмостратиграфической привязки в условиях ограниченного или некондиционного набора исходных скважинных данных ..... 5

**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 ..... 17

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Султанов Ш.Х., Маляренко А.М.**

Геотехнологическое регулирование разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами ..... 31

**Аскарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У.**

Эффективность внедрения чередующегося водогазового воздействия на примере карбонатного месторождения Казахстана ..... 42

**Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К.**

Определение единых критериев применимости технологий методов увеличения нефтеотдачи и разработка инструмента по скринингу данных технологий ..... 54

**Машрапова М.А., Тилеуберди Н., Абдели Д.Ж., Оздоев С.М., Искак А.С.**

Гидравлический разрыв пласта с использованием высококипящих компонентов нефти в качестве жидкости разрыва ..... 69

**Кабдулова Л.Б., Юсубалиев Р.А., Урымбасаров Р.Д., Башев А.А., Марданов А.С.**

Применение программного обеспечения «ЖУЛДЫЗ». Адаптация и работа с моделями ..... 81

### ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНОЙ ПРОДУКЦИИ

**Кадыров С.Р.**

Исследование и сравнение технологий и методов процессов извлечения и производства серы ..... 91

### ЭКОЛОГИЯ

**Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Карабакин У.С., Тиесов Д.С., Аханова Т.Р., Кеняйкин П.В.**

Перспективы использования энергоаккумулирующих веществ в решении экологических проблем нефтяной отрасли ..... 99

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» ..... 117

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» ..... 125

# Kazakhstan journal for oil & gas industry

## 2023;5(2)

### Scientific and Practical Journal

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

Certificate No. 17609-Zh

### Founder

KMG Engineering LLP  
KazMunayGas NC JSC

### Chief Editor

Salimgereyev Malik  
Zhanabayevich  
Director General  
KMG Engineering LLP

### Members of the editorial board

Karabalin U.S., D. Sc.  
(Engineering), Deputy Chief Editor  
Ogay E.K., D. Sc. (Engineering), Deputy Chief Editor  
Ibrashv K.N., CanD. Sc. (Engineering)  
Kuandykov B.M., D. Sc. (Geology and Mineralogy)  
Kulekeyev Zh.A., CanD. Sc. (Economics)  
Uteyev R.N., Ph.D. of Geological Sciences  
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

Circulation 300 copies.

### Address:

Building 8, Dinmukhamed  
Konayev Str., Astana

Tel. +7-7172-579-476

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP  
KazMunayGas NC JSC

## Contents

### GEOLOGY

#### Sanatova Zh., Kaliyev D.

Overview of seismic stratigraphic referencing methods in conditions of limited or substandard set of initial well data.....5

#### Bolysbek D., Kulzhabekov A., Bekbau B., Uzbekaliyev K.

Study of the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on X-ray microcomputed tomography images .....17

### OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

#### Sultanov Sh. Malyarenko A.

Geotechnological regulation of the development of oil fields with hard-to-recover reserves .....31

#### Askarova I., Uteyev R., Mardanov A., Jaxylykov T., Junusbayeva A.

The Effectiveness of the Introduction of the Water-Alternated-Gas Injection on the example of a Carbonate Field in Kazakhstan .....42

#### Musharova D., Zhappasbayev B., Orynbassar E.

Determination of uniform criteria for the applicability of technologies for enhanced oil recovery methods and development of a tool for screening these technologies .....54

#### Mashrapova M., Tileuberdi N., Abdeli D., Ozdoyev S., Iskak A.

Hydraulic fracturing using high-boiling fraction of oil as a fracturing fluid .....69

#### Kabdullova L., Yussubaliyev R., Urymbassarov R., Bashev A., Mardanov A.

Application of the software "ZHULDYZ". Adaptation and work with models .....81

### BY-PRODUCT PROCESSING

#### Kadyrov S.

Investigation and comparison of technologies and methods of sulfur recovery and production processes .....91

### ECOLOGY

#### Boiko G., Sarmurzina R., Galiyeva N., Karabalin U., Tiessov D., Akhanova T., Kenyaikin P.

Prospects for the use of energy-accumulating substances in solving environmental problems in the oil industry .....99

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice ..... 119

Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry .....126

# Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

## 5 том, № 2 (2023)

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

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

**Бас редактор**  
Сәлімгереев Мәлік  
Жанабайұлы  
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Бас  
директоры

**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.*  
Өтеев Р.Н., *геология жөніндегі*  
*PhD*  
Өміралиев Б.Т., *техн. ғылым.*  
*докт.*

Мұнара А., *геология жөніндегі*  
*PhD*  
Сармурзина Р.Г., *хим. ғылым.*  
*докт.*

Нұртаева Г.К., *пед. ғыл. докт.*  
*хим. ғылым. канд.*  
Исмаилов Ф.С., *техн. ғылым.*  
*жөніндегі PhD (Өзірбайжан)*  
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)*

Тираж 300 дана.

**Почталық мекенжайы:**  
Астана қ-сы,  
Дінмұхамед Қонаев көш., 8  
ғимарат  
**тел.:** +7-7172-579-476  
**E-mail:** vestnik@kmg.kz.

**website:** vestnik-ngo.kz

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

## Мазмұны

### ГЕОЛОГИЯ

**Санатова Ж.А., Қалиев Д.Т.**

Шектеулі немесе шартты емес бастапқы деректер жағдайында ұңғымаларды байланыстыру әдістері .....5

**Болысбек Д.Ә., Құлжабеков Ә.Б., Бекбау Б.Е.,  
Өзбекалиев К.Ш.**

Рентгендік микрокомпьютерлік томографиядан алынған кескіндер негізінде тау жыныстарының кеуек құрылымын зерттеу және макроскопиялық сипаттамаларын есептеу .....17

### МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

**Султанов Ш.Х., Маляренко А.М.**

Алынуы қиын қорлары бар мұнай кен орындарын игеруді геотехнологиялық реттеу .....31

**Асқарова І.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С.,  
Джақсылықов Т.С., Жүнісбаева А.У.**

Қазақстанның карбонатты коллекторіне су және газды кезекпен айдау әдісінің тиімділігі .....42

**Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К.**

Мұнай беруді арттыру әдістері технологияларын қолданудың бірыңғай өлшемдерін анықтау және осы технологияларды скринингі құралды әзірлеу.....54

**Машрапова М.Ө., Тілеуберді Н., Абделі Д.Ж.,  
Оздоев С.М., Ысқақ А.С.**

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары фракциясын жару сұйықтығы ретінде қолданып қабатты гидравликалық жару .....69

**Қабдулова Л.Б., Юсубәліев Р.А., Ұрымбасаров Р.Д.,  
Башев А.А., Марданов А.С.**

Қолдану бағдарламалық қамтамасыз ету "ЖҰЛДЫЗ". Бейімдеу және жұмыс істеу моделі .....81

### ІЛЕСПЕ ӨНІМДІ ҚАЙТА ӨНДЕУ

**Қадыров С.Р.**

Күкірт алу мен өндірудің процестерінің технологиялары мен әдістерін зерттеу және салыстыру .....91

### ЭКОЛОГИЯ

**Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Ғалиева Н.П., Карабалин У.С.,  
Тиесов Д.С., Аханова Т.Р., Кенякин П.В.**

Мұнай саласының экологиялық проблемаларын шешуде энергия жинақтаушы заттарды пайдалану перспективалары .....99

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар .....122

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» журналының редакциялық алқасының құрамы .....127

УДК 550.8.05  
МРНТИ 38.19.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>

Получена: 20.04.2023.

Одобрена: 21.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

### Обзор методов сейсмостратиграфической привязки в условиях ограниченного или некондиционного набора исходных скважинных данных

**Ж.А. Санатова, Д.Т. Калиев**

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Привязка скважин является неотъемлемой частью сейсмической интерпретации как на этапе структурного, так и динамического анализа. Привязка сейсмических и скважинных данных – это критически важный процесс, позволяющий увязать геологические объекты, выделенные по материалам сейсморазведочных работ, с фактическими данными, полученными из скважин, т.к. он основывается на связи между литологическим составом отложений, слагающих изучаемый разрез, и характеристикой отражений. Сейсмические данные в большинстве случаев представлены во временном масштабе, тогда как скважинные данные – в глубинном, и для их калибровки необходимо подобрать скоростной закон и установить соотношение «время – глубина».

**Цель.** В данной статье поставлена задача углубить понимание важности проведения качественного контроля исходных скважинных данных для улучшения результата сейсмостратиграфической привязки и повышения эффективности геологоразведочных работ, а также предложить методы, позволяющие повысить качество и эффективность привязки.

**Материалы и методы.** Описаны способы корректировки показаний акустического каротажа, приведены различные алгоритмы проведения привязки сейсмических и скважинных данных.

**Результаты.** В работе рассмотрены причины искажений значений исходных скважинных данных, примеры анализа качества данных, предложены варианты, как в условиях ограниченного либо изначально некондиционного набора исходных данных провести сейсмостратиграфическую привязку и получить достоверные глубинно-скоростные зависимости по скважинам.

**Заключение.** Проведение контроля качества и при необходимости коррекции исходных скважинных данных является критически важным этапом для повышения точности итоговых результатов сейсмической интерпретации. Важно отметить, что даже при ограниченности и низком качестве входных данных возможно получить глубинно-временные зависимости. Однако результаты работ показывают, что редактирование и внесение поправок в исходные каротажные диаграммы значительно повышают качество и детальность сейсмостратиграфической привязки.

**Ключевые слова:** сейсмостратиграфическая привязка, вертикальное сейсмическое профилирование, акустический каротаж, зависимость «время – глубина», контроль качества, редактирование кривых, алгоритм привязки, пластовые скорости, годограф.

#### Как цитировать:

Санатова Ж.А., Калиев Д.Т. Обзор методов сейсмостратиграфической привязки в условиях ограниченного или некондиционного набора исходных скважинных данных // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 5–16. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>.

**UDC 550.8.05**  
**CSCSTI 38.19.19**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>

Received: 20.04.2023.

Accepted: 21.06.2023.

Published: 30.06.2023.

---

## Original article

### Overview of seismic stratigraphic referencing methods in conditions of limited or substandard set of initial well data

**Zhaniya A. Sanatova, Dias T. Kaliyev**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ANNOTATION

**Background:** Well tying is an integral part of seismic interpretation both at the stage of structural and dynamic analysis. Linking seismic and well data is a critical process that allows you to link geological objects identified from seismic data with actual data obtained from wells, because it is based on the relationship between the lithological composition of the deposits that make up the section under study and the characteristics of the reflections. Seismic data are in most cases presented on a time scale, while well data are on a depth scale, and in order to calibrate them, it is necessary to select a velocity law and establish a time-depth relationship.

**Aim:** This article aims to deepen the understanding of the importance of quality control of initial well data to improve the result of seismic stratigraphic tying and increase the efficiency of geological exploration, as well as to propose methods to improve the quality and efficiency of tying.

**Materials and methods:** Methods for correcting the readings of acoustic logging are described, various algorithms for tying seismic and well data are given.

**Results:** The paper considers the reasons for the distortion of the values of the initial well data, examples of data quality analysis, suggests options for how to conduct a seismic stratigraphic tie in the conditions of a limited or initially substandard set of initial data and obtain reliable depth-velocity dependences for wells.

**Conclusion:** Conducting quality control and, if necessary, correcting the original well data is a critical step to improve the accuracy of the final results of seismic interpretation. It is important to note that even with limited and low quality input data, it is possible to obtain depth-time dependencies. However, the results of the work show that editing and amending the original logs significantly improve the quality and detail of the seismic stratigraphic tie.

**Keywords:** *seismostratigraphic referencing, vertical seismic profiling, acoustic logging, time-depth relationship, quality control, curve editing, referencing algorithm, reservoir velocities, hodograph.*

#### To cite this article:

Sanatova ZA, Kaliyev DT. Overview of seismic stratigraphic referencing methods in conditions of limited or substandard set of initial well data. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(2):5–16.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>.

**ӨОЖ 550.8.05**  
**ГТАХР 38.19.19**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>

Қабылданды: 20.04.2023.

Мақұлданды: 21.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023

## Түпнұсқа зерттеу

# Бастапқы ұңғыма деректерінің шектеулі немесе жарамсыз жиынтығы жағдайындағы сейсмостратиграфиялық байланыстыру әдістеріне шолу

**Ж.А. Санатова, Д.Т. Қалиев**

*ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан*

### ТҮЙІНДЕМЕ

**Негіздеу.** Ұңғымаларды байланыстыру құрылымдық және динамикалық талдау кезеңінде де сейсмикалық интерпретацияның ажырамас бөлігі болып табылады. Сейсмикалық және ұңғымалық деректерді байланыстыру-бұл сейсмикалық барлау жұмыстарының материалдары бойынша бөлінген геологиялық объектілерді ұңғымалардан алынған нақты деректермен байланыстыруға мүмкіндік беретін маңызды процесс, өйткені ол зерттелетін бөлімді құрайтын шөгінділердің литологиялық құрамы мен шағылысу сипаттамасы арасындағы байланысқа негізделген. Сейсмикалық деректер көп жағдайда уақыт шкаласында, ал ұңғыма деректері тереңде және оларды калибрлеу үшін жылдамдық заңын таңдап, «уақыт – тереңдік» қатынасын орнату қажет.

**Мақсаты.** Бұл мақалада сейсмостратиграфиялық байланыстыру нәтижесін жақсарту және геологиялық барлау жұмыстарының тиімділігін арттыру үшін бастапқы ұңғымалық деректерге сапалы бақылау жүргізудің маңыздылығын түсінуді тереңдету, сондай-ақ байланыстыру сапасы мен тиімділігін арттыруға мүмкіндік беретін әдістерді ұсыну міндеті қойылған.

**Материалдар мен әдістер.** Акустикалық каротаж көрсеткіштерін түзету әдістері сипатталған, сейсмикалық және ұңғыма деректерін байланыстырудың әртүрлі алгоритмдері келтірілген.

**Нәтижелері.** Жұмыста бастапқы ұңғыма деректерінің мәндерінің бұрмалану себептері, деректер сапасын талдау мысалдары қарастырылады, бастапқы деректердің шектеулі немесе жарамсыз жиынтығы жағдайындағы сейсмостратиграфиялық байланыстыруды жүргізу және ұңғымалар бойынша сенімді терең жылдамдықты тәуелділіктерді алу нұсқалары ұсынылған.

**Қорытынды.** Сапаны бақылау және қажет болған жағдайда бастапқы ұңғыма деректерін түзету сейсмикалық интерпретацияның қорытынды нәтижелерінің дәлдігін арттырудың маңызды кезеңі болып табылады. Кіріс деректерінің шектеулі және сапасы төмен болса да, терең уақыттық тәуелділіктерді алуға болатынын ескеру маңызды. Дегенмен, жұмыс нәтижелері бастапқы каротаж диаграммаларын өңдеу және түзету сейсмостратиграфиялық байланыстың сапасы мен егжей-тегжейін айтарлықтай жақсартатынын көрсетеді.

**Негізгі сөздер:** *сейсмостратиграфиялық байланыстыру, тік сейсмикалық профиліндеу, акустикалық каротаж, уақыт – тереңдік тәуелділігі, сапаны бақылау, қисықтарды редакциялау, байланыстыру алгоритмі, қабат жылдамдығы, годограф.*

### Дәйексөз келтіру үшін:

Санатова Ж.А., Қалиев Д.Т. Бастапқы ұңғыма деректерінің шектеулі немесе жарамсыз жиынтығы жағдайындағы сейсмостратиграфиялық байланыстыру әдістеріне шолу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 5–16 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108643>.



## Введение

Стратиграфическая привязка скважин к сейсмическим данным является неотъемлемым этапом работ по сейсмической интерпретации. Данная операция позволяет отобразить скважинные данные, записанные в глубине, во временной области, что является важным для определения целевых сейсмических горизонтов. При проведении динамического анализа от качества привязки скважин к сейсмике напрямую зависит надёжность извлечения упругих свойств и прогнозирования геологических характеристик разреза. Для достоверной стратиграфической привязки и корректного анализа геолого-геофизических материалов необходим скоростной закон, который позволит откалибровать временные и глубинные данные между собой.

Существует несколько способов получения скоростного закона по изучаемой площади: региональные годографы, данные вертикального сейсмического профилирования (далее – ВСП) или сейсмокаротажа по скважинам, кривые акустического каротажа продольных волн (далее – АК). Самый идеальный сценарий, при котором можно рассчитать наиболее надёжную и детальную глубинно-скоростную зависимость, получается при одновременном использовании замеров ВСП и АК. Однако, к сожалению, на большинстве площадей ВСП не проводится, АК обычно записывается не по всему разрезу и не во всех скважинах, а качество иногда непригодно для проведения привязки.

## Контроль качества данных

Детальность и корректность сеймостратиграфической привязки сильно зависят от исходных данных. Исходными данными для привязки являются чекшот (ВСП, сейсмокаротаж), кривые АК и плотностного каротажа. Прежде чем приступить к самому процессу привязки, необходимо провести анализ кривых геофизических исследований скважин (далее – ГИС) и чекшотов и исключить возможные проблемы, связанные с их некондиционным качеством, влияющим на финальные глубинно-временные зависимости.

Зависимости «время – глубина», вычисленные отдельно по ВСП и акустике,

должны согласовываться друг с другом, и разница между ними в этом случае будет минимальна или равняться нулю. Однако данные глубинно-временные зависимости имеют различия, что продемонстрировано на рис. 1, где мы видим, как одной глубине соответствуют различные значения двойного времени пробега волны: двойное время, полученное из ВСП (зелёная линия), выше, чем по акустике (синяя линия). Это происходит по нескольким причинам [1]:

– во-первых, результаты ВСП могут быть искажены из-за бракованных пунктов взрыва, срывов записей циклов, погрешностей в определении времени прихода волн, некорректной обработки и интерпретации данных;

– во-вторых, замеры АК проводятся в радиусе не более 0,5–1 м от скважины, а данная зона подвергается наибольшему влиянию в процессе бурения в виде размывов стенок скважины, особенно в терригенном разрезе. По этой причине замеренные значения скорости искажаются и могут не соответствовать истинным значениям. Результаты кавернометрии (далее – CALI), показывающие изменение фактического диаметра скважины от глубины, помогают определить наличие зон размыва, сильно влияющих на качество АК;

– в-третьих, скорости упругих волн по ВСП/сейсмокаротажу и акустике изначально не совпадают из-за имеющегося эффекта дисперсии и различных внутрискважинных условий. Помимо этого, при проведении АК применяются более высокочастотные звуковые импульсы, что делает скорости, записанные по данным акустики, быстрее скоростей из ВСП.

В этой связи еще до расчёта синтетики в первую очередь необходимо провести контроль качества данных АК и ВСП, особенно для крупного месторождения с большим количеством скважин, оценить, насколько имеющаяся между ними разница критична, устойчива ли эта разница от скважины к скважине, и провести калибровку.

Калибровка АК и ВСП (или дрейф-анализ) позволяет скорректировать разницу в замеренном времени между АК и ВСП и определить первоначальную зависимость «время – глубина». Данные ВСП максимально приближены к показателям сейсмических съемок

в отношении скоростных и частотных характеристик с относительно невысокой разрешающей способностью. С другой стороны, АК предлагает большую детализацию, но его скорости могут отличаться от сейсмических. Помимо этого, АК обычно не записывается от земной поверхности по всему стволу скважины, в большинстве случаев запись ведётся только в продуктивном интервале. По этой причине скорости пород выше данного интервала неизвестны.

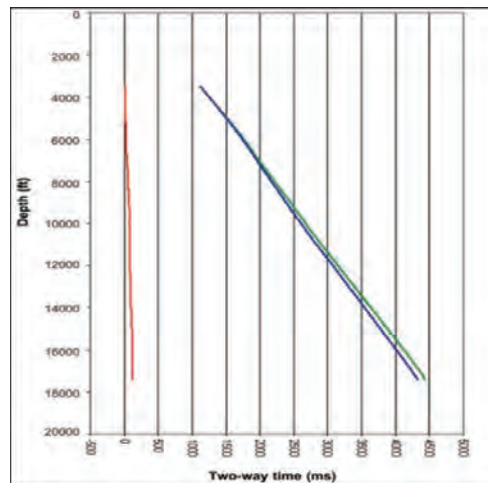
К сожалению, откалибровать данные АК и ВСП или сейсмокаротажа удается не всегда и приходится делать выбор только в пользу одного из них. Этому есть несколько причин: разница между данными слишком значительна, либо скорости по АК слишком занижены по сравнению с ВСП, либо разница непостоянна и меняется от скважины к скважине. Все три случая показаны на примерах ниже.

На рис. 2 представлено интервальное время пробега волны по АК (оранжевого цвета) и ВСП (синего цвета) на примере четырёх скважин одного месторождения. На рисунке отчетливо наблюдается разница в значениях акустики и ВСП в интервалах сильного размыва стенок скважин, соответствующего увеличенному диаметру скважины по CALI.

На рис. 3 показано изменение интервальных скоростей в зависимости от глубины, полученное из оригинальной акустики (оранжевого цвета) и ВСП (синего цвета) в скважине А-1. Как видно на рисунке, интервальные скорости, полученные из АК, почти по всему разрезу характеризуются более низкими показаниями по сравнению со скоростями из ВСП. Разница на представленном примере варьируется от -600 м/с на уровне -800–1000 м до +700 м/с на -1400–1600 м, что, в свою очередь, в дальнейшем окажет сильное влияние на результирующую глубинно-временную зависимость и приведёт к некорректной привязке сейсмических и скважинных данных, что наглядно продемонстрировано на рис. 4.

Пробуренная скважина А-1 вскрывает отложения юры и триаса, а V отражающий горизонт (на разрезе представлен розовым цветом) является границей между двумя стратиграфическими комплексами. Продуктивные горизонты Ю-1–Ю-5 – среднеюрские, Ю-6 и Ю-7 – нижнеюрские, а горизонт Т соответствует

кровле триаса. На рис. 4 представлен сейсмический временной разрез с результатами привязки, выполненной с использованием скоростей оригинальной, не очищенной акустики (а) и интервальных скоростей из ВСП (б). Проведя контроль качества исходных данных, мы понимаем, что значения скоростей из АК сильно занижены по сравнению с ВСП, и, как результат, скважина «садится» гораздо ниже положенного (а), что отчетливо видно по отбивкам горизонтов Ю-6, Ю-7 и Т, где разница с привязкой по данным ВСП (б) составляет 48, 62 и 66 м соответственно. Отметим, что ошибка имеет накопительный эффект, увеличиваясь с глубиной с 0–3 мс в интервале горизонтов Ю-1 и Ю-2 до 66 мс в триасе.



**Рисунок 1. Зависимость «время – глубина», рассчитанная из ВСП (зеленая линия) и акустики (синяя), красная – разница между двумя зависимостями [1]**  
**Figure 1. Two-way time – Depth dependence calculated from VSP (green line) and acoustics (blue), red - the difference between the two dependences [1]**

В случае отсутствия глубокой скважины, вскрывшей низы нижней юры и триаса, можно было и не заметить имеющиеся проблемы с акустикой и некорректно привязать все скважины, в результате чего построенные структурные карты, скоростная и геологические модели, а, соответственно, подсчитанные запасы были бы некорректны.

На низкое качество акустического каротажа может также указывать тот

факт, что результирующий коэффициент корреляции от скважины к скважине остается довольно низким, т.к. в этом случае из-за ошибочной зависимости «время – глубина» сопоставляются не соответствующие друг другу реальные и синтетические трассы.

Решить проблему с низким качеством АК можно несколькими способами:

- 1 способ: рассчитать глубинные тренды отдельно для ВСП и АК, найти поправочный коэффициент, меняющийся с глубиной, разделить глубинный тренд по ВСП на глубинный тренд по АК, и умножить оригинальную кривую АК на поправочный коэффициент;

- 2 способ: выбрать эталонные скважины, равномерно расположенные по площади, в которых АК в наименьшей степени подвержен влиянию скважинных условий при записи, далее определить опорные пласты в глинах по всему исследуемому интервалу, выполнить редактирование и нормализацию кривых АК в остальных скважинах, подбирая поправки таким образом, чтобы кривые в опорных пластах сходились с эталонными скважинами;

- 3 способ: рассчитать синтетическую кривую АК из кривой сопротивления либо из кривой нейтронного каротажа;

- 4 способ: выполнить корректировку или восстановление кривых АК с помощью нейронных сетей при условии достаточности данных и нали-

чи одинакового комплекса ГИС в рассматриваемых скважинах.

На рис. 5 сопоставляются кривые откорректированного АК (фиолетовая кривая), оригинального АК (оранжевая кривая) и акустики, рассчитанной из ВСП (синяя кривая). Как видно на рисунке, сходимость ВСП и АК после внесения поправок существенно улучшается, особенно это заметно в 3-й колонке, где показаны усреднённые версии тех же кривых (соответствующих цветов).

Далее с учётом откорректированной кривой АК (DT\_corr) выполнена привязка по скважине А-7. На рис. 6 наглядно продемонстрировано, что после внесения поправок глубинно-временные зависимости, рассчитанные из DT\_corr (в центре) и ВСП (справа), согласуются между собой: отбивка Ю-6а в обоих случаях располагается на одном временном уровне, в то время как из неочищенной акустики (слева) на 60 мс ниже.

### Сейсмостратиграфическая привязка

После проведения анализа и в случае необходимости корректировки исходных данных наступает следующий этап – непосредственно процесс привязки. Ниже представлены различные сценарии проведения привязки с первоначально разным набором исходных данных.

Процесс сейсмостратиграфической привязки при наличии данных

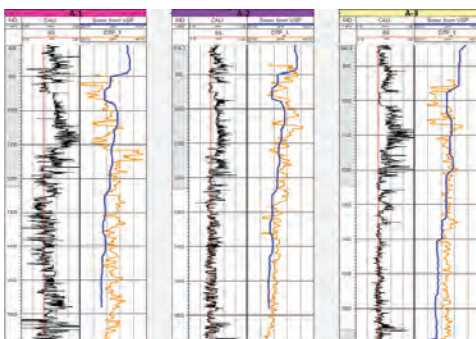


Рисунок 2. Планшет по скважинам А-1, А-2 и А-3 с нанесением каверномера CALI, кривых акустики оригинальной (оранжевая кривая) и рассчитанной из ВСП (синяя кривая)

Figure 2. A plot for wells A-1, A-2 and A-3 with CALI caliper, original acoustic curves (orange curve) and calculated from VSP (blue curve)

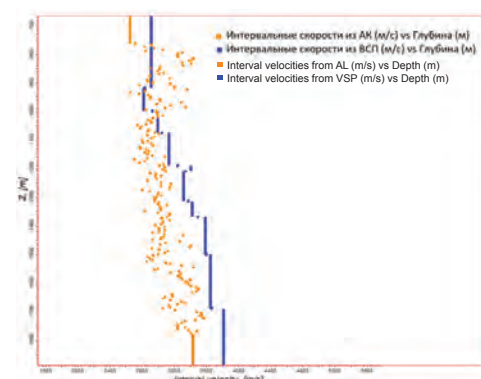
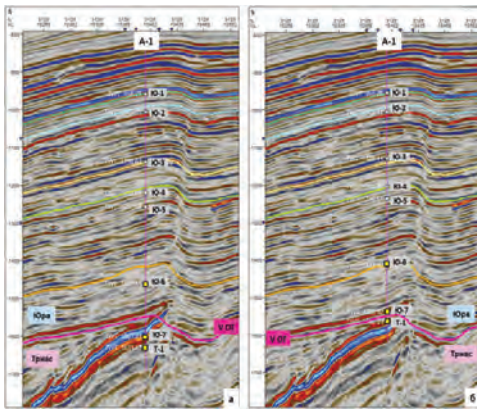


Рисунок 3. Сравнение интервальных скоростей из АК (оранжевая) и ВСП (синяя) с глубиной по скважине А-1  
Figure 3. Comparison of interval velocities from AL (orange) and VSP (blue) with depth for well A-1



**Рисунок 4. Сравнение сейсмостратиграфической привязки по скважине А-1**

**Figure 4. Comparison for seismic stratigraphic tie for well A-1**

а) по данным акустического каротажа / according to acoustic logging; б) по данным ВСП / according to VSP data

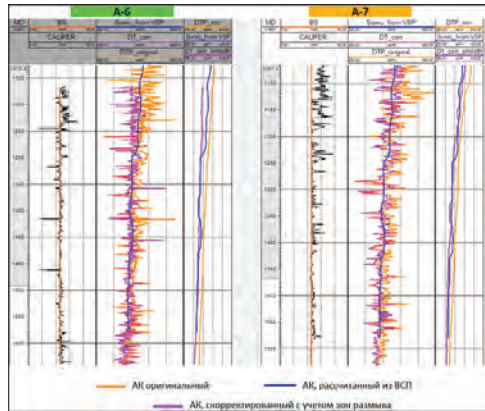
ВСП/сейсмокаротажа и АК включает в себя следующие важные этапы:

- 1) дрейфт-анализ / калибровка АК;
- 2) извлечение импульса, количественный анализ формы и фазы импульса;
- 3) генерация синтетики;
- 4) кросс-корреляция синтетической трассы с сейсмической трассой и оценка формы функции взаимной корреляции;
- 5) применение одновременного сдвига во времени bulkshift или незначительных растяжений/сжатий для коррекции сходимости синтетики и сеймики.

В случае отсутствия ВСП для получения зависимости «время – глубина» (time-depth relationship, или TDR) рекомендуется использовать кривую акустического каротажа и стратиграфические отбивки. Для корректной увязки необходимо наличие надежного репера, который уверенно выделяется как по сейсмическим, так и по каротажным данным.

Алгоритм проведения сейсмостратиграфической привязки в данном случае будет включать следующие этапы:

- 1) расчет первоначальной зависимости «время – глубина» TDR, основываясь на замерах АК;
- 2) применение одновременного общего сдвига bulkshift по реперному горизонту на имеющуюся невязку

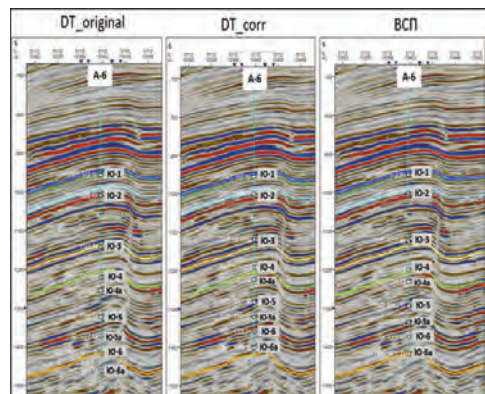


**Рисунок 5. Результаты внесенных корректировок в кривые акустического каротажа на примере скважин А-6 и А-7**

**Figure 5. The results of corrections made to acoustic logging curves on the example of wells A-6 and A-7**

«стратиграфическая отбивка – поверхность»;

- 3) извлечение амплитудно-частотного спектра и сейсмического импульса в исследуемом интервале;
- 4) генерация синтетики;
- 5) кросс-корреляция синтетической трассы с реальной сейсмической трассой и оценка формы функции взаимной корреляции;
- 6) при необходимости применение растяжений / сжатий.



**Рисунок 6. Сравнение результатов привязки с использованием оригинального АК, откорректированного АК и ВСП**

**Figure 6. Comparison of seismic stratigraphic referencing results using original AL, corrected AL and VSP**

В условиях ограниченного или полного отсутствия чекшотов и низкого качества АК, непригодного для привязки, рекомендуется применение осреднённых региональных годографов ВСП.

Необходимо отметить, что осреднять чекшоты из скважин с отличающимися литологическими разрезами, если имеют место резкая гетерогенность и смена литологии, неверно. Помимо этого, применение единого усреднённого регионального скоростного закона для всех скважин может быть также некорректным, если на площади наблюдается латеральное изменение мощностей стратиграфических комплексов в исследуемом интервале. Желательно использование индивидуальных скоростных законов с учётом мощности вскрытых горизонтов в каждой из рассматриваемых скважин.

В скважинах с данными ВСП рассчитываются кривые пластовых скоростей (1):

$$V_{пл} = \Delta z / \Delta t \quad (1)$$

С точки зрения измерения скоростей ВСП используется интегральная толстослойная скоростная модель среды, поскольку время распространения волн связано как с измерением скоростей в среде, так и с глубиной регистрации.

При определении пластовых скоростей по вертикальному годографу за основу берётся аппроксимация линий, где точки пересечения показывают границы пластов, а наклонно соответствуют пластовые скорости (рис. 7).

Алгоритм проведения сейсмостратиграфической привязки в условиях ограниченного количества чекшотов и низкого качества акустического каротажа или их полного отсутствия включает следующие шаги:

- 1) по имеющимся региональным годографам ВСП рассчитать кривые пластовых скоростей;
- 2) оценить скоростные характеристики пластов, сопоставив изменения скоростей из ВСП со стратиграфическими отбивками, и определить осреднённое значение пластовых скоростей для каждого интервала;
- 3) применить полученные значения пластовых скоростей в заданных интервалах для каждой анализируемой скважины;
- 4) рассчитать зависимость «время – глубина» (MD-TWT) и задать её в качестве первоначального TDR;
- 5) применить стандартную процедуру привязки.

На рис. 8–10 показаны результаты сейсмостратиграфической привязки

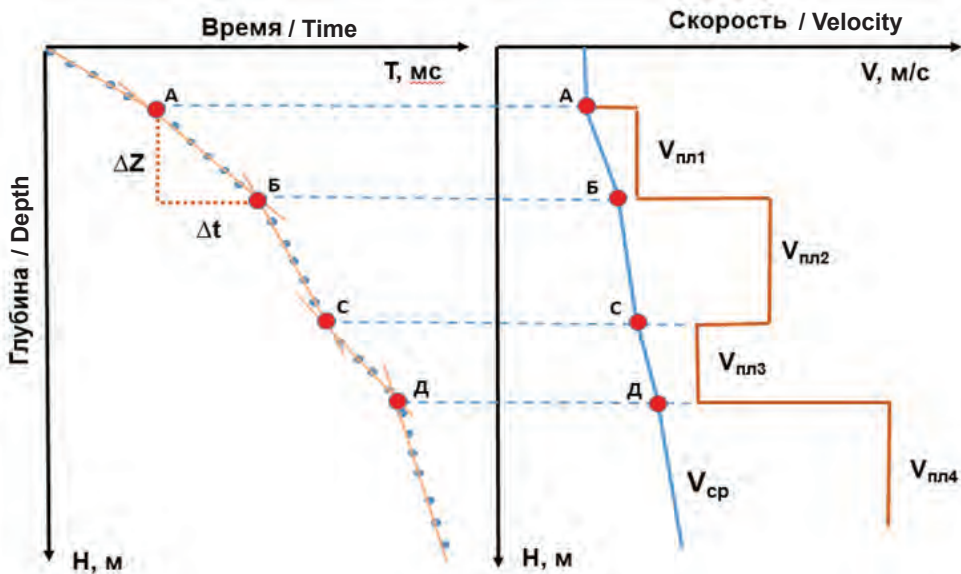


Рисунок 7. Принцип определения пластовых скоростей по вертикальному годографу  
 Figure 7. The principle of determining reservoir velocities by vertical time-to-depth curves

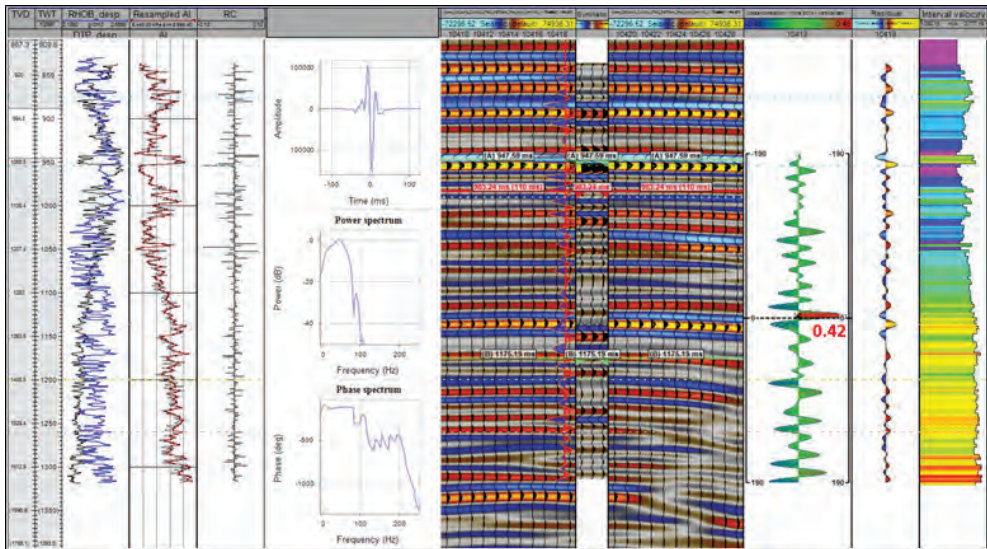


Рисунок 8. Результат сейсмостратиграфической привязки, в качестве первоначального TDR – оригинальный АК

Figure 8. The result of seismostratigraphic referencing, as the initial TDR - the original AL

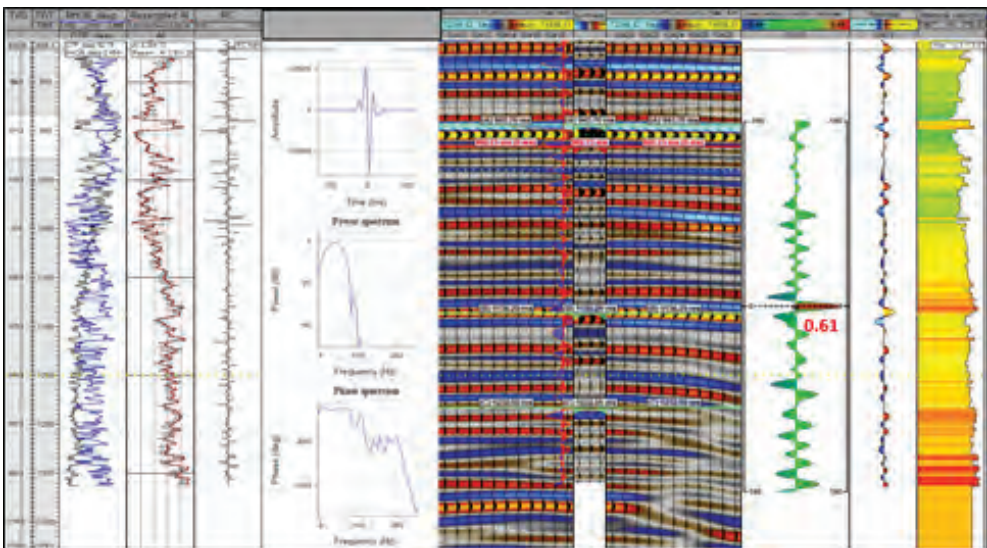
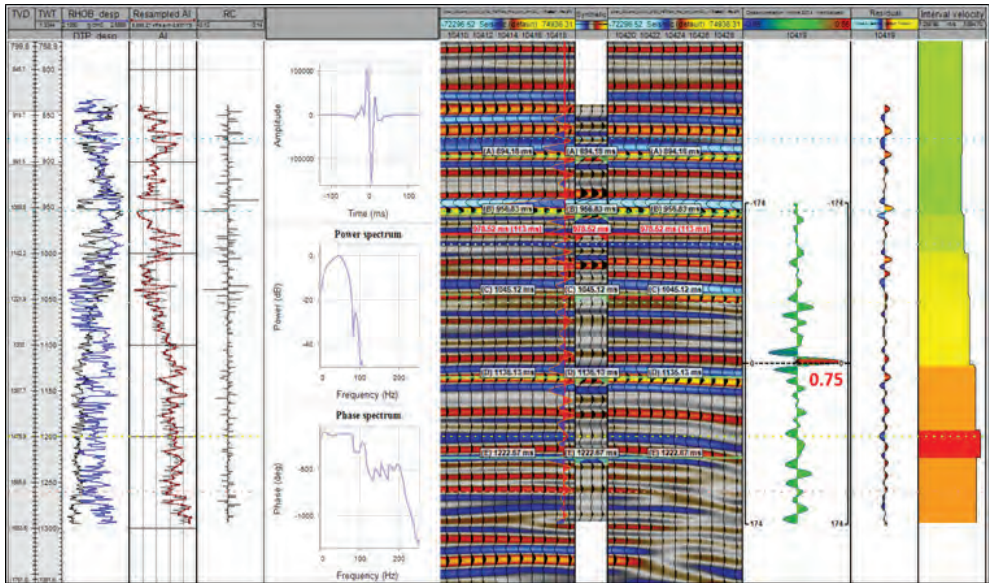


Рисунок 9. Результат сейсмостратиграфической привязки, в качестве первоначального TDR – отредактированный АК

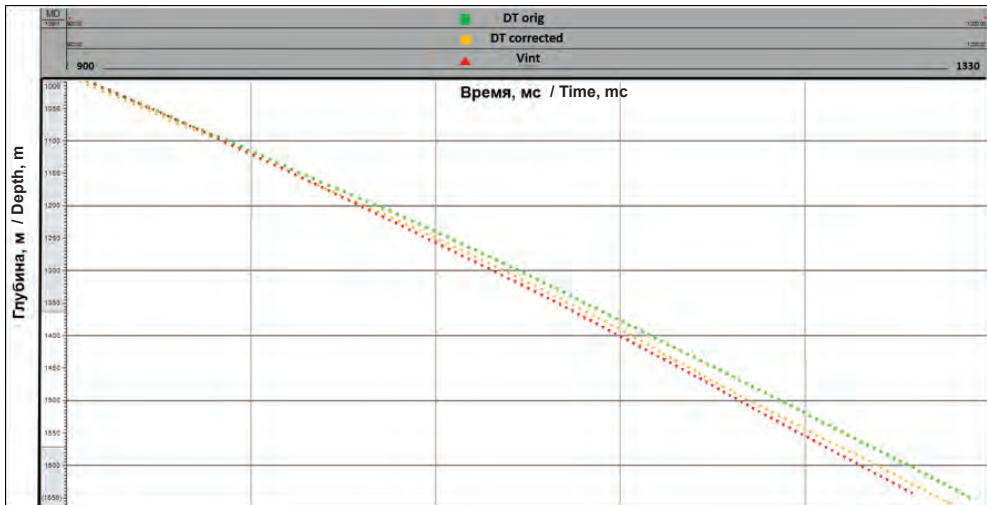
Figure 9. The result of seismostratigraphic referencing, as the initial TDR– the corrected AL

по скважине, где в качестве первоначального TDR использовались оригинальный АК без коррекции (рис. 8), отредактированный АК (рис. 9) и осреднённые годографы ВСП (рис. 10). На рис. 11 отчетливо видно, что при применении оригинального, неочищенного АК рассчитанная глубинно-временная зави-

симость заметно отличается от двух других, характеризуясь более низкими значениями двойного времени пробега волны, что является некорректным. Проведённая же коррекция АК позволила минимизировать ошибку и получить более достоверные результаты при привязке, сопоставимые с данными ВСП.



**Рисунок 10. Результат сеймостратиграфической привязки, в качестве первоначального TDR – осредненные годографы ВСП**  
**Figure 10. The result of seismostratigraphic referencing, as the initial TDR - averaged VSP time-to-depth curves**



**Рисунок 11. Сравнение зависимостей «время – глубина», рассчитанных из оригинального АК (зеленая линия), ВСП соседней скважины и скорректированного АК (оранжевая линия) и осреднённых годографов ВСП (красная линия)**  
**Figure 11. Comparison of the Two-way time - Depth dependences calculated from the original AL (green line), offset well VSP and corrected AL (orange line) and averaged VSP time-to-depth curves (red line)**

В качестве альтернативы для создания первоначального TDR можно также применять куб скоростей, полученный на этапе обработки, при условии, что данный куб обладает хорошим

частотным составом и достаточной вариативностью по глубине и по латерали. Процесс привязки в этом случае будет включать следующие этапы:

1) извлечение кривой скорости из скоростного куба для каждой анализируемой скважины. Перед проведением привязки проверить на сходимость с данными ВСП;

2) калибровка кривой скорости с данными АК;

3) применение стандартной процедуры привязки.

### **Заключение**

Проведение контроля качества исходных скважинных данных имеет определяющее значение на начальном этапе привязки. Ошибки в исходных данных могут привести к проблемам на этапе структурной и динамической интерпретации. Проведение качественного

контроля данных способствует минимизации рисков и обеспечению точности построений и прогнозирования геологических характеристик и ресурсного потенциала месторождений.

Внедрение систематического контроля качества исходных скважинных данных должно быть неотъемлемой частью современного процесса сейсмической интерпретации.

Для обеспечения надёжности результатов привязки предложены варианты корректировки замеров АК, а также проведения сеймо-стратиграфической привязки и получения достоверных глубинно-временных зависимостей при изначально различном наборе исходных данных.

### **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: Санатова Ж.А. – сбор, анализ, проведение исследования, написание рукописи, интерпретация данных исследования, проверка результатов, Калиев Д.Т. –

концепция исследования, интерпретация данных исследования, редактирование рукописи.

### **ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Zhaniya A. Sanatova – collection, analysis, research, writing a manuscript, interpretation of research data, verification of results; Dias T. Kaliyev – the concept of the study, interpretation of the study data, editing the manuscript.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Reconciling sonic logs with check-shot surveys: Stretching synthetic seismograms Rick Box, Paul Lowrey – The Leading Edge, June 2003.
2. Elastic log editing and alternative invasion correction methods Guilherme F. Vásquez, Lúcia D. Dillon, Carlos L. Varela et al – The Leading Edge, June 2004.
3. Учебные материалы ПО Petrel.

### **REFERENCES**

1. Reconciling sonic logs with check-shot surveys: Stretching synthetic seismograms Rick Box, Paul Lowrey – The Leading Edge, June 2003.



2. Elastic log editing and alternative invasion correction methods Guilherme F. Vásquez, Lúcia D. Dillon, Carlos L. Varela et al – The Leading Edge, June 2004.
3. Training materials for Petrel software.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Санатова Жания Аскарровна**e-mail: *zh.sanatova@niikmg.kz*.**Калиев Диас Талгатович**e-mail: *dias.kaliyev@gmail.com*.**AUTHORS' INFO****\*Zhaniya A. Sanatova**e-mail: *zh.sanatova@niikmg.kz*.**Dias T. Kaliyev**e-mail: *dias.kaliyev@gmail.com*.

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 519.6, 532.5  
МРНТИ 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Получена: 28.04.2023.

Одобрена: 21.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

### Изучение поровой структуры и расчет макроскопических характеристик горных пород на основе изображений рентгеновской микрокомпьютерной томографии

Д.А. Большбек<sup>1,2</sup>, А.Б. Кульджабеков<sup>2</sup>, Б.Е. Бекбау<sup>1</sup>, К.Ш. Узбекалиев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Абсолютная и относительная фазовая проницаемости и капиллярное давление являются важными параметрами при прогнозировании добычи нефти и газа из пластов, особенно при проведении кислотной обработки призабойной зоны скважины. Они в основном определяются во время длительных и ресурсоемких лабораторных экспериментов. Тем самым, требуются дополнительные подходы для оперативного определения вышесказанных параметров. Поросетевое моделирование на основе данных с микрокомпьютерной томографии позволяет, во-первых, изучать поровое пространство образцов горных пород с учётом растворения породы, во-вторых, рассчитать основные макроскопические свойства образцов горных пород, не разрушая их, и в-третьих, создать базу данных цифровых кернов для дальнейших исследований.

**Цель.** Изучение порового пространства двух образцов карбонатной породы и течения жидкостей в них с помощью MT General Electric V|tome|X S240 и с использованием программного пакета Avizo и PNFLOW.

**Материалы и методы.** В настоящей статье используется микрокомпьютерная томография с пространственным разрешением ~19 мкм и поросетевое моделирование течения жидкостей в пористых средах для изучения порового пространства образцов карбонатной породы и определения абсолютной и фазовой проницаемостей, а также капиллярного давления.

**Результаты.** Показано, что увеличение значения параметра Marker Extent приводит к уменьшению количества пор и завышенной абсолютной проницаемости из-за неправильного разделения пор, а уменьшение значения этого параметра позволило выявить более мелкие поры. Также показано, что абсолютная проницаемость и пористость имеют разные взаимосвязи до и после растворения породы с высокими коэффициентами корреляции, которые варьируются от 0,62 до 0,81. Было показано, что растворение породы существенно повлияет на относительные фазовые проницаемости образцов.

**Заключение.** Растворение породы привело к уменьшению остаточной насыщенности нефти у обоих образцов. В случае вытеснения нефти водой, в результате растворения породы остаточная насыщенность нефти снижалась от 38% до 22% и от 53% до 43% для двух исследуемых образцов. Эти результаты имеют важное значение для понимания течения жидкостей в карбонатных образцах.

**Ключевые слова:** карбонатные образцы, рентгеновская микрокомпьютерная томография, моделирование, макроскопические характеристики, растворение.

#### Как цитировать:

Большбек 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*. 2023. Том 5, №2. С. 17–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

UDC 519.6, 532.5  
CSCSTI 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Received: 28.04.2023.

Accepted: 21.06.2023.

Published: 30.06.2023.

## Original article

# Study of the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on X-ray microcomputed tomography images

Darezhat A. Bolysbek<sup>1,2</sup>, Alibek B. Kulzhabekov<sup>2</sup>, Bakbergen Ye. Bekbau<sup>1</sup>, Kenboy Sh. Uzbekaliyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

<sup>2</sup>Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan

## ANNOTATION

**Background:** Absolute and relative phase permeability and capillary pressure are important parameters in predicting oil and gas production from reservoirs, especially when acidizing the bottomhole zone of a well. They are mainly determined during long and resource-intensive laboratory experiments. Thus, additional approaches are required for the operational determination of the above parameters. The pore-network modeling based on microcomputed tomography data allows, firstly, to study the pore space of rock samples taking into account rock dissolution, secondly, to calculate the main macroscopic properties of rock samples without destroying them, and thirdly, to create a database of digital cores for further research

**Aim:** Study of the pore space of two carbonate rock samples and the flow of fluids in them using the General Electric V|tome|X S240 MT and using the Avizo and PNFLOW software package.

**Materials and methods:** This article uses microcomputed tomography with a spatial resolution of ~19 μm and pore-network modeling of fluid flow in porous media to study the pore space of carbonate rock samples and determine absolute and phase permeabilities, as well as capillary pressure.

**Results:** It is shown that an increase in the value of the Marker Extent parameter leads to a decrease in the number of pores and an overestimated absolute permeability due to improper pore separation, while a decrease in the value of this parameter made it possible to identify smaller pores. It is also shown that absolute permeability and porosity have different relationships before and after rock dissolution with high correlation coefficients that range from 0.62 to 0.81. It has been shown that rock dissolution will significantly affect the relative phase permeability of the samples.

**Conclusion:** The dissolution of the rock led to a decrease in the residual oil saturation in both samples. In the case of oil displacement by water, as a result of rock dissolution, the residual oil saturation decreased from 38% to 22% and from 53% to 43% for the two samples under study. These results are important for understanding the flow of fluids in carbonate samples.

**Keywords:** carbonate samples, X-ray microcomputed tomography, modeling, macroscopic characteristics, dissolution.

## To cite this article:

Bolysbek DA, Kulzhabekov AB, Bekbau BY, Uzbekaliyev KS. Studying the pore structure and calculation of macroscopic characteristics of rocks based on images from X-Ray microcomputer tomography. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):17–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

ӨЖ 519.6, 532.5

ГТАХР 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>

Қабылданды: 28.04.2023.

Мақұлданды: 21.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпұнса зерттеу

# Рентгендік микрокомпьютерлік томография суреттерінің негізінде кеуек құрылымын зерттеу және тау жыныстарының макроскопиялық сипаттамаларын есептеу

Д.Ә. Болысбек<sup>1,2</sup>, Ә.Б. Құлжабеков<sup>2</sup>, Б.Е. Бекбау<sup>1</sup>, К.Ш. Өзбекалиев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Satbayev University, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

## АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Абсолютті және салыстырмалы фазалық өткізгіштік пен капиллярлық қысым қабаттардан мұнай мен газ өндіруді болжау барысында, әсіресе ұңғыманың төменгі бөлігін қышқылмен өңдеу кезінде маңызды параметрлер болып табылады. Олар негізінен ұзақ және көп ресурстарды қажет ететін зертханалық тәжірибелер кезінде анықталады. Сондықтан, жоғарыда аталған параметрлерді жылдам анықтау үшін қосымша тәсілдер қажет. Микрокомпьютерлік томография (әрі қарай – МТ) деректеріне негізделген кеуек-желілік модельдеу (әрі қарай – КЖМ), біріншіден, тау жыныстарының еруін ескере отырып, тау жыныстары үлгілерінің кеуекті кеңістігін зерттеуге, екіншіден, тау жыныстары үлгілерінің негізгі макроскопиялық қасиеттерін оларды бұзбай есептеуге, үшіншіден, әрі қарай зерттеу үшін цифрлық керндер деректер базасын құруға мүмкіндік береді.

**Мақсаты.** General Electric V|tome|X S240 МТ көмегімен, және Avizo және PNFLOW бағдарламалық пакеттерін пайдалану арқылы карбонатты тау жынысының екі үлгісінің кеуекті кеңістігін және олар арқылы сұйықтардың ағысын зерттеу.

**Материалдар мен әдістер.** Бұл мақалада карбонатты жыныс үлгілерінің кеуекті кеңістігін зерттеу және абсолютті және СӨ, сонымен қатар КҚ анықтау үшін ~19 мкм кеңістіктік дәлдігі бар микрокомпьютерлік томография және кеуекті ортадағы сұйықтық ағынын КЖМ қолданылады.

**Нәтижелері.** Marker Extent параметрі мәнінің жоғарылауы кеуектер санының азаюына және кеуектердің дұрыс бөлінбеуіне байланысты абсолютті өткізгіштіктің жоғарылауына әкелетін көрсетілген, ал бұл параметр мәнінің төмендеуі кішірек кеуектерді анықтауға мүмкіндік берді. Сондай-ақ, абсолютті өткізгіштік пен кеуектілік 0,62-ден 0,81-ге дейін өзгеретін жоғары корреляциялық коэффициенттері бар тау жынысы ерігенге дейін және одан кейін әртүрлі қатынастарға ие екендігі көрсетілген. Тау жыныстарының еруі үлгілердің салыстырмалы фазалық өткізгіштігіне айтарлықтай әсер ететіні көрсетілген.

**Қорытынды.** Тау жыныстарының еруі екі үлгіде де мұнайдың қалдық қанықтылығының төмендеуіне әкелді. Мұнайды сумен ығыстыру кезінде, тау жыныстарының еруі нәтижесінде мұнайдың қалдық қанықтылығы зерттелетін екі үлгі үшін 38%-дан 22%-ға дейін және 53%-дан 43%-ға дейін төмендеді. Бұл нәтижелер карбонат үлгілеріндегі сұйықтықтардың ағынын түсіну үшін өте маңызды.

**Негізгі сөздер:** карбонат үлгілер, рентгендік микрокомпьютерлік томография, модельдеу, макроскопиялық сипаттамалар, еру.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Болысбек Д.Ә., Құлжабеков Ә.Б., Бекбау Б.Е., Өзбекалиев К.Ш. Рентгендік микрокомпьютерлік томографиядан алынған кескіндер негізінде тау жыныстарының кеуек құрылымын зерттеу және макроскопиялық сипаттамаларын есептеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 17–30 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108647>.

## Введение

Изучение течения жидкостей в пористых средах представляет практический интерес в различных областях, таких как нефтяная инженерия, геология, фармакология и др. Понимание механизмов и характеристик течения жидкостей в пористой среде имеет решающее значение для разработки эффективных стратегий добычи нефти и газа, оценки поглощающей способности пород для хранения  $\text{CO}_2$  в пластах, а также прогнозирования переноса загрязнителей подземных вод.

Одним из фундаментальных свойств пористой среды, влияющих на течение жидкостей, является проницаемость – способность пористой среды пропускать жидкости. На проницаемость влияют различные факторы: пористость, распределение пор по размерам, форма пор и т.д. В последние годы с развитием вычислительных методов и технологий получения порового пространства образцов горных пород без разрушения их структуры численное моделирование течения жидкости через пористую среду стало популярным инструментом для изучения сложных явлений и характеристик течения жидкостей в пористой среде.

Один из подходов к моделированию течения жидкостей в пористой среде заключается в использовании поровой сети образцов. Поровые сети представляют собой упрощённые модели реальных пористых сред, где поровое пространство представлено в виде взаимосвязанных поровых тел и каналов. Эти сети строятся на основе статистической информации изображений, полученных с помощью рентгеновских микрокомпьютерных томографий (далее – МТ) или других экспериментальных данных, и позволяют моделировать течение жидкостей в масштабе пор [1].

Моделирование двухфазного потока в поровой сети является актуальной задачей при добыче нефти и газа, улавливании и хранении  $\text{CO}_2$  в пластах и восстановлении почвы. В двухфазном потоке относительная фазовая проницаемость (далее – ОФП) является важной функцией, характеризующей совместное течение жидкостей в пористой среде [2].

В построении поровых сетей очень важно отметить контрастный фактор

(параметр Marker Extent), который существенно влияет на основные характеристики поровой структуры. Однако влияние значений данного параметра на результаты расчетов на сегодняшний день изучено недостаточно.

В нескольких исследованиях изучалось влияние данного параметра на анализ поровой сети. Ряд исследований показал, что разные значения параметра могут приводить к значительно отличающимся значениям проницаемости [3–5]. Другие исследования были сосредоточены на анализе двухфазного потока в пористой среде, при этом некоторые из них подчёркивали важность смачиваемости и геометрии пор при определении ОФП различных жидкостей [6–8].

Целью настоящей статьи является изучение влияния параметра Marker Extent на основные результаты, полученные на поровых сетях, а также расчёт макроскопических характеристик образцов горной породы при течении однофазной и двухфазной жидкостей с учётом растворения породы на основе томографических данных. Косвенной целью настоящего исследования является раскрытие возможностей МТ при изучении порового пространства образцов горных пород.

## Материалы

В качестве данных для исследования были использованы цифровые 3D модели цилиндрических образцов №7 и №10 (диаметром ~3 см и длиной ~5 см) карбонатного коллектора каменноугольной системы одного из месторождений Республики Татарстан. Эти образцы были выбраны из 8 образцов по степени неоднородности их поровой структуры: образец №10 имеет более однородную структуру, а №7 – неоднородную. Цифровые 3D модели этих образцов были построены на основе двумерных изображений, полученных с помощью МТ General Electric V|tome|X S240 [9]. Разрешение данного микрокомпьютерного томографа составляет около 19 мкм. Отметим, что томографические изображения были отфильтрованы и отсегментированы на программном пакете Avizo (рис. 1).

В оба образца были закачаны растворы соляной кислоты (HCl) до его прорыва на выходном торце образцов.

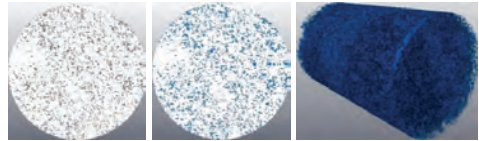
В образец №7 был закачан 12%-й раствор HCl с расходом 8 мл/мин, а в образец №10 – 18%-й раствор HCl с расходом 2 мл/мин. На рис. 2 показано поровое пространство образцов №7 и №10 до и после их растворения HCl. Тёмно-синими областями на светло-синем фоне визуализированы каналы растворения (червоточины). Отметим, что закачка кислотного раствора осуществлялась снизу вверх. Начальные пористости и проницаемости образцов №7 и №10 составили 21%, 0,72 мкм<sup>2</sup> и 19%, 0,29 мкм<sup>2</sup> соответственно. Рассмотренные образцы состоят практически полностью из кальцита, содержание доломита и кварца составляет менее 1%. Определение минерального состава образцов проводилось на торцевых цилиндрах образцов с помощью рентгеновского дифрактометра Bruker D2 Phaser.

### Методы

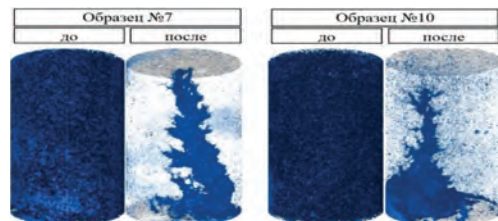
Программный пакет Avizo [10] позволяет обработать сырые изображения, полученные рентгеновской МТ, и дальше построить цифровые 3D модели и поровые сети образцов. Для построения поровой сети образца сегментированное изображение разделяется на объекты (отдельные поры). Для этого в Avizo используется модуль Separate objects. Модуль Separate objects вычисляет линии водораздела бинарного изображения. Этот модуль представляет собой высокоуровневую комбинацию алгоритмов водораздела, преобразования расстояния и численной реконструкции. После разделения на соединенные объекты на них будет наложена поровая сеть, в которой поры будут представлены в виде сферы, центр которой будет соответствовать центру поры, и соединения между двумя центрами соседних сфер будут являться горловинами пор и представлять собой цилиндры. Поровая сеть строится для дальнейшего расчёта поля скорости, давления и насыщенности фаз, на основе которых вычисляются такие важные характеристики образцов, как абсолютная и ОФП и капиллярное давление (далее – КД). Но при построении поровой сети возникает сложность с выбором правильного значения параметра Marker Extent.

Для изучения влияния параметра Marker Extent производилось несколько

операций с его различными значениями, т.е. были сравнены построенные поровые сети для разных значений данного параметра. В итоге были использованы значения Marker Extent от 1 до 10 при разделении порового пространства на отдельные объекты и для построения поровой сети образца. Этот параметр влияет на количество разделенных пор и является важным, т.к. в конечном счете это повлияет на фильтрационные характеристики образца. Неправильный выбор этого параметра приведёт к переоценке или недооценке проницаемости, извилистости и т.д. После разделения на объекты для каждого значения Marker Extent были построены поровые сети, а также были получены геометрические и фильтрационные параметры.



**Рисунок 1. Оригинальное (слева), сегментированное (в центре) изображение и поровое пространство (справа) карбонатного образца**  
**Figure 1. Original (left), segmented image and pore space (right) of a carbonate sample**



**Рисунок 2. 3D модели образцов №7 (слева) и №10 (справа) до и после растворения [9]**  
**Figure 2. 3D models of samples No. 7 (left) and No. 10 (right) before and after dissolution [9]**

Следующие параметры были вычислены при различных значениях Marker Extent: эквивалентный радиус пор, координационное число, размер горловины, извилистость и абсолютная проницаемость. Avizo рассчитывает размер горловины путём анализа поровой сети и измерения расстояния между центрами пор в самом узком месте, а извилистость рассчитывается путём измерения длины

пути прохождения жидкости и сравнением с расстоянием по прямой между двумя точками.

Абсолютная проницаемость образца определяется по закону Дарси (1):

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (1)$$

где  $Q$  – расход жидкости,  $\mu$  – вязкость жидкости,  $L$  – длина образца в направлении потока,  $\Delta P$  – градиент давления,  $A$  – площадь поперечного сечения образца. Расход определяется через гидравлическую проводимость, которая, в свою очередь, определяется по геометрическим характеристикам поровой сети [11]. В настоящем исследовании были использованы следующие значения:  $\Delta P = 0,01$  МПа,  $\mu = 1$  мПа·с.

После построения поровой сети образцов на ней вычисляются давление, насыщенность и скорость фаз. Для этого симулируются течения однофазной и двухфазной жидкостей в поровой сети на основе закона сохранения фаз Пуазейля и Дарси. Затем по известным давлению, насыщенности и скорости вычисляются макроскопические параметры (абсолютная и ОФП, КД и извилистость) [12].

### Результаты и их обсуждения

*Влияние параметра Marker Extent на результаты обработки изображений МТ*

С целью экономии времени из цилиндрических образцов были выделены кубические мини-образцы, и их поровое пространство было разделено на отдельные соединённые поры для значения параметра Marker Extent от 1 до 5 (рис. 3, первая строка). Затем для наглядности были выделены отдельно стоящие поры (вторая строка) и построены их поровые сети (третья строка). Разный цвет означает отдельные поры. Отметим, что некоторые поры могут иметь одинаковый цвет, т.к. количество цветов ограничено.

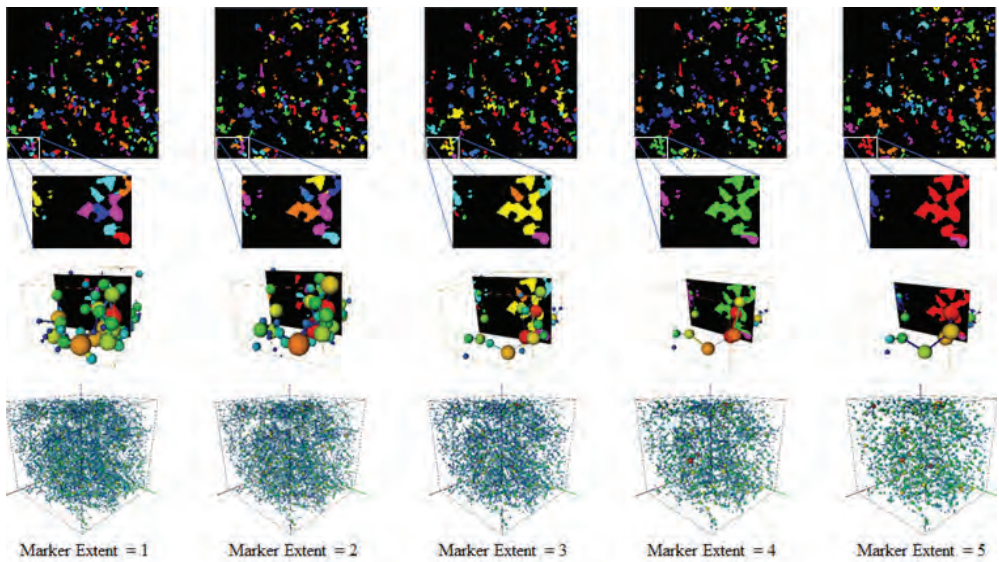
На рис. 3 видно, что по мере роста Marker Extent, отдельные объекты (поры), имеющие сложную геометрическую форму, рассматриваются как одна большая пора, что в свою очередь может привести к неправильной оценке макроскопических характеристик. В поровых сетях (последняя строка) также можно заметить существенное уменьшение количества

пор при увеличении Marker Extent. Полная поровая сеть, построенная для каждого значения параметра Marker Extent, показана в последнем столбце. Как видно на рисунке, вместе с укрупнением пор уменьшается их количество по мере роста параметра Marker Extent. Укрупнение пор можно увидеть также из распределения пор (рис. 4). Сравнивая поровое пространство и соответствующие поровые сети для каждого значения Marker Extent между собой, можно сказать, что наиболее подходящими значениями этого параметра являются 1 и 2, для которых не происходит укрупнения пор (объединения отдельных пор в одно большое).

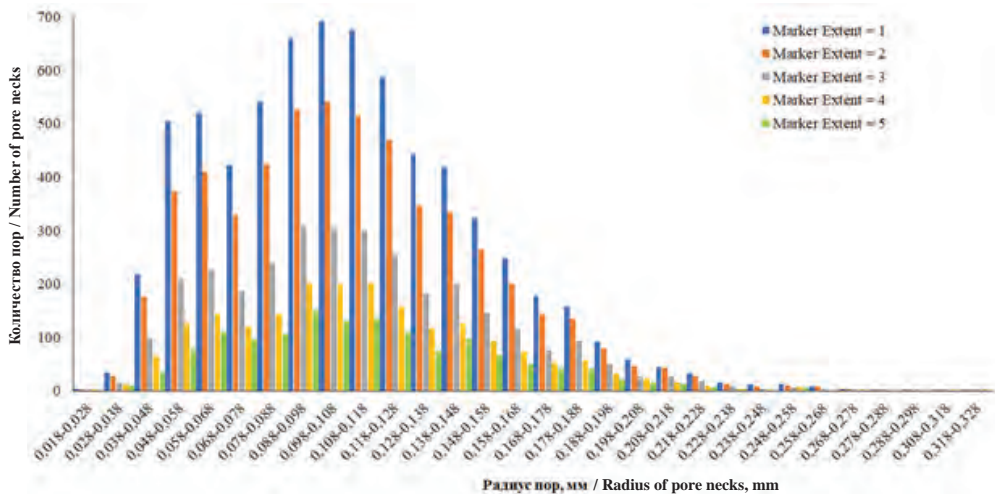
При анализе данных с помощью Avizo в качестве характерного размера пор и горловин были взяты их эквивалентные радиусы. При различных значениях Marker Extent было замечено, что радиус большинства пор находится в интервале 0,058–0,178 мм (рис. 4). Однако с увеличением Marker Extent количество пор сильно сокращается, что подтверждается визуально в поровых сетях и разделенных объектах (рис. 3). Несмотря на похожую тенденцию распределения пор при различных значениях маркера, можно также заметить, что с увеличением значения Marker Extent появляются скачки в сторону увеличения размера пор.

В отличие от распределения пор, горловины пор имеют правостороннее распределение (рис. 5). Радиус большинства горловин находились в диапазоне 0,014–0,094 мм. При больших значениях Marker Extent видно, что размеры горловин смещаются к большим значениям. Очевидно, что размеры пор и горловин растут с увеличением значения Marker Extent, что приводит к уменьшению количества пор и увеличению соединений, т.е. горловин пор. Но следует отметить, что это может привести к неправильной оценке проницаемости и извилистости, поскольку выше было показано, насколько грубо разделяется структура порового пространства при высоких значениях Marker Extent (рис. 4).

На рис. 6 показано, что для значения Marker Extent от 10 до 3 проницаемость образца сильно изменяется (график слева). Однако отметим, что если уменьшение Marker Extent от 10 до 6 приводит к изменению проницаемости в среднем на 450% от абсолютной проницаемости



**Рисунок 3. Схема классификации объектов разными статистическими методами при различных условиях представления исходной информации**  
**Figure 3. Scheme for classifying objects by different statistical methods under different conditions for presenting initial information**

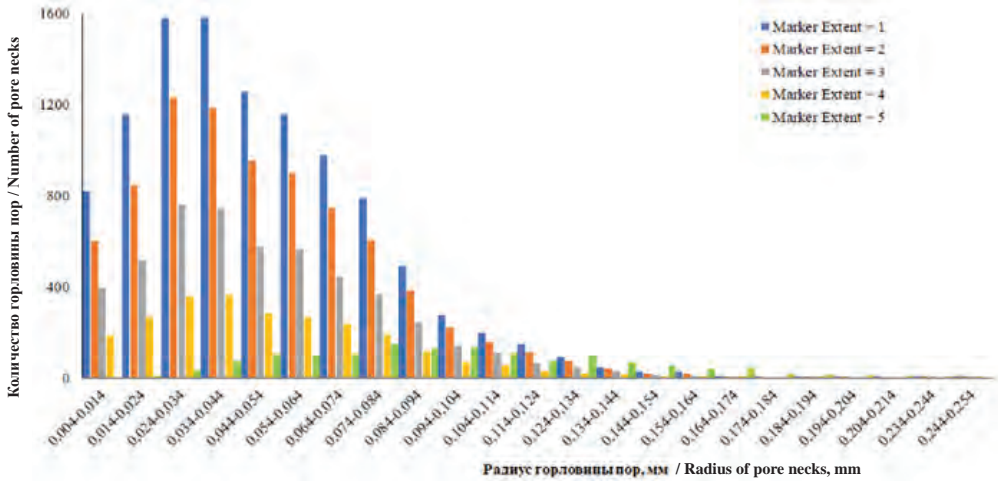


**Рисунок 4. Распределение пор по их размерам при разных Marker Extent**  
**Figure 4. Pore size distribution at different Marker Extents**

для Marker Extent = 1, то уменьшение от 6 до 3 приводит к изменению проницаемости на 70%, а дальнейшее уменьшение Marker Extent от 3 до 1 приводит к изменению проницаемости всего на 10%. Кроме того, координационное число (рис. 6, график слева), средний радиус пор и горловин (рис. 6, график справа) также снижаются по мере уменьшения Marker Extent, и изменения

стабилизируются для маленьких значений Marker Extent. Изменение в извилистости при значениях Marker Extent > 1 в среднем составило менее 4%. Средний радиус горловин также немного увеличивается по мере увеличения значения маркера. Поэтому для определения подходящего значения Marker Extent для конкретного образца следует выбирать такое значение, при котором проницаемость





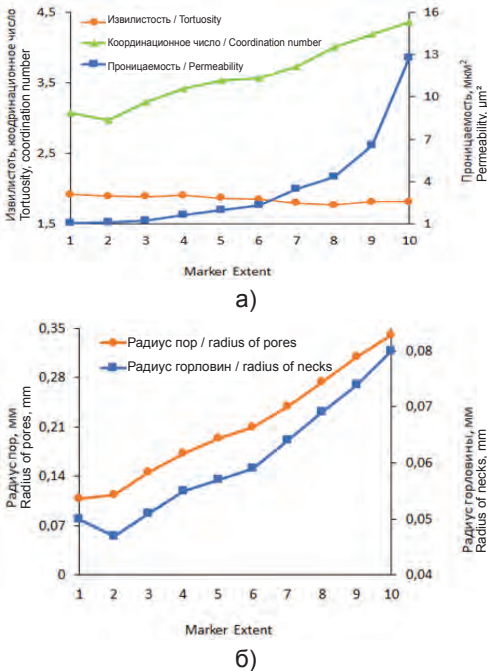
**Рисунок 5. Распределение горловин пор по их размерам при разных Marker Extent**  
**Figure 5. Distribution of pore necks by their size at different Marker Extents**

перестает существенно изменяться. Для нашего примера это значение составляет от 1 до 3. Это также подтверждается несущественным изменением в поровом пространстве образца (рис. 3).

*Расчет макроскопических характеристик образцов №7 и №10*

В целях экономии времени и вычислительного ресурса для расчета абсолютной и ОФП, а также КД были выделены  $59 \times 2 = 118$  и  $52 \times 2 = 104$  мини-образцы кубической формы объемом  $\sim 7,6 \text{ мм}^3$  до и после растворения породы, соответственно, из образца №10 и №7 с учетом выброшенных непроницаемых мини-образцов. Пример выделения мини-образцов из цилиндрического образца проиллюстрирован на рис. 7. Отметим, что идентичные мини-образцы были выделены из цифровой модели до и после растворения одного и того же образца с целью выявления любых изменений из-за растворения породы. После этого были проведены симуляции однофазной и двухфазной жидкостей сквозь каждые выделенные мини-образцы с целью определения их основных макроскопических характеристик. В расчетах значение параметра Marker Extent было принято равным 1.

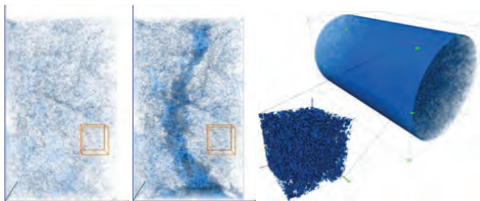
Результаты показали, что пористость и проницаемость мини-образцов до растворения образца №10 находятся в диапазоне 8,8–17,4% и  $0,0016\text{--}1,66 \text{ мкм}^2$  соответственно; после растворения диапазоны значений данных показателей изменились – 11,7–21,1% и  $0,05\text{--}9,1 \text{ мкм}^2$  соответственно. Для образца №7 эти диапазоны составили: до – 9,2–21,5% и  $0,0002\text{--}4,4 \text{ мкм}^2$ , после – 12,4–32,3% и  $0,013\text{--}33,3 \text{ мкм}^2$  соответственно (рис. 8).



**Рисунок 6. Изменение по Marker Extent**  
**Figure 6. Change by Marker Extent**

а) извилистость, координационное число, абсолютная проницаемость / tortuosity, coordination number, absolute permeability; б) радиус пор и горловин / radius of pores and necks

На рис. 8 показаны зависимости абсолютной проницаемости от пористости для образцов №7 и №10, а также видно, что существует очевидная взаимосвязь между проницаемостью и пористостью как до, так и после растворения, с высокими коэффициентами корреляции. Наилучшая взаимосвязь представляется в виде степенной зависимости. Каждый окрашенный символ на графиках соответствует каждому мини-образцу. Графики также показывают, что взаимосвязи между проницаемостью и пористостью до и после растворения различаются. Это объясняется тем, что в процессе растворения породы образовались новые взаимосвязи между порами. Изменение зависимостей в результате растворения породы должны быть учтены при проведении гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений, когда в скважинах проводились мероприятия по интенсификации притока. Обычно в подобных расчётах результаты кислотной обработки призабойной зоны скважин учитываются в виде увеличения абсолютной проницаемости в определенное количество раз. Важно отметить, что проницаемость рассмотренных образцов существенно увеличилась после растворения.



**Рисунок 7. Выделение мини-образца из цилиндрического образца до (слева) и после (в центре) растворения в 2D и 3D (справа)**

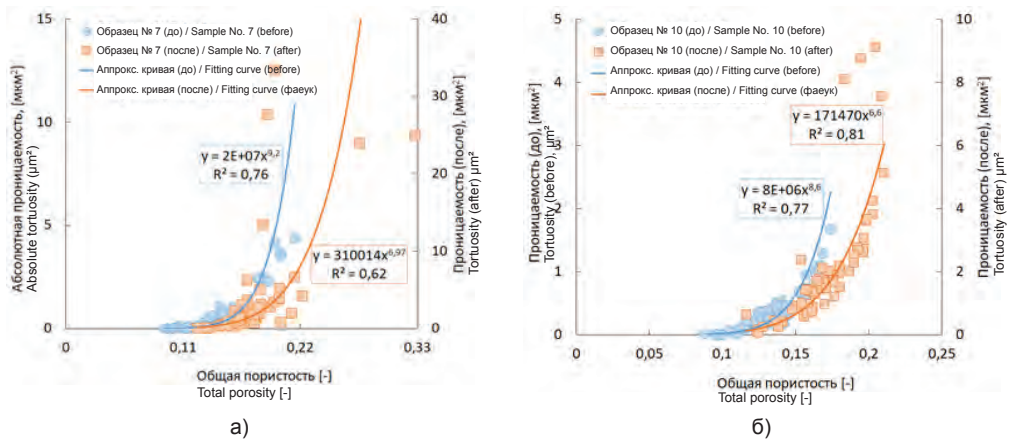
**Figure 7. Separation of a mini-sample from a cylindrical sample before (left) and after (center) dissolution in 2D and 3D (right)**

Далее вычисляем ОФП и КД для рассмотренных образцов, результаты которых приведены на рис. 9–11. На рис. 9 показаны ОФП воды и нефти в зависимости от насыщенности воды образца №7 для случая пропитки (вытеснения нефти водой) и дренажа (вытеснения воды нефтью). Как показывают графики,

растворение породы сильно влияет на кривые ОФП в обоих случаях. Эти изменения существенные, особенно при больших значениях насыщенности воды. Замечается увеличение ОФП воды после растворения породы, а также снижение остаточной насыщенности нефти после растворения (см. кривые с красными ромбиками), что показывает положительное влияние кислотной обработки на транспортную способность нефти в пласте (подвижность нефтяной фазы увеличилась). Если для случая пропитки остаточная насыщенность нефти до растворения составляет 53%, то после растворения это значение уменьшилось до 43% (рис. 9, графики слева). Для случая дренажа эти значения составляют 15 и 11% соответственно до и после растворения (рис. 9, графики справа). Диапазоны изменения насыщенности воды до и после растворения составили 4,1–62% и 4,2–70% соответственно.

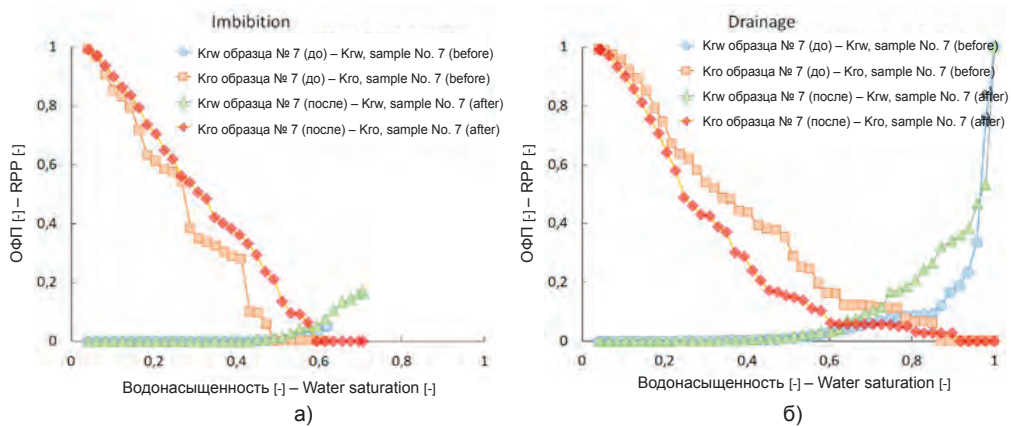
В случае с образцом №10 наблюдается такая же тенденция, как и в случае с образцом №7 в результате растворения породы. Однако для образца №10 кривые ОФП для случая дренажа мало изменились в результате растворения породы (рис. 10, графики справа). Для случая пропитки остаточная насыщенность нефти до растворения составляет 38%, после растворения это значение уменьшилось до 22% (рис. 10, графики слева). В случае дренажа эти значения составили 12 и 17% соответственно до и после растворения (рис. 10, графики справа). Диапазоны изменения насыщенности воды до и после растворения составили 4,6–67% и 2,2–81% для пропитки, 4,6–100% и 2,2–100% для дренажа соответственно.

Капиллярное давление также является одной из важных макроскопических характеристик пористой среды и обычно определяется методом закачки ртути в лабораторных условиях. Распределение рассчитанного КД по насыщенности воды для образцов №7 и №10 показаны на рис. 11. Как показывают графики, КД мало изменилось в результате растворения и для случая пропитки, и для случая дренажа. При этом, как было сказано выше, очевидными в результате растворения являются изменение остаточной насыщенности нефти и диапазоны изменения насыщенности воды. Незначительные изменения в кривых



**Рисунок 8. Зависимости проницаемости от пористости до и после растворения породы**  
**Figure 8. Dependences of permeability on porosity before and after rock dissolution**

а) образец № 7 / sample No. 7; б) образец № 10 / sample No. 10



**Рисунок 9. Зависимости ОФП образца № 7 от насыщенности воды до и после его растворения**  
**Figure 9. Dependences of RPP of sample No. 7 on water saturation before and after its dissolution**

а) пропитка / imbibition; б) дренаж / drainage

КД можно объяснить тем, что инерционная сила преобладала над межповерхностной силой, поскольку движение нефти и воды в поровом пространстве рассмотренных образцов в основном происходило за счёт перепада давления, созданного на концах образцов.

**Заключение**

На основании результатов исследования можем сделать следующие выводы:

1. Параметр Marker Extent оказал существенное влияние на результаты анализа, при этом увеличение его значения привело к уменьшению количества пор и завышенной проницаемости. Умень-

шение значения Marker Extent может помочь идентифицировать более мелкие поры отдельно, что приводит к приемлемым результатам, но это увеличивает время расчета. По нашим оценкам, наиболее подходящее значение параметра Marker Extent составило 1–3 для рассмотренных образцов.

2. Распределение пор и горловины следует аналогичным закономерностям: увеличение Marker Extent приводит к увеличению размера горловины, уменьшению количества пор и увеличению координационного числа.

3. Растворение породы существенно повлияло на закономерности абсолютной проницаемости: зависимость

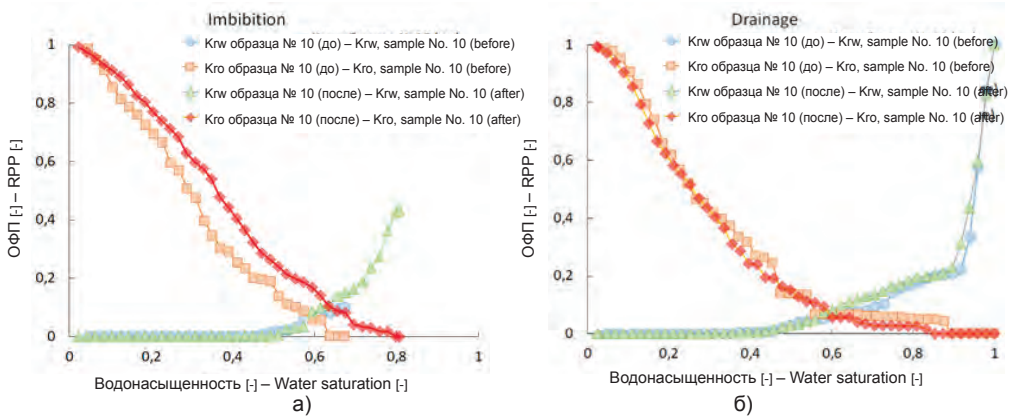


Рисунок 10. Зависимости ОФП образца № 10 от насыщенности воды до и после его растворения

Figure 10. Dependences of RPP of sample No. 10 on water saturation before and after its dissolution

а) пропитка / imbibition; б) дренаж / drainage

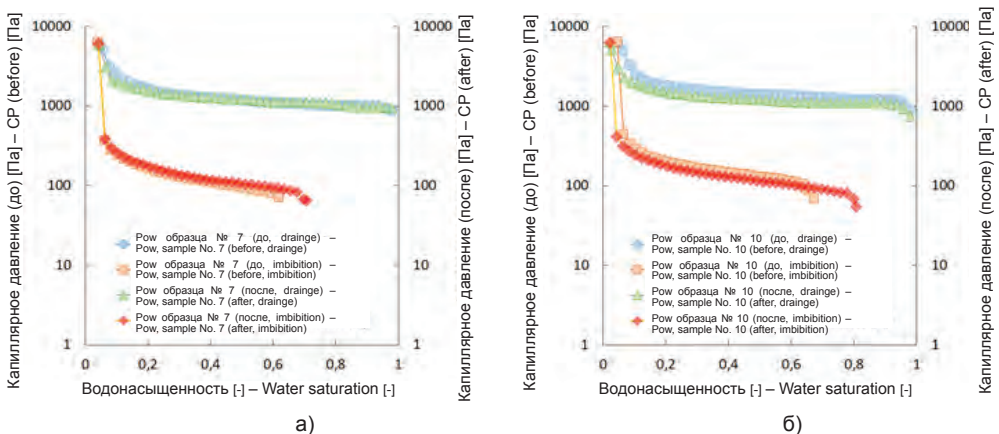


Рисунок 11. Зависимости КД от насыщенности воды до и после растворения

Figure 11. Dependences of CP on water saturation before and after dissolution

а) образце № 7 / sample No. 7; б) образец № 10 / sample No. 10

проницаемости от пористости описывается разными степенными законами до и после растворения.

4. Растворение породы также существенно повлияло на кривые ОФП: в результате растворения остаточная насыщенность нефти снижается, а КД меняется незначительно в результате растворения породы для обоих образцов.

#### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Данное исследование было профинансировано Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках проекта AP09058419 «Прогнозирование характеристик пористой

5. Рентгеновская МТ показала себя как эффективный метод изучения порового пространства горных пород, позволяющий извлекать поровую сеть для оперативного определения транспортных свойств образцов (абсолютная и ОФП, извилистость, КД) с помощью ПСМ течения жидкостей в поровом пространстве образцов горных пород.

среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения».

**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: Болысбек Д.А. – обработка данных с микрокомпьютерной томографии, построение трехмерной цифровой модели цилиндрических образцов, вычисление абсолютной проницаемости и извилистости, написание рукописи; Кульджабеков А.Б. – разработка методики проведения исследования, вычисление относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, анализ результатов исследования, Бекбау Б.Е. – разработка методики проведения исследования, анализ результатов исследования, Узбекиалиев К.Ш. – вычисление относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, проведение поросетевого моделирования с помощью Avizo.

#### 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 AP09058419 “Prediction of the characteristics of a porous medium, taking into account rock dissolution regimes at the pore scale based on machine learning”.

**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: Darezhat A. Bolysbek – processing data from micro-computed tomography, building a three-dimensional digital model of cylindrical samples, calculating absolute permeability and tortuosity, writing a manuscript; Alibek B. Kulzhabekov – development of research methods, calculation of relative phase permeabilities and capillary pressure, analysis of research results; Bakbergen Ye. Bekbau – development of research methodology, analysis of research results; Kenboy Sh. Uzbekaliyev – Calculation of relative phase permeabilities and capillary pressure, performing pore-network modeling using Avizo.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Cnudde V., Boone M.N.* High-resolution X-ray computed tomography in geosciences, a review of the current technology and applications // *Earth-Science Reviews*. 2013. Vol. 123. P. 1–17. doi: 10.1016/j.earscirev.2013.04.003.
2. *Golparvar A., Zhou Y., Wu K., et al.* A comprehensive review of pore scale modeling methodologies for multiphase flow in porous media // *Adv Geo-Energy Res*. 2018. Vol. 2, N 4. P. 418–440. doi:10.26804/ager.2018.04.07.
3. *Zel I., Kenessarın M., Kichanov S., et al.* Pore Segmentation Techniques for Low-Resolution Data, Application to the Neutron Tomography Data of Cement Materials // *J Imaging*. 2022. Vol. 8, N 9. P. 242. doi:10.3390/jimaging8090242.
4. *Piovesan A., Achille C., Ameloot R., et al.* Pore network model for permeability characterization of three-dimensionally-printed porous materials for passive microfluidics // *Phys Rev E*. 2019. Vol. 99, N 3. doi:10.1103/PhysRevE.99.033107.
5. *Md Ferdous A., Asadul H.* A New Cluster Analysis-Marker-Controlled Watershed Method for Separating Particles of Granular Soils // *Materials*. 2017. Vol. 10, N 10. P. 1195. doi:10.3390/ma10101195.
6. *Soulaine C., Gjetvaj F., Garing C., et al.* The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability // *Transport in Porous Media*. 2016. Vol. 113, N 1. P. 227–243. doi:10.1007/s11242-016-0690-2.
7. *Bultreys T., Van Hoorebeke L., Cnudde V.* Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks // *Adv Water Resour*. 2015. Vol. 78. P. 36–49. doi:10.1016/j.advwatres.2015.02.003.

8. Raeini A.Q, Bijeljic B., Blunt M.J. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method // *J Comput Phys*. 2012. Vol 231, N 17. P. 5653–5668.
9. Akasheva Zh.K., Bolysbek D.A., Assilbekov B.K. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate // *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences*. 2023. Vol. 1, N 457, 20–32. doi.org/10.32014/2023.2518-170X.256
10. Amira-Avizo Software [интернет]. Thermo Fisher Scientific [дата обращения: 28.04.2023]. Доступ по ссылке: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.
11. Youssef S, Rosenberg E, Gland N., et al. High Resolution CT and Pore-Network Models to Assess Petrophysical Properties of Homogeneous and Heterogeneous Carbonates. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference; 2007 Oct 28–31; Abu Dhabi, UAE. Paper Number: SPE-111427-MS.
12. Pnflow simulation code [интернет]. Github [дата обращения: 28.04.2023]. Доступ по ссылке: <https://github.com/aliraeini/pnflow>.

## REFERENCES

1. Cnudde V, Boone MN. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences, a review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*. 2013;123:1–17. doi: 10.1016/j.earscirev.2013.04.003.
2. Golparvar A, Zhou Y, Wu K, et al. A comprehensive review of pore scale modeling methodologies for multiphase flow in porous media. *Adv Geo-Energy Res*. 2018;2(4):418–440. doi:10.26804/ager.2018.04.07.
3. Zel I, Kenessarin M, Kichanov S, et al. Pore Segmentation Techniques for Low-Resolution Data, Application to the Neutron Tomography Data of Cement Materials. *J Imaging*. 2022;8(9):242. doi:10.3390/jimaging8090242.
4. Piovesan A, Achille C, Ameloot R, et al. Pore network model for permeability characterization of three-dimensionally-printed porous materials for passive microfluidics. *Phys Rev E*. 2019;99(3). doi:10.1103/PhysRevE.99.033107.
5. Md Ferdous A, Asadul H. A New Cluster Analysis-Marker-Controlled Watershed Method for Separating Particles of Granular Soils. *Materials*. 2017;10(10):1195. doi:10.3390/ma10101195.
6. Soulaïne C, Gjetvaj F, Garing C, et al. The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability. *Transport in Porous Media*. 2016;113(1): 227–243. doi:10.1007/s11242-016-0690-2.
7. Bultreys T, Van Hoorebeke L, Cnudde V. Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Adv Water Resour*. 2015;78:36–49. doi:10.1016/j.advwatres.2015.02.003.
8. Raeini AQ, Bijeljic B, Blunt MJ. Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method. *J Comput Phys*. 2012;231(17):5653–5668.
9. Akasheva ZK, Bolysbek DA, Assilbekov BK. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate. *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences*. 2023;1(457):20–32. doi.org/10.32014/2023.2518-170X.256.
10. Amira-Avizo Software [Internet]. Thermo Fisher Scientific [cited 2023 April 28]. Available from: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.
11. Youssef S, Rosenberg E, Gland N., et al. High Resolution CT and Pore-Network Models to Assess Petrophysical Properties of Homogeneous and Heterogeneous Carbonates. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference; 2007 Oct 28–31; Abu Dhabi, UAE. Paper Number: SPE-111427-MS.
12. Pnflow simulation code [Internet]. Github [cited 2023 April 28]. Available from: <https://github.com/aliraeini/pnflow>.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Болысбек Дәрежат Абілсеитұлы**

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: *bolysbek.darezhat@gmail.com*.**Кульджабеков Алибек Бахиджанович**

PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463

e-mail: *alibek.kuljabekov@gmail.com*.**Бекбау Бақберген Ермекбайұлы**

PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: *bakbergen.bekbau@gmail.com*.**Узбекалиев Кенбой Шералиугли**

ORCID 0009-0000-6917-4963

e-mail: *kzkenbai@gmail.com*.**AUTHORS' INFO****\*Darezhat A. Bolysbek**

ORCID 0000-0001-8936-3921

e-mail: *bolysbek.darezhat@gmail.com*.**Alibek B. Kulzhabekov**

PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463

e-mail: *alibek.kuljabekov@gmail.com*.**Bakbergen Ye. Bekbau**

PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626

e-mail: *bakbergen.bekbau@gmail.com*.**Kenboy Sh. Uzbekaliyev**

ORCID 0009-0000-6917-4963

e-mail: *kzkenbai@gmail.com*.

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>

Получена: 25.04.2023.

Одобрена: 21.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

### Геотехнологическое регулирование разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Ш.Х. Султанов, А.М. Маляренко

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Значительная доля остаточных запасов нефти разрабатываемых месторождений приурочена к зонам пласта с низкопроницаемыми и недонасыщенными коллекторами, малотолщинными пластами. Поддержание уровней добычи нефти на подобных залежах возможно за счет методической проработки и выработки рекомендаций по оптимизации и совершенствованию системы разработки, адресного применения технологий и методов увеличения нефтеотдачи. В свою очередь, методическая проработка для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами включает системный статистический и геолого-технологический анализ результатов разработки месторождений, анализ существующих общепринятых методологий, теоретические исследования. Таким образом, создание комплексного подхода к регулированию разработки нефтяных месторождений с учётом детального понимания геологического строения является важной задачей в условиях современного состояния разрабатываемых месторождений.

**Цель.** Целью работы является формирование комплексного подхода к регулированию разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на основе методических решений геолого-технологического и геолого-статистического анализа, дифференциации объектов исследования, ретроспективного анализа применения технологий и методов, направленных на увеличения нефтеотдачи.

**Материалы и методы.** Достижение поставленной цели возможно при использовании следующих методов: статистический анализ, геолого-промысловый анализ, методические решения по изучению взаимосвязи «порода – флюид», дифференциации объектов исследования по геолого-геофизическим и геолого-промысловым данным. На примере некоторых этапов предложены алгоритмы проведения исследований.

**Результаты.** Предложено методическое решение для регулирования разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

**Заключение.** Предложенный геотехнологический подход к регулированию разработки позволит повысить технологическую эффективность выработки запасов углеводородов за счёт детального понимания строения коллектора, дифференциации на зоны (участки) пласта, изучения и анализа их состояния разработки, обоснованного выделения первоочередных и перспективных технологий и технических решений для повышения их выработки.

**Ключевые слова:** моделирование процесса разработки, структура порового пространства, классификации объектов, методы увеличения нефтеотдачи, статистический анализ геологических данных, смачиваемость породы.

#### Как цитировать:

Султанов Ш.Х., Маляренко А.М. Геотехнологическое регулирование разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 31–41. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>.



UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>

Received: 25.04.2023.

Accepted: 21.06.2023.

Published: 30.06.2023.

## Original research

# Geotechnological regulation of the development of oil fields with hard-to-recover reserves

Shamil Kh. Sultanov, Alina M. Malyarenko

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

### ANNOTATION

**Background:** A significant proportion of the remaining oil reserves of the fields under development is confined to reservoir zones with low-permeability and undersaturated reservoir, thin reservoirs. Maintenance of oil production levels in such deposits is possible through methodological study and development of recommendations for optimizing and improving the development system, targeted application of technologies and methods for enhanced oil recovery. In turn, the methodological study for deposits with hard-to-recover reserves includes a systematic statistical and geological and technological analysis of the results of field development, an analysis of existing generally accepted methodologies, and theoretical studies. Thus, the creation of an integrated approach to regulating the development of oil fields, taking into account a detailed understanding of the geological structure, is an important task in the current state of the fields under development.

**Aim:** The aim of the work is to develop an integrated approach to regulating the development of oil fields with hard-to-recover reserves based on methodological solutions of technological and statistical analysis, differentiation of research objects, retrospective analysis of the use of technologies and methods aimed at increasing oil recovery. The aim of the work is to form an integrated approach to regulating the development of oil fields with hard-to-recover reserves based on methodological solutions for geological-technological and geological-statistical analysis, differentiation of research objects, retrospective analysis of the use of technologies and methods aimed at increasing oil recovery.

**Materials and methods:** Achieving this goal is possible using the following methods: statistical analysis, geological and field analysis, methodological solutions for studying the relationship "rock – fluid", differentiation of research objects according to geological, geophysical and geological and field data. On the example of some stages, research algorithms are proposed.

**Results:** A methodological solution is proposed for regulating the development of oil fields with hard-to-recover oil reserves.

**Conclusion:** The proposed geotechnological approach to the development control will improve the technological efficiency of hydrocarbon reserves development due to a detailed understanding of the reservoir structure, differentiation into zones (areas) of the reservoir, study and analysis of their state of development, reasonable selection of priority and promising technologies and technical solutions to increase their production.

**Keywords:** *development process modeling, pore space structure, object classifications, enhanced oil recovery methods, statistical analysis of geological data, rock wettability.*

### To cite this article:

Sultanov SK, Malyarenko AM. Geotechnological regulation of the development of oil fields with hard-to-recover reserves. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):31–41. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>.

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>

Қабылданды: 25.04.2023.

Мақұлданды: 21.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпұнса зерттеу

### Алынуы қиын қорлары бар мұнай кен орындарын игеруді геотехнологиялық реттеу

Ш.Х. Султанов, А.М. Маляренко

*Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қаласы, Ресей*

#### АҢДАТПА

**Негіздеме.** Игеріліп жатқан кен орындарының қалдық мұнай қорларының едәуір үлесі өткізгіштігі төмен және қанықпаған коллекторы, қалыңдығы төмен қабаттары бар қабаттар аймақтарына орайластырылған. Мұндай кен орындарында мұнай өндіру деңгейін ұстап тұру әдістемелік пысықтау және мұнай беруді ұлғайту технологиялары мен әдістерін әзірлеу, атаулы қолдану жүйесін оңтайландыру және жетілдіру бойынша ұсынымдар әзірлеу есебінен мүмкін болады. Өз кезегінде, алынуы қиын қорлары бар кен орындары үшін әдістемелік пысықтау кен орындарын игеру нәтижелеріне жүйелі статистикалық және геологиялық-технологиялық талдауды, қолданыстағы жалпы қабылданған әдістемелерді талдауды, теориялық зерттеулерді қамтиды. Осылайша, геологиялық құрылымды егжей-тегжейлі түсінуді ескере отырып, мұнай кен орындарын игеруді реттеудің кешенді тәсілін құру игеріліп жатқан кен орындарының қазіргі жай-күйі жағдайында маңызды міндет болып табылады.

**Мақсаты.** Жұмыстың мақсаты геологиялық-технологиялық және геологиялық-статистикалық талдаудың әдістемелік шешімдері, зерттеу объектілерін саралау, мұнай беруді арттыруға бағытталған технологиялар мен әдістерді қолдануды ретроспективті талдау негізінде алынуы қиын қорлары бар мұнай кен орындарын игеруді реттеуге кешенді тәсілді қалыптастыру болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** Қойылған мақсатқа келесі әдістерді қолдану арқылы қол жеткізуге болады: статистикалық талдау, геологиялық-кәсіптік талдау, «тау жынысы – флюид» байланысын зерттеу бойынша әдістемелік шешімдер, зерттеу объектілерін геологиялық-геофизикалық және геологиялық-кәсіптік деректер бойынша саралау. Кейбір кезеңдердің мысалында зерттеу алгоритмдері ұсынылған.

**Нәтижелері.** Алынуы қиын мұнай қорлары бар мұнай кен орындарын игеруді реттеу үшін әдістемелік шешім ұсынылды.

**Қорытынды.** Әзірлеуді реттеуге ұсынылған геотехнологиялық тәсіл коллектордың құрылымын егжей-тегжейлі түсіну, қабаттың аймақтарына (учаскелеріне) саралау, олардың даму жағдайын зерттеу және талдау, оларды өндіруді арттыру үшін бірінші кезектегі және көрсективалы технологиялар мен техникалық шешімдерді негізді бөлу есебінен көмірсутектер қорларын өндірудің технологиялық тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

**Негізгі сөздер:** *әзірлеу процесін модельдеу, кеуек кеңістігінің құрылымы, объектілердің жіктелуі, мұнай беруді ұлғайту әдістері, геологиялық деректерді статистикалық талдау, тау жыныстарының сулануы.*

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Султанов Ш.Х., Маляренко А.М. Алынуы қиын қорлары бар мұнай кен орындарын игеруді геотехнологиялық реттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 31–41 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108645>.

## Введение

Вопросы эффективной выработки запасов нефти формируются в течение всего срока разработки месторождения, от его ввода до начала выбытия скважин из эксплуатации. Ввиду того, что основная часть запасов нефти месторождения в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (далее – НГП) осваивается с 50–60 гг. прошлого столетия, а в Западной Сибири с 70–80 гг., значительная часть залежей углеводороды (далее – УВ) в низкопроницаемых коллекторах, в «тупиковых» или застойных зонах, в т.ч. обусловленных тектоническим фактором, а также в линзах, «пропущенных» пластах и т.д. Следует также отметить, что в последние 20 лет началась разработка месторождений, характеризующихся неблагоприятными коллекторскими свойствами, а также свойствами флюидов, насыщающих его. Настоящий этап отечественной нефтедобычи ознаменован началом активного изучения и «пробной» добычи УВ из сланцев. Всё вышеуказанное свидетельствует о росте доли трудноизвлекаемых запасов (далее – ТИЗ), которые для месторождений Волго-Уральской НГП составляют не менее 62%. ТИЗ нефти содержатся во всех стратиграфических комплексах, по этой причине их освоённость также различна. Справедливым является и то, что с развитием технологий, появлением новых технических решений и способов добычи УВ доля ТИЗ, выделяемая по геологическим критериям, снизилась. Например, коллекторы с проницаемостью 0,03–0,05 мкм<sup>2</sup> или залежи, содержащие нефть вязкостью 30–50 мПа·с, в настоящее время достаточно эффективно разрабатываются.

## Постановка задачи

Эффективная выработка запасов нефти, приуроченных к неблагоприятным геологическим условиям, в первую очередь обусловлена «адресным» подходом к каждому участку пласта или его пропластку. Известно, что изменение направления ствола скважины на 30–45° в горизонте может привести к увеличению дебита нефти более чем в 1,3 раза.

Таким образом, максимально возможное освоение запасов каждой отдельной залежи месторождения определяется, в первую очередь,

особенностями геологического строения. Существующий принцип выбора системы и способа разработки месторождения, основанный на опыте и подходах добычи нефти на схожих месторождениях, должен включать поиск, разработку и внедрение новых технологий и технических решений добычи УВ.

## Методические решения

Успешность реализации технологии, направленной на повышение добычи нефти, базируется на их геолого-технологическом, технико-экономическом и информационном обосновании, а также сопровождении при внедрении на объектах разработки. Таким образом, основой комплексного подхода к геолого-технологическому регулированию разработки нефтяных месторождений с ТИЗ являются:

- информационное и цифровое обеспечение реализации технологий;
- создание научных основ применения комплексных технологий освоения ТИЗ нефти;
- создание комплексных гибких технологий освоения ТИЗ нефти;
- комплексное геолого-технологическое, инженерно-техническое и экологическое сопровождение применения технологий;
- проведение опытно-промышленных работ и выдача геолого-технологического и технико-экономического заключений для промышленного внедрения технологий [1–3].

Представленный подход является единым «набором» научно-исследовательских и опытно-промышленных работ, где каждое направление является ключевым.

Геолого-технологическое и технико-экономическое обоснования технологий и технических решений, направленных на вовлечение в разработку запасов УВ и доизвлечение остаточной нефти месторождений, включают следующий последовательный комплекс работ и исследований:

- изучение и исследование структурных и физико-химических свойств коллектора;
- понимание геологии залежи, особенно характера литологической изменчивости и, как следствие, неоднородности нефтяной залежи;

– дифференцирование объектов исследований (объект разработки, залежи, пласты, участки или зоны пласта) по свойствам и параметрам, характеризующим свойства пластовых систем;

– выделение характерных объектов и обоснование объектов-полигонов в дифференцированных группах для проведения технологических и технико-экономических расчётов;

– критериальный анализ возможного применения методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) и интенсификации добычи нефти (далее – ИДН) для объектов в дифференцированных группах, с учётом геолого-геофизических и геолого-промысловых условий;

– имитационное моделирование разработки объектов-полигонов с обоснованным для них комплексом технологий интенсификации процесса нефтеизвлечения с определением технологического эффекта;

– технико-экономические расчёты вариантов применения МУН и основных технико-экономических показателей;

– комплексное геолого-технологическое и технико-экономическое заключение и рекомендации по применению рассмотренных технологий на месторождениях региона.

### **Теоретические и лабораторные исследования**

Геологическими причинами формирования остаточных запасов УВ являются частое изменение показателей неоднородности по площади и по разрезу, фильтрационных и емкостных свойств (далее – ФЕС) пород пластов, сложная и различная глинистость пород, различный характер смачиваемости пород пластов и многое другое. Все эти геологические особенности являются причинами формирования остаточных запасов УВ. К этому необходимо добавить, что механизм вытеснения УВ из коллектора сложный, т.к. на него влияют многие факторы, определяющие процесс разработки залежи, в т.ч. структура порового пространства (пористость, распределение пор и частиц породы по размерам, геометрия пор, удельная поверхность), характер насыщения порового пространства флюидом и степень его гидрофобизации. От смачиваемости породы зависят

остаточная нефте- и водонасыщенность, величина капиллярного давления, коэффициент вытеснения нефти водой, фазовая проницаемость. Фильтрационные свойства пород-коллекторов обусловлены как размерами пустотного пространства, так и удельным соотношением пор разной величины, степенью их взаимосвязи и расположения [4–9].

С целью оценки ФЕС, а также других параметров и свойств, полученных в результате экспериментов, предложена методика прогноза, включающая:

– определение статистических характеристик по параметрам, полученным по результатам анализа керна;

– корреляционный анализ между основными ФЕС и структурными свойствами, а также гранулометрическим составом исследуемых образцов;

– множественный регрессионный анализ между распределением частиц по размерам, основными ФЕС и структурными свойствами;

– построение статистических моделей для прогноза основных ФЕС исследуемых месторождений.

Статистический анализ данных по пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, распределению частиц по размерам и структуре порового пространства, выполненный для продуктивного пласта месторождений Западной Сибири, показал, что параметры пласта характеризуются очень широким диапазоном изменения их свойств. Например, проницаемость изменяется в пределах 0,0013–0,8 мкм<sup>2</sup>.

Корреляционный анализ между дисперсным составом, основными ФЕС и структурными свойствами исследуемых образцов показал, что содержание мелких и средних частиц размером менее 100 мкм предопределяет ФЕС и структурные свойства коллекторов рассматриваемых месторождений.

Часто в нефтегазовой практике важно знать закон распределения пор по размерам. В связи с этим на следующем этапе были получены зависимости распределения пор по размерам по данным дисперсионного анализа. С этой целью для каждого образца керна по данным порометрии была построена интегральная кривая распределения пор по размерам. Каждая построенная интегральная кривая была аппроксимирована уравнением (1):

$$Y = 1 - \exp(-KR^n) \quad (1)$$

где  $Y$  – содержание пор, д. ед.;  
 $R$  – радиус поровых каналов, мкм;  $K, n$  – коэффициенты уравнения аппроксимации.

Далее для значений коэффициентов уравнения  $K$  и  $n$  были получены

$$K = 0,373 - 0,0085d_{100-250} - 0,0034d_{50-100} + 0,0114d_{10-50} + 0,0698d_{<10}, \quad (R^2 = 0,555) \quad (2)$$

$$n = 1,175 - 0,095 \ln(d_{>250} - 0,003d_{100-250} + 0,0012d_{50-100} - 0,008d_{10-50}), \quad (R^2 = 0,402) \quad (3)$$

где  $d_{<10}$ ,  $d_{10-50}$ ,  $d_{50-100}$ ,  $d_{100-250}$ ,  $d_{>250}$  – содержание частиц определенного размера, % мас.

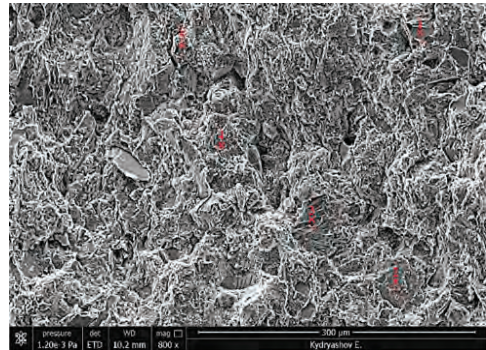
Проведенная процедура позволяет по распределению частиц по размерам судить о структуре порового пространства.

Различный характер смачиваемости возникает из-за того, что поверхность пор состоит из минералов с различными химическими и адсорбционными свойствами. Также смачиваемость породы зависит от структуры порового пространства, физико-химических свойств насыщающих жидкостей. Для понимания минерального состава породы, а также для исключения гидрофобизации за счёт карбонатного цемента важным является выполнение исследований по определению элементного состава образцов (рис. 1) и изучению их смачиваемости. Исследование образцов показало, что смачиваемость изменяется в очень широких пределах – от чисто гидрофильных до чисто гидрофобных. Анализ распределения значений показателя смачиваемости от пористости, коэффициентов проницаемости, остаточной водонасыщенности и коэффициента вытеснения показал, что наилучшими коллекторскими свойствами обладает гидрофобная группа образцов, наихудшими – гидрофильная. Из данных по корреляции можно сделать вывод о частом изменении смачиваемости в пределах пласта (рис. 2) [4–11].

Результат внедрения технологий и технических решений на объектах-полигонах зависит от «адаптированного» информационного обеспечения, правильного выбора обоснованных мероприятий по оптимизации сетки и режимов работы нагнетательных и добывающих скважин для регулирования процесса дренирования различных участков и зон продуктивных пластов с целью увеличения степени выработки запасов и коэффициента

регрессионные зависимости от результатов дисперсионного анализа образцов керна (распределения частиц по размерам). В результате получены зависимости (3, 4):

нефтеотдачи пластов. Решение перечисленного круга задач практически невозможно без применения современных информационных технологий.



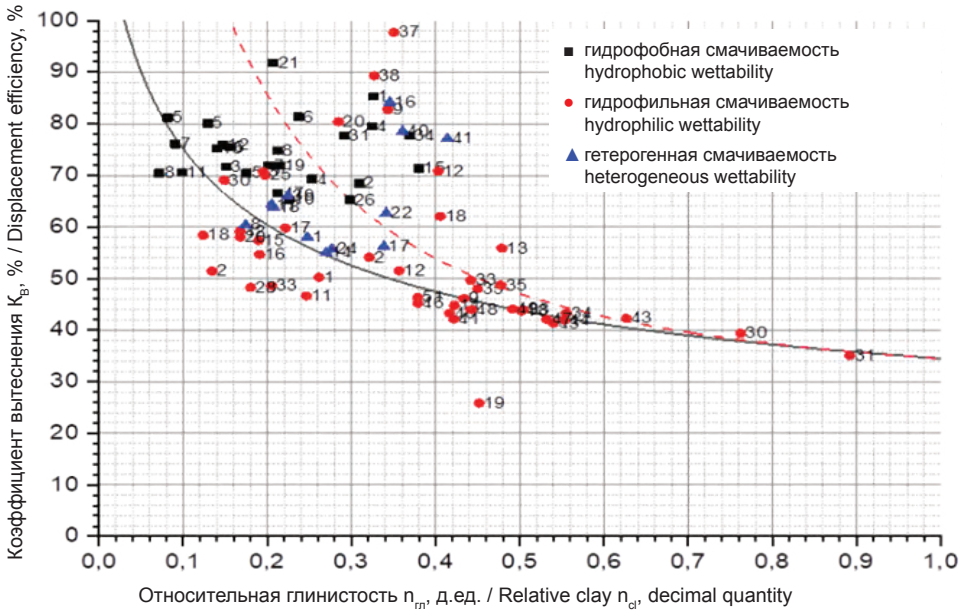
**Рисунок 1. Общая фотография образца породы**

**Figure 1. General photo of a rock sample**

1 – зерна кварца / quartz grains; 2, 3 – калиевые полевые шпаты / potassium feldspar; 4, 5 – глинистые участки / clayey areas

Предлагаемый подход предусматривает решение задач анализа, контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений в рамках создания геолого-математической и фильтрационной моделей исследуемого объекта.

Прогнозирование добычи нефти, выявление особенностей и факторов, влияющих на неё, всегда имели важное значение в процессах контроля и регулирования разработки месторождений. Достоверный прогноз добычи нефти базируется на обобщении и систематизации геолого-промысловых данных и может быть повышен за счёт ретроспективного и сравнительного анализа разработки месторождения, проведенного для пластов, эксплуатационных объектов или залежей, схожих по геотехнологическим параметрам пластовых систем. Для обоснованного и оперативного определения групп схожих



**Рисунок 2. Зависимость распределения коэффициента вытеснения  $K_b$  от относительной глинистости  $n_{г}$  по типу смачиваемости**  
**Figure 2. Dependence of the distribution of the displacement coefficient  $D_c$  on the relative clay content  $n_{g}$  according to the type of wettability**

объектов (классификации) используются различные методы математической статистики.

На результаты классификации значительное влияние оказывают качество и объём исходной информации. Для более достоверного распределения объектов по группам предложена методика, направленная на выбор способа группирования при определенном наборе исходной информации.

Известно, что объём исходной информации влияет на результаты классификации. Исходя из этого, а также из целей группирования предлагаемая последовательность выделения однотипных групп проводится различными методами. Детальный схематичный порядок группирования предложен на рис. 3.

При группировании небольшого количества объектов удобно использовать кластерный анализ. Суть данного метода в том, что два объекта, принадлежащих одной и той же группе (кластеру), имеют коэффициент сходства, который меньше некоторого порогового значения. При классификации большого объёма

данных предлагается использовать независимые способы идентификации объектов: искусственные нейронные сети (далее – ИНС), метод главных компонент (далее – МГК), кластерный анализ. Особенностью и сложностью использования нескольких методов является конечное сопоставление групп и выявление основных общих характеристик.

Использование данного подхода к классификации объектов повысит достоверность выделения однотипных объектов. В пределах отдельных классов появляется обоснованная возможность к тиражированию успешного опыта по использованию технологий, способов и методов, направленных на повышение эффективности выработки запасов УВ [2, 12, 13].

Проведенное комплексное геолого-технологическое и технико-экономическое обоснование повышения эффективности выработки остаточных запасов позволит получить картину современного состояния выработки запасов, дифференцировать их по степени охвата воздействием, выработать систему геолого-технических мероприятий, дать оценку тех-

нологической и технико-экономической эффективности мероприятий, подготовить информационную базу для внедрения методов увеличения нефтеотдачи на исследуемом объекте-полигоне [14]. Геолого-промысловый анализ выработки эксплуатационных объектов месторождений в пределах выделенных групп, традиционно, включает совместный анализ карт остаточных запасов, обводненности, нефтенасыщенных толщин, распространения продуктивных пластов, свойств коллекторов.

Для совершенствования системы разработки и адресного обоснования геолого-технических мероприятий рассмотренный подход был реализован на месторождениях Западной Сибири трех основных свит, к которым приурочены нефтегазоносные пласты (васюганская, сортымская и мегийонская), а также при обосновании технологий доизвлечения остаточной нефти на мелких месторождениях с высоковязкой нефтью Южно-Татарского свода.

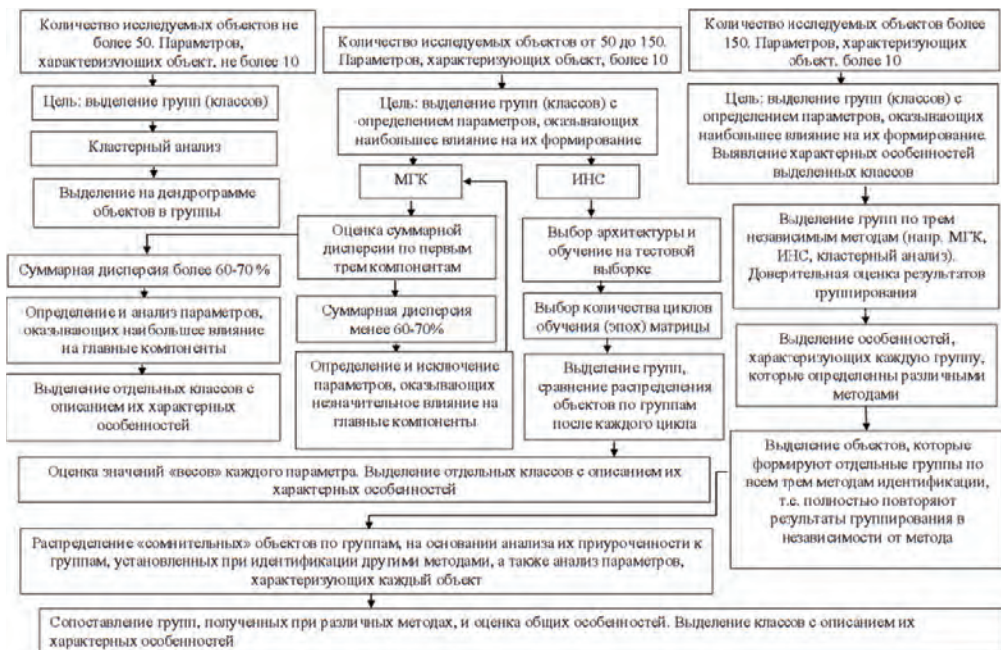


Рисунок 3. Схема классификации объектов различными статистическими методами при различных условиях представления исходной информации

Figure 3. Classification scheme for objects by various statistical methods under various conditions for the presentation of initial information

Таким образом, комплексный подход к геотехнологическому регулированию разработки нефтяных месторождений с ТИЗ можно представить в виде принципиальной схемы (рис. 4), в которую интегрированы разработанные методические решения по литолого-фациальному изучению и моделированию пластовых систем, пониманию степени взаимосвязи «порода – флюид», дифференциации или классификации объектов исследования и запасов нефти, геолого-промысловому анализу разработки и прогнозированию показателей разработки, оценке перспективных зон (участков) залежи УВ.

## Выводы

Предложенный геотехнологический подход к регулированию разработки позволит повысить технологическую эффективность выработки запасов УВ за счёт детального понимания строения коллектора, дифференциации на зоны (участки) пласта, изучение и анализ их состояния разработки, обоснованного выделения первоочередных и перспективных технологий и технических решений для повышения их выработки.



**Рисунок 4. Принципиальная схема дифференцированного подхода к извлечению нефти на разрабатываемых месторождениях**  
**Figure 4. Schematic diagram of a differentiated approach to oil recovery in the fields under development**

*ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта / bottom-hole formation zone treatment*  
*МУН – методы увеличения нефтеотдачи / advanced oil recovery methods*

#### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

**Источник финансирования.** Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-9020 в рамках программы развития НЦМУ.

**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: Султанов Ш.Х. – концепция исследования, проведение исследования, Маляренко А.М. – сбор, анализ, написание рукописи, интерпретация данных

исследования, проверка результатов, редактирование рукописи.

#### ADDITIONAL INFORMATION

**Funding source.** This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement № 075-15-2020-900 within the framework of development program for World-Class Research Center.

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Shamil Kh. Sultanov – the concept of the study, the conduct of the study; Alina M. Malyarenko – collection, analysis, writing of the manuscript, interpretation of research data, verification of results, editing of the manuscript.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Султанов Ш.Х. Системный подход к разработке крупных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. № 1(75). С. 15–20. doi:10.17122/ntj-oil-2016-4-28-34.



2. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов. Уфа : Монография, 2009. 204 с.

3. Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайрединов Н.Ш. Комплексный геолого-технологический анализ разработки нефтяных месторождений, характеризующихся различными геолого-физическими и физико-химическими условиями пластовых систем // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6, № 1. С. 22–28.

4. Malyarenko A.M., Bogdan V.A., Blinov S.A., et al. Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. doi:10.1088/1742-6596/1753/1/011001.

5. Ахметов Р.Т., Маляренко А.М., Кулешова Л.С. Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований // Socar Proceeding. 2021. № 2. С. 71–84. doi:10.5510/OGP20210200498.

6. Маляренко А.М., Котенев Ю.А., Богдан В.А. Дифференциация неоднородного продуктивного пласта по фильтрационным характеристикам на основе лабораторных исследований и статистических зависимостей // Международная научно-практическая конференция «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений»; Май 16, 2019; Актау, Казахстан.

7. Маляренко А.М., Котенев Ю.А., Богдан В.А., и др. Изучение глинистости породы в связи с её влиянием на коллекторские свойства // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 6(342). С. 32–41. doi:10.30713/2413-5011-2020-6(342)-32-41.

8. Маляренко А.М., Богдан В.А., Блинов С.А., и др. Методические подходы при изучении физических свойств неоднородных глинизированных пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 8(344). С. 57–63.

9. Ахметов Р.Т., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.В., и др. Прогноз показателей смачиваемости продуктивных пластов по объёмному содержанию остаточной воды // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. 2017. № 2. С. 39–43. doi:10.31660/0445-0108-2017-2-39-43.

10. Malyarenko A.M., Kotenev A.Yu., Kotenev M. Influence of the Reservoir Rocks Sedimentation and its Mineral Content on the Properties of BS10 Reservoirs in the Gubkin Oil and Gas Region // SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2020 Oct 27; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/20ATCE/2-20ATCE/D022S061R022/449974>. Cited 12.04.2023.

11. Султанов Ш.Х., Варламов Д.И., Чибисов А.В. Решение задач классификации при помощи систем искусственного интеллекта // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Уфа. ЦХИМН АН РБ. 2008. № 5. С. 228–231.

12. Султанов Ш.Х. Методика классификации залежей нефти с использованием статистических методов // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6, № 1. С. 17–21.

13. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Блинов С.А. Комплексный подход к проектированию и разработке нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Научно-практическая конференция ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» «Новые методы и технологии проектирования и обустройства месторождений»; 2004; Пермь.

## REFERENCES

1. Sultanov SK. System approach to development of large oil deposits with reserves hard to recover. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2009;1(75):15–20. doi:10.17122/ntj-oil-2016-4-28-34.

2. Sultanov SK. *Metotehnologiya sistemnogo analiza razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s razlichnymi kategoriyami trudnoizvlekayemykh zasposov*. Ufa: Monografiya; 2009. P. 204. (In Russ).

3. Sultanov SK, Andreyev VY, Kotenev UA, Khairedinov NS. Kompleksnyy geologo-technologicheskyy analiz razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy, kharakterizuyushchikhsya

razlichnymi geologo-fizicheskimi i fiziko-himicheskimi usloviyami plastovykh sistem. *Petroleum Engineering*. 2008;6(1):22–28. (In Russ).

4. Malyarenko AM, Bogdan VA, Blinov SA, et al. Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;1753. doi:10.1088/1742-6596/1753/1/011001.

5. Akhmetov RT, Malyarenko AM, Kuleshova LS, et al. Quantitative Assessment of Hydraulic Tortuosity of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Based on Capillarimetric Studies. *Socar Proceeding*. 2021;2:71–84. doi:10.5510/OGP20210200498.

6. Malyarenko AM, Kotenev YA, Bogdan VA. Differentsiatsiya neodnorodnogo produktivnogo plasta po fil'tratsionnym kharakteristikam na osnove laboratornykh issledovaniy i statisticheskikh zavisimostey. Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Sostoyaniye i perspektivy ekspluatatsii zrelykh mestorozhdeni»; 2019 May 16; Aktau, Kazakhstan. (In Russ).

7. Malyarenko AM, Kotenev YA, Bogdan VA, et al. Study of rock clayiness in connection with its influence on reservoir properties. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;6(342):32–41. doi:10.30713/2413-5011-2020-6(342)-32-41.

8. Malyarenko AM, Bogdan VA, Blinov SA, et al. Metodicheskiye podkhody pri izuchenii fizicheskikh svoystv neodnorodnykh glinizirovannykh porod-kollektorov. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;8(344):57–63. (In Russ).

9. Akhmetov RT, Zeigman YV, Mukhametshin VV, et al. Forecast of Wettability Index in productive formations by volume of residual water content. *Oil and Gas Studies*. 2017;2:39–43. doi:10.31660/0445-0108-2017-2-39-43.

10. Malyarenko AM, Kotenev AY, Kotenev M. Influence of the Reservoir Rocks Sedimentation and its Mineral Content on the Properties of BS10 Reservoirs in the Gubkin Oil and Gas Region. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2020 Oct 27; Virtual. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/20ATCE/2-20ATCE/D022S061R022/449974>. Cited 12 Apr 2023.

11. Sultanov SK, Varlamov DI, Chibisov AV. Resheniye zadach klassifikatsii pri pomoshchi sistem iskusstvennogo intellekta. *Problemy osvoyeniya trudnoizvlekayemykh zapasov nefi i gaza*. Ufa. TSentr khimicheskoy mekhaniki nefi Akademii nauk Respubliki Bashkortostan. 2008;5:228–231.

12. Sultanov SK. Metodika klassifikatsii zalezhey nefi s ispol'zovaniyem statisticheskikh metodov. *Petroleum Engineering*. 2008;6(1):17–21.

13. Khayredinov NS, Andreyev VY, Kotenev YA, Blinov SA. Kompleksniy podkhod k proyektirovaniyu I razrabotke nefyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekayemyimi zapasami. Nauchno-prakticheskaya konferentsiya OAO «LUKOYL-Perm'» «Novyye metody i tekhnologii proyektirovaniya i obustroystva mestorozhdeniy»; 2004; Perm. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### \*Султанов Шамиль Ханифович

докт. техн. наук, профессор  
ORCID: 0000-0003-3481-9519  
WoS Researcher ID: CAH-8765-2022  
Scopus Researcher ID: 23111853300  
elibrary: 445395

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

### Маляренко Алина Михайловна

канд. геол.-мин. наук  
e-mail: [m\\_alina\\_m@mail.ru](mailto:m_alina_m@mail.ru).

## AUTHORS' INFO

### \*Shamil Kh. Sultanov

D. Sc. (Engineering), professor  
ORCID: 0000-0003-3481-9519  
WoS Researcher ID: CAH-8765-2022  
Scopus Researcher ID: 23111853300  
elibrary: 445395

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

### Alina M. Malyarenko

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)  
e-mail: [m\\_alina\\_m@mail.ru](mailto:m_alina_m@mail.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276.6  
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Получена: 14.10.2022.

Одобрена: 28.04.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

# Эффективность внедрения чередующегося водогазового воздействия на примере карбонатного месторождения Казахстана

И.А. Аскарлова<sup>1</sup>, Р.Н. Утеев<sup>2</sup>, А.С. Марданов<sup>2</sup>, Т.С. Джаксылыков<sup>2</sup>,  
А.У. Джунусбаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ТОО «Тенгизшевройл», г. Атырау, Казахстан

<sup>2</sup>Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Чередующееся водогазовое воздействие (далее – ВГВ) считается подходящим аналогом газовой закачки и заводнения, которые способствуют повышению эффективности вытеснения. При непрерывной закачке газа фронт вытеснения нестабилен из-за низкой вязкости газа, что ведёт к образованию «языков» газа в связи со значительным различием в подвижности газа и нефти. Попеременная закачка воды и газа считается подходящим вариантом в устранении данной проблемы и в стабилизации фронта вытеснения.

**Цель.** Целью данной работы являлось обобщение основных факторов, влияющих на эффективность процесса, на основе мирового опыта применения технологии водогазового воздействия на пласт. Также рассмотрена эффективность применения данной технологии на карбонатном месторождении.

**Материалы и методы.** В данной статье проанализирована эффективность вытеснения нефти с помощью метода ВГВ на карбонатном месторождении Казахстана. С целью исследования предлагаемой технологии нефтедобычи была смоделирована попеременная закачка воды и газа в продуктивный пласт на симуляторе ECLIPSE 100. В первую очередь был осуществлён процесс оптимизации параметров на основе двух нагнетательных скважин. В результате было выявлено, что для изучаемого месторождения продолжительность циклов воды и газа в 3 месяца и последовательность «газ – вода» являются оптимальными условиями для наблюдения наибольшего эффекта от ВГВ. Далее на основе выбранных параметров было проведено масштабирование ВГВ на всё месторождение, для реализации которого были разработаны несколько вариантов с 3, 5, 6 и 12 нагнетательными скважинами.

**Результаты.** В результате проведенных исследований подобран оптимальный вариант вытеснения нефти, в котором задействованы 5 нагнетательных скважин с высокой приемистостью и большим объёмом закачанного газа.

**Заключение.** В связи с гидрофильностью коллектора эффект от чередующегося ВГВ оказался не столь значительным, как этого можно было ожидать, по причине эффекта гистерезиса относительных фазовых проницаемостей, что может служить темой для будущих исследований.

**Ключевые слова:** чередующееся водогазовое воздействие, моделирование, оптимизация, продолжительность цикла, приемистость скважины по газу, гидрофильный коллектор.

### Как цитировать:

Аскарлова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У. Эффективность внедрения чередующегося водогазового воздействия на примере карбонатного месторождения Казахстана // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 42–53.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

UDC 622.276.6  
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Received: 14.10.2022.

Accepted: 28.04.2023.

Published: 30.06.2023.

## Original article

# The Effectiveness of the Introduction of the Water-Alternated-Gas Injection on the example of a Carbonate Field in Kazakhstan

Ingkar A. Askarova<sup>1</sup>, Rakhim N. Uteyev<sup>2</sup>, Altynbek S. Mardanov<sup>2</sup>,  
Talgat S. Jaxylykov<sup>2</sup>, Ainura U. Junusbayeva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tengizchevroil, Atyrau, Kazakhstan

<sup>2</sup>Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** Water-Alternated-Gas Injection (hereinafter referred to as WAG) is considered to be a suitable analogue of gas injection and waterflooding, which increase the efficiency of displacement. With continuous gas injection, the displacement front is unstable due to the low viscosity of the gas, which leads to the formation of gas “tongues” due to a significant difference in the mobility of gas and oil. Alternate injection of water and gas is considered a suitable option in eliminating this problem and in stabilizing the displacement front.

**Aim:** The purpose of this work was to generalize the main factors affecting the efficiency of the process, based on the world experience in applying the WAG technology. The effectiveness of this technology application in a carbonate field was also considered.

**Materials and methods:** This article analyzes the efficiency of oil displacement using the WAG method in a carbonate field in Kazakhstan. In order to study the proposed oil production technology, the alternate injection of water and gas into the reservoir was simulated on the ECLIPSE 100 simulator. First of all, the process of optimizing the parameters was carried out based on two injection wells. As a result, it was found that for the studied field, the duration of water and gas cycles of 3 months and the sequence of “gas – water” are the optimal conditions for observing the greatest effect from WAG. Further, based on the selected parameters, WAG was scaled to the entire field, for the implementation of which several options were developed with 3, 5, 6 and 12 injection wells.

**Results:** As a result of the research, the optimal oil displacement option was selected, which involves 5 injection wells with high injectivity and a large volume of injected gas.

**Conclusion:** Due to the hydrophilicity of the reservoir, the effect of alternating WAG turned out to be not as significant as it could be expected, due to the effect of hysteresis of relative phase permeabilities, which can be a topic for future research.

**Keywords:** *water-alternated-gas injection, modeling, optimization, cycle duration, well gas injectivity, hydrophilic reservoir.*

## To cite this article:

Askarova IA, Uteyev RN, Mardanov AS, Jaxylykov TS, Junusbayeva AU. The effectiveness of the introduction of the water-alternated-gas injection on the example of a carbonate field in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(2):42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

ӨОЖ 622.276.6

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Қабылданды: 14.10.2022.

Мақұлданды: 28.04.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпұнса зерттеу

### Қазақстанның карбонатты кен орны мысалында ауыспалы су-газды ынталандыруды енгізудің тиімділігі

І.А. Асқарова<sup>1</sup>, Р.Н. Утеев<sup>2</sup>, А.С. Марданов<sup>2</sup>, Т.С. Джақсылықов<sup>2</sup>,  
А.У. Жүнісбаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тенгизшевройл, Атырау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Ауыспалы су-газды ынталандыру (бұдан әрі – СГЫ) газ айдау мен су басудың қолайлы аналогы болып саналады, бұл ығысу тиімділігін арттыруға ықпал етеді. Газды үздіксіз айдау кезінде газдың тұтқырлығы төмен болғандықтан орын ауыстыру фронты тұрақсыз болады, бұл газ бен мұнайдың қозғалғыштығының айтарлықтай айырмашылығына байланысты газдың «тілдерінің» пайда болуына әкеледі. Су мен газды кезек-кезек айдау бұл мәселені шешуде және ығысу фронтын тұрақтандыруда қолайлы нұсқа болып саналады.

**Мақсаты.** Бұл жұмыстың мақсаты су-газды ынталандыру технологиясын қолданудың әлемдік тәжірибесіне сүйене отырып, процестің тиімділігіне әсер ететін негізгі факторларға жалпылама түрде баға беру болды. Бұл технологияны карбонатты кен орнында қолданудың тиімділігі де қарастырылды.

**Материалдар мен әдістер.** Бұл мақалада Қазақстанның карбонатты кен орнында СГЫ әдісімен мұнайды ығыстыру тиімділігі талданды. Ұсынылған мұнай өндіру технологиясын зерттеу мақсатында ECLIPSE 100 симуляторында қабатқа су мен газды кезектесіп айдау үлгісі жасалды. Ең алдымен екі айдау ұңғымасы негізінде параметрлерді оңтайландыру процесі жүргізілді. Зерттелетін кен орны үшін 3 айлық су және газ айналымдарының ұзақтығы және «газ – су» реттілігі СГЫ-дан ең үлкен әсерді байқаудың оңтайлы шарттары болып табылатыны анықталды. Әрі қарай таңдалған параметрлер негізінде СГЫ бүкіл кен орнына масштабталды, оны жүзеге асыру үшін 3, 5, 6 және 12 айдау ұңғымалары бар бірнеше нұсқалар әзірленді.

**Нәтижелері.** Жүргізілген зерттеулер нәтижесінде, мұнайды ығыстырудың оптималды нұсқасы таңдалды. Бұл нұсқаға жоғары айдау қабілеті бар және газдың үлкен көлемі айдалатын 5 айдау ұңғымасы кірді.

**Қорытынды.** Коллектордың гидрофильділігіне байланысты ауыспалы СГЫ әсері салыстырмалы фазалық өткізгіштіктің гистерезис әсеріне байланысты күткендей маңызды болмады, бұл болашақ зерттеулер үшін тақырып бола алады.

**Негізгі сөздер:** су және газды кезекпен айдау тәсілі, модельдеу, айналым ұзақтылығы, оңтайландыру, газ қабылдағыштығы, гидрофильді коллектор.

#### Дәйексөз келтіру үшін :

Асқарова І.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джақсылықов Т.С., Жүнісбаева А.У. Қазақстанның карбонатты коллекторіне су және газды кезекпен айдау әдісінің тиімділігі // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 42–53 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

## Введение

При газовых методах увеличения нефтедобычи (далее – МУН) значительный объем нефти остаётся в поровом пространстве породы-коллектора. Это объясняется низкой вязкостью газа и существенной разницей между плотностями газа и нефти, что приводит к нестабильности фронта вытеснения, образованию «языков» и раннему прорыву газа. Для контроля подвижностей флюидов была предложена попеременная закачка воды и газа, или чередующееся водогазовое воздействие (далее – ВГВ). ВГВ комбинирует эффективность макроскопического охвата пласта водой и микроскопического охвата газом [1]. К тому же одним из преимуществ чередующегося ВГВ является обмен компонентов между газом и нефтью, что может дать дополнительную добычу нефти [2]. С точки зрения капитальных расходов ВГВ может оказаться выгоднее непрерывной газовой закачки, т.к. снижается требуемый объем газа для закачки. Метод ВГВ впервые применили в 1957 г. на терригенном месторождении в Альберте, Канада [3]. В настоящее время ВГВ пользуется широким спросом при наличии цели увеличить нефтедобычу путём утилизации попутного нефтяного газа.

Основными факторами, определяющими эффективность ВГВ, являются продолжительность цикла, последовательность закачки, свойства пластовых и закачиваемых флюидов, смачиваемость коллектора, условия смешиваемости, объем закачиваемых флюидов и др.

## Третичный и вторичный метод

Лабораторные исследования, направленные на сравнение чередующегося ВГВ при вторичном и третичном методах, отметили некоторую зависимость эффективности ВГВ от смачиваемости породы-коллектора. Вторичные методы увеличения нефтеотдачи применяются при неспособности пластовой энергии создать необходимые условия для вытеснения флюидов из пласта. Третичные же методы используются при возникшей неспособности вторичными методами мобилизовать и вытеснить нефть. Эти методы технологически сложные и часто влекут за собой физико-химические изменения пластовых флюидов.

В работе [4] заметили отличие в добытом объеме нефти при вторичном и третичном ВГВ при разной смачиваемости. Для гидрофильной породы при применении чередующегося ВГВ вторичным методом коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) был выше, чем при третичной реализации. Обратное же наблюдается для гидрофобной среды, где ВГВ вторичным методом вытеснило на 4% меньше нефти, по сравнению с третичным применением (рис. 1).

## Смешиваемость

В практике выделяют два механизма вытеснения нефти газом – смешивающийся и несмешивающийся. При смешивающемся режиме ожидается растворимость газа в нефти, при которой исчезают силы поверхностного натяжения между этими двумя фазами. Эффект от закачки газа в нефтяной пласт

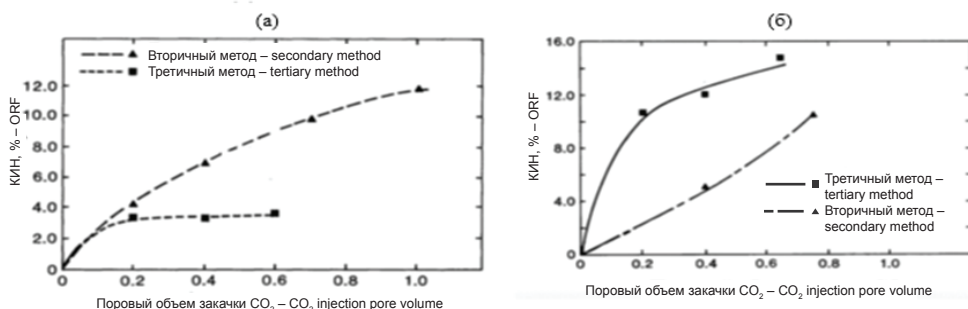


Рисунок 1. КИН при вторичном и третичном ВГВ [4]

Figure 1. ORF in secondary and tertiary WAG [4]

а) гидрофильная среда / hydrophilic environment.; б) гидрофобная среда / hydrophobic environment

наибольший, когда достигается смешивающееся вытеснение. Смешиваемость флюидов зависит от их компонентного состава, температуры и давления в пласте. Смешивающееся вытеснение реализуется при достижении в пласте минимального давления смесимости (далее – МДС) [2].

### **Газ для закачки**

Применяемый газ для закачки при реализации чередующегося ВГВ подразделяется на три типа: углеводородный газ, углекислый газ и газ, не имеющий углеводородных компонентов. Углекислый газ сам по себе дорогой, но он в основном используется для достижения смешивающегося режима. Тем не менее стоит отметить, что применение углекислого газа будет сопровождаться коррозионными проблемами на газопроводах. Углеводородные газы привлекают своей доступностью и постоянным наличием, а также сопутствующими минимальными затратами. Из категории газов, не содержащих углеводородов, широко используемым при ВГВ является азот [3].

### **Объём закачиваемых жидкостей**

Существует определенная зависимость: чем больше объём закачиваемого газа, тем выше добываемый объём нефти при чередующемся ВГВ. Некоторые исследования показывают, что минимальный объём газа для закачивания составляет 1–5% нефтенасыщенного порового объёма. Однако стоит учесть, что при увеличении требуемого объёма закачки газа, в особенности углекислого, понижается окупаемость проекта [5].

### **Соотношение объёмов воды и газа**

Влияние соотношения объёмов закачиваемой воды и газа на конечный результат зависит от смачиваемости породы-коллектора. Значение смачиваемости особенно заметно при высоких соотношениях объёмов закачиваемой воды и газа. Так, при таких условиях в гидрофильной среде прирост добычи нефти незначителен. Однако при смешанной смачиваемости в гидрофобной среде при высоких соотношениях воды и газа отмечается наибольший прирост добычи нефти [6].

Многочисленные экспериментальные исследования привели к выводам, что наг-

нетание равных объёмов воды и газа (в соотношении 1:1) является оптимальным и способствует максимизации добычи нефти. В связи с высокой эффективностью данное соотношение выполняется при промысловых реализациях чередующегося ВГВ. Однако стоит учитывать индивидуальные характеристики пласта и находящихся в нём флюидов, что говорит о существовании разного оптимального соотношения объёмов закачиваемых агентов для каждого месторождения [7].

### **Продолжительность цикла**

Прежде чем реализовать чередующееся ВГВ на месторождении, необходимо определить такой важный параметр, как продолжительность циклов воды и газа. Результаты множества анализов чувствительности выявили, что короткие циклы закачки газа способствуют извлечению большего объёма нефти. При небольшой длительности закачки газа и воды их мобильность выше, что улучшает коэффициент охвата по объёму коллектора при вытеснении нефти [8].

### **Система размещения скважин**

При проектировании чередующегося ВГВ в промысловых условиях подбор скважин представляет собой критический этап. Примеры реализации ВГВ показывают, что пятиточечная система размещения скважин считается наиболее подходящей при водогазовом воздействии. Наиболее вероятно, что данное расположение скважин способствует большему и частому контакту воды и газа с пластовой нефтью. К тому же уменьшение расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами в пятиточечной системе положительно сказывается на финальном КИН, особенно в смешивающемся режиме вытеснения [3, 5].

### **Материалы и методы**

Изучаемое месторождение расположено в западной части Казахстана. Месторождение в тектоническом отношении находится в восточной части Прикаспийской впадины и представлено обломочными карбонатными породами каменноугольного возраста. Тектонические разломы делят месторождение на несколько блоков, а также они поспособствовали развитию трещиноватости пород. В разрезе месторождения

было выделено два продуктивных пласта, эффективная толщина которых находится в пределах от 102 до 119 м, и отделяются они друг от друга непроницаемым пропластком. В верхнем пласте были установлены газовые шапки.

По лабораторным данным керна средняя пористость пород составляет 10%, а средняя проницаемость нефтяной части варьируется от 0,48 до  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовая нефть по плотности является лёгкой, сернистой, парафинистой, малосмолистой.

На месторождении ведётся нагнетание воды для поддержания пластового давления (далее – ППД), однако в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин данная система оказалась неэффективной. Перед нефтепользователем стояла задача утилизировать излишки газа на данном месторождении. Было предложено внедрение чередующегося ВГВ как один из вариантов решения задачи. Моделирование ВГВ было проведено на коммерческом симуляторе ECLIPSE 100. Объёмы газа для закачки в нефтяной пласт рассчитывались в модели по газовому балансу, который определяет объём излишек газа после экспорта, ожидаемых технологических потерь и распределения на собственные нужды.

Из-за сложности в получении относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) при трёхфазной системе в лабораторных условиях разработанные модели используются для вычисления ОФП. В данной работе была использована модель Стоуна 1, которая более точна в определении значений проницаемостей

в трёхфазной среде [9]. Стоит отметить, что из-за отсутствия значения насыщенности захваченного газа в трёхфазной среде не рассматривалось влияние гистерезиса ОФП на финальный результат. Гистерезис считается распространённым феноменом при ВГВ из-за попеременного повышения и падения насыщенности смачивающейся фазы. При возможности не стоит игнорировать данное явление при моделировании чередующегося ВГВ.

При симуляции вода и газ попеременно закачивались в две нефтенасыщенные толщи одновременно, т.к. ВГВ результативней в залежах с высокой эффективной толщиной [10]. Для определения подходящих параметров чередующегося ВГВ была выполнена оптимизация на двух нагнетательных скважинах. Эффективность ВГВ была оценена путём сравнения полученных дополнительных объёмов нефти с результатами заводнения.

### Результаты и обсуждение

Прежде всего была изучена и оценена возможность смешиваемости закачиваемого попутного нефтяного газа и газа в текущих пластовых условиях. Из-за отсутствия лабораторных исследований МДС был рассчитан эмпирическим путём по корреляции Маклавани [11]. Табл. 1 указывает на то, что достижение смешиваемости флюидов при закачке газа в существующих условиях в пласте невозможно, т.к. МДС выше пластового давления.

Зная, что успех чередующегося ВГВ зависит от ряда вышеперечисленных факторов, было проведено определение

**Таблица 1. Рассчитанные минимальные давления смесимости по Маклавани для разрабатываемых блоков месторождения**  
**Table 1. Calculated minimum miscibility pressures according to Maklavani for the developed blocks of the field**

Месторождение Oil field	Состав нефти Petroleum composition			Состав закачиваемого газа Injected gas composition		Вычисленное мин. давление смесимости, МПа Calculated min. mixing pressure, MPa
	$X_{C_{2-6}}$ мол.% / mol.%	$X_{C_1}$ мол.% / mol.%	$M_{C_{7+}}$ г/моль / g/mol	$Y_{C_{2+}}$ мол.% / mol.%	$M_{C_{2+}}$ г/моль / g/mol	
Блок А Block A	26,59	40,74	264	11,96	44,1	39,1
Блок Б Block B	26,59	40,74	264	12,44	44,1	38,9



**Таблица 2. Результаты расчётов чередующегося ВГВ с разными продолжительностями циклов**  
**Table 2. Calculation results for alternating WAG with different cycle durations**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
ВГВ (3&3) WAG (3&3)	31	240,1	7,8	3066,8
ВГВ (6&6) WAG (6&6)	30	241,2	7,8	3073,3
ВГВ (12&12) WAG(12&12)	28	240,4	7,8	3072,6

оптимальных параметров ВГВ для изучаемого месторождения. Для этого в регионе с высокой плотностью скважин были выбраны две близко расположенные нагнетательные скважины, находящиеся на примерно одинаковом гипсометрическом уровне.

#### **Определение оптимальной продолжительности цикла**

При выявлении оптимальной продолжительности циклов закачки воды и газа были рассмотрены три периода закачки: 3, 6, 12 мес. Суточный объём закачиваемого газа одной скважины составлял 70000 м<sup>3</sup>, воды – 200 м<sup>3</sup>. Излишний газ закачивался при условии, что забойное давление не превышает 60 Мпа. Промежуток исследования составил 10 лет, начиная с 2023 г.

Табл. 2 демонстрирует сравнение результатов расчётов с различными периодами закачки. Очевидно, что при увеличении продолжительности циклов закачки газа и воды уменьшается прирост добычи нефти относительно заводнения. Это – следствие значительного увеличения водонасыщенности и уменьшения непрерывности нефти в пласте. Также, если сравнить с заводнением, в добывающих скважинах, расположенных в районе изучения ВГВ, отмечается рост дебита нефти и падение обводнённости. Хотя разница в полученной добыче небольшая при разных продолжительностях цикла, стоит помнить, что ВГВ на данном этапе осуществлялось только на двух скважинах, а эффект наблюдался на всём месторождении. В конечном счёте

ВГВ длительностью закачки воды и газа в 3 мес. оказалось оптимальным вариантом для данного месторождения.

#### **Определение оптимальной последовательности**

Следующим шагом было определение оптимальной последовательности закачки воды и газа. На этапе оптимизации продолжительности циклов, вода закачивалась в первую очередь, за которой последовал газ. Табл. 3 приводит результаты расчётов при обратной последовательности. При данных условиях продолжительность цикла в 3 мес. остаётся оптимальной. Также наглядно видно, что при последовательности «газ – вода» дополнительная добыча выше, чем в обратном случае. Чем раньше закачать газ, тем лучше финальный результат, т.к. изначально в пласте будет больше нефти для контакта с газом. Газ эффективнее мобилизует нефть за счёт низкого межфазного натяжения на границе «газ – нефть», и последующий цикл воды вытесняет эту нефть.

#### **Эффект от увеличения объёма газа**

Далее был оценен эффект от увеличения объёма закачиваемого газа на конечную нефтедобычу. Табл. 4 свидетельствует о наличии зависимости нефтеотдачи пласта от закачиваемого объёма газа – чем выше последнее, тем положительнее эффект от ВГВ. Тем не менее, при реализации ВГВ стоит исходить от наличия доступного газа для закачки.

**Таблица 3. Результаты расчётов чередующегося ВГВ с разными продолжительностями циклов и при последовательности «газ – вода»**  
**Table 3. The results of calculations of alternating WAG with different cycle durations and with the "gas – water" sequence**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
ВГВ (3&3) WAG(3&3)	32	236,2	7,7	3063,7
ВГВ (6&6) WAG(6&6)	31	237,3	7,7	3068,9
ВГВ (12&12) WAG (12&12)	30	240,6	7,8	3086,2

**Таблица 4. Эффект влияния увеличения объёма закачиваемого газа на добычу нефти при ВГВ с продолжительностью цикла в 3 месяца и при последовательности «газ – вода»**  
**Table 4. The effect of an increase in the volume of injected gas on oil production during WAG with a cycle duration of 3 months and with the "gas-water" sequence**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
70000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	32	236,2	7,7	3063,7
90000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	52	299,7	7,6	3026,0
110000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	73	359,4	7,4	2985,7

### Масштабирование ВГВ

На основе оптимальных параметров планировалось масштабирование ВГВ на всё месторождение. Количество скважин, перешедших на ВГВ, постоянно увеличивалось для охвата всё большей территории месторождения. С данной целью несколько скважин были переведены из добывающего фонда в нагнетательный. Остальные нагнетательные скважины продолжили работать по изначальной системе ППД. Таким образом, было разработано четыре варианта ВГВ с разным количеством газонагнетательных скважин, с последовательностью «газ – вода» и периодом закачки по 3 мес. (табл. 5). Расчёты велись до 2041 г. Табл. 6 показывает дополнительный, по сравнению с заводнением, объём добычи нефти, накопленный объём закачиваемого газа, газовый фактор, обводнённость при различных вариантах ВГВ.

**Таблица 5. Варианты чередующегося ВГВ и количество скважин**  
**Table 5. Alternating WAG options and number of wells**

№ варианта Option number	Блок месторождения Oil field block	Кол-во нагн. скважин при ВГВ, ед. Number of injection wells for WAG, units
1	Блок А Block A	3
2	Блок Б Block B	5
3	Северная часть блока А + блок Б Northern part of block A + block B	6
4	Блок А + блок Б Block A+ Block B	12

Таблица 6. Результаты расчётов разных вариантов ВГВ  
Table 6. Calculation results for different WAG options

№ варианта Number of option	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, MM m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0	2866	20
1	443	1 887	3 645	12
2	518	2 453	3 672	11
3	113	1 370	3 485	19
4	117	2 393	4 004	14

Рис. 2 иллюстрирует темпы падения пластового давления во всех вариантах. Степень ППД наилучшая у варианта 3. Соответственно, в данном варианте скорость роста газового фактора медленнее, чем у остальных (рис. 3). Тем не менее стоит отметить, что закачанный объём газа меньше всех при варианте 3 (табл. 6), т.к. именно тут три скважины были переведены из добывающего фонда в нагнетательный, и, соответственно, объём добычи газа меньше, по сравнению с другими. Как было

указано, объём для закачки исчисляется от объёма добытого газа. Наблюдаемое поведение пластового давления и тенденция роста газового фактора в этом варианте могут обуславливаться тем, что нагнетательные скважины расположены в блоке с низкой проницаемостью. Это создает условия, при котором газ медленнее прорывается и поддерживает давление. В варианте 4 использованы все скважины из предыдущих вариантов. Как видим, и этот вариант эффективен в ППД (рис. 2).

Пластовое давление - Reservoir pressure profile

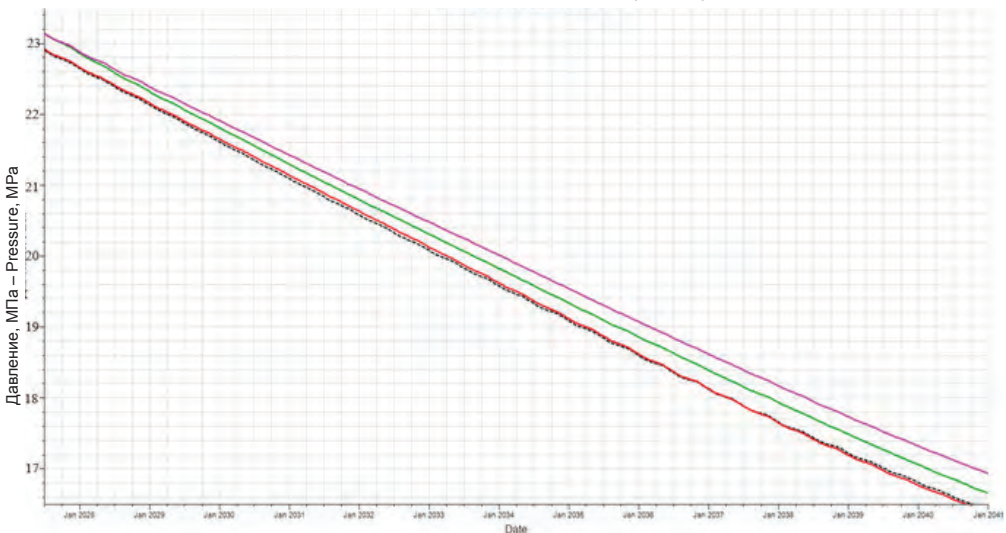


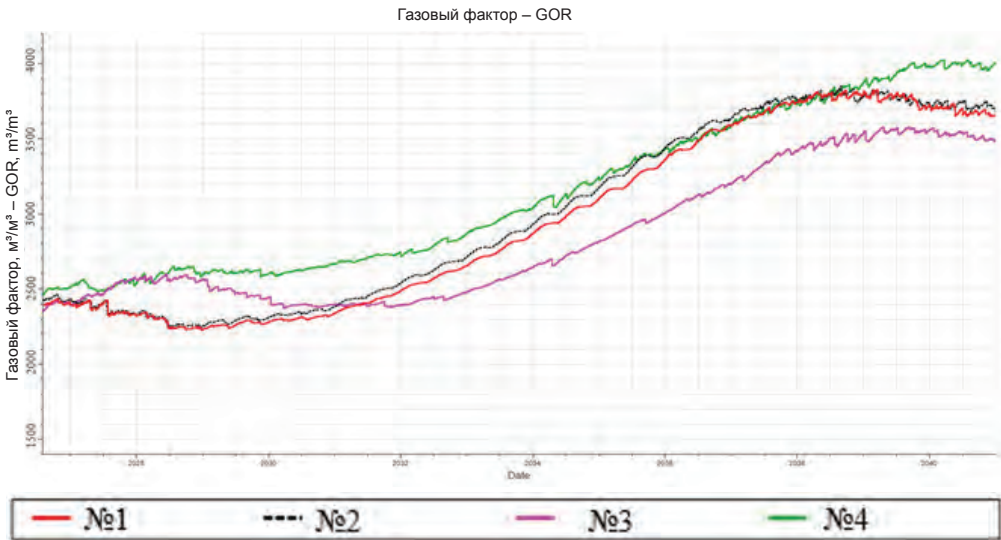
Рисунок 2. Профиль пластового давления по месторождению по всем вариантам ВГВ  
Figure 2. Reservoir pressure profile for the field for all WAG options

Наибольший прирост в добыче нефти наблюдается в вариантах 1 и 2, что может происходить по причине хорошей приемистости скважин и нали-

чия большого объёма газа для закачки (табл. 6). У вариантов 2 и 4 разница в объёмах закачанного газа незначительная, но объём добытой нефти

при варианте 2 в 4 раза больше. Причиной этому может служить то, что модель распределяет доступный газ по всем скважинам и закачивает его согласно потенциалу каждой скважины. В связи с тем, что в варианте 4 скважин больше, объем закачиваемого газа в одну скважину

будет меньше, нежели в варианте 2. Скважины находятся на достаточном расстоянии друг от друга, соответственно, закачанный газ в одну скважину охватывает менее значительную площадь при варианте 4.



**Рисунок 3. Профиль газового фактора по месторождению по всем вариантам**  
**Figure 3. Field GOR profile for all options**

В целом на рассматриваемом месторождении отмечается эффект от чередующегося ВГВ в виде повышенной нефтеотдачи. Однако, как было упомянуто выше, степень реагирования пласта на ВГВ определяется смачиваемостью породы-коллектора. Применение метода чередующегося ВГВ на данном месторождении дало положительный эффект, однако прирост добычи нефти оказался незначительным из-за применения в гидрофильном коллекторе третичного метода ВГВ.

#### Заключение и рекомендации

1. При ограниченном объеме используемого газа рациональнее будет распределить его в небольших количествах скважин с высокой приемистостью с тем, чтобы каждая скважина принимала максимально допустимый объем газа.

2. Чередующееся ВГВ на данном месторождении эффективное, однако прирост добычи нефти незначителен из-за того, что ВГВ применялся как третичный метод в гидрофильном коллекторе.

3. Прежде чем применять чередующееся ВГВ на само месторождение, необходимо оценить экономическую эффективность. Если реализация ВГВ экономически нецелесообразна, рациональнее будет утилизировать доступный газ иным способом.

4. При оценке эффективности метода рекомендуется учесть эффект гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при чередующемся ВГВ, а также определить эффективное соотношение объемов воды и газа для получения более точных результатов.

5. Рекомендуется оценить влияние состава применяемого газа на увеличение дополнительной добычи, т.к. согласно результатам лабораторных исследований, при содержании метана в газе на уровне 85% вытеснение лучше на 12%, чем при содержании метана 95%. Оценить данный эффект в этой работе не представилось возможным в связи с использованием симулятора Eclipse 100 (Black oil).

**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: Аскарова И.А. – проведение исследования, написание рукописи, Джунусбаева А.У. – концепция исследования, Марданов А.С., Джаксылыков Т.С. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования,

Утеев Р.Н. – проверка результатов, редактирование рукописи.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Inqkar A. Askarova – conducting a research, writing a manuscript; Ainura U. Junusbayeva – the concept of the research; Altynbek S. Mardanov, Talgat S. Jaxylykov – collection, analysis, interpretation of the research data; Rakhim N. Uteyev – checking the results, editing the manuscript.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Kulkarni M.M., Rao D.N.* Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005. Vol. 48. N 1–2. P. 1–20. doi:10.1016/j.petrol.2005.05.001.
2. *Телков В.П., Любимов Н.Н.* Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // *Бурение и нефть*. 2012. Том 12. С. 38–42.
3. *Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A.* Review of WAG Field Experience. *SPE Res Eval & Eng* 4. 2001. P. 97–106.
4. *Jackson D.D., Andrews G.L., Claridge E.L.* Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO<sub>2</sub> Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; 1985 Sept; Las Vegas, Nevada. Paper Number: SPE-14303-MS.
5. *Sanchez N.L.* Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*; 1999 Apr 21–23; Caracas, Venezuela. Paper Number: SPE-53714-MS.
6. *Afzali S., Rezaei N., Zendejboudi S.* A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection // *Fuel*. 2018. Vol. 227. P. 218–246. doi:10.1016/j.fuel.2018.04.015.
7. *Samba M, Elsharafi M.* Literature Review of Water Alternation Gas Injection // *Journal of Earth Energy and Engineering*. 2018. Vol. 6(1). P. 33–45. doi:10.25299/jeee.2018.vol7(2).2117.
8. *Belazreg L., Mahmood S.M., Aulia A.* Novel approach for predicting water alternating gas injection recovery factor // *J Petrol Explor Prod Technol*. 2019. Vol. 9. P. 2893–2910. doi:10.1007/s13202-019-0673-2.
9. *Spiteri E., Juanes R.* Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006. Vol. 50(2). P. 115–139. doi: 10.1016/j.petrol.2005.09.004.
10. *Казаков К.В., Бравичев К.А., Лесной А.Н.* Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии // *Экспозиция. Нефть и Газ*. 2016. № 1(47). С. 37–41.

11. Maklavani A.M., Vatani A., Moradi B., Tangsirifard J. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections // *Braz J Petrol Gas*. 2010. Vol. 4. P. 011–018.

## REFERENCES

1. Kulkarni MM, Rao DN. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005;48(1–2):1-20. doi:10.1016/j.petrol.2005.05.001.
2. Telkov V, Lubimov N. Determining of oil and gas miscibility conditions in various conditions during gas and water-gas influence on layer. *Drilling and Oil*. 2012;12:38–42.
3. Christensen JR, Stenby EH, Skauge A. Review of WAG Field Experience. *SPE Res Eval & Eng* 4. 2001;97–106.
4. Jackson DD, Andrews GL, Claridge EL. Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO<sub>2</sub> Flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 1985 Sept; Las Vegas, Nevada. Paper Number: SPE-14303-MS.
5. Sanchez NL. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; 1999 Apr 21–23; Caracas, Venezuela. Paper Number: SPE- 53714 -MS.
6. Afzali S, Rezaei N, Zendejboudi S. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*. 2018;227:218–246. doi:10.1016/j.fuel.2018.04.015.
7. Samba M, Elsharafi M. Literature Review of Water Alternation Gas Injection. *Journal of Earth Energy and Engineering*. 2018;6(1):33–45. doi:10.25299/jeee.2018.vol7(2).2117.
8. Belazreg L, Mahmood SM, Aulia A. Novel approach for predicting water alternating gas injection recovery factor. *J Petrol Explor Prod Technol*. 2019;9:2893–2910. doi:10.1007/s13202-019-0673-2.
9. Spiteri E, Juanes R. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006;50(2):115–139. doi:10.1016/j.petrol.2005.09.004.
10. Kazakov KV, Bravichev KA, Lesnoy AN. Search of optimal conditions for placement of injection wells for gas injection and WAG. *Exposition. Oil&Gas*. 2016;1(47):37–41.
11. Maklavani AM, Vatani A, Moradi B, Tangsirifard J. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Braz J Petrol Gas*. 2010;4:011–018.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Асқарова Іңкәр Асқарқызы**  
e-mail: [inkar.askarova11@gmail.com](mailto:inkar.askarova11@gmail.com).  
**Утеев Рахим Наганғалиұлы**  
e-mail: [r.uteyev@kmge.kz](mailto:r.uteyev@kmge.kz).  
**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы**  
e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).  
**Джаксылықов Талғат Сайнович**  
e-mail: [t.jaxylykov@kmge.kz](mailto:t.jaxylykov@kmge.kz).  
**Джунусбаева Айнура Утетлеуовна**  
e-mail: [a.junusbayeva@kmge.kz](mailto:a.junusbayeva@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**\*Ingkar A. Askarova**  
e-mail: [inkar.askarova11@gmail.com](mailto:inkar.askarova11@gmail.com).  
**Rakhim N. Uteyev**  
e-mail: [r.uteyev@kmge.kz](mailto:r.uteyev@kmge.kz).  
**Altynbek S. Mardanov**  
e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).  
**Talgat S. Jaxylykov**  
e-mail: [t.jaxylykov@kmge.kz](mailto:t.jaxylykov@kmge.kz).  
**Ainura U. Junusbayeva**  
e-mail: [a.junusbayeva@kmge.kz](mailto:a.junusbayeva@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Получена: 07.10.2022.

Одобрена: 13.03.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Научный обзор

### Определение единых критериев применимости технологий методов увеличения нефтеотдачи и разработка инструмента по скринингу данных технологий

Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

В настоящее время существует много литературных источников с критериями применимости методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН). Критерии разработаны мировыми экспертами, профильными нефтегазовыми компаниями, определены лабораторно и подтверждены промысловым опытом. В ряде случаев авторы составляют базы данных с месторождениями, где применялись разные технологии МУН, оценивают их эффективность, сложности применения, особенности внедрения технологий МУН для определенных геолого-физических условий месторождений. По результатам таких аналитических работ можно определить оптимальные диапазоны применения тех или иных технологий МУН и рекомендовать их применение при скрининге с целью дальнейшей оценки потенциально подходящих технологий в лабораторных и промысловых условиях.

В настоящей работе представлены единые критерии применимости по ключевым технологиям химических, тепловых, газовых и микробиологических МУН. Для унифицирования данных критериев проведен обширный литературный обзор, ретроспективный анализ ранее апробированных технологий МУН, анализ геолого-физических и технологических условий применения технологий МУН. С целью сопоставления геолого-физических параметров пластов и технологических показателей месторождений с определенными едиными критериями применимости разработан инструмент по скринингу, учитывающий все необходимые критерии для выявления приоритетных технологий МУН.

**Ключевые слова:** *методы увеличения нефтеотдачи, критерии применимости, химические МУН, тепловые МУН, газовые МУН, микробиологические МУН.*

#### Как цитировать:

Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К. Определение единых критериев применимости технологий методов увеличения нефтеотдачи и разработка инструмента по скринингу данных технологий // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 2. С. 54–68.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.

**UDC 622.276**  
**CSCSTI 52.47.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Received: 07.10.2022.

Accepted: 13.03.2023.

Published: 30.06.2023.

---

## Review article

# Determination of uniform criteria for the applicability of technologies for enhanced oil recovery methods and development of a tool for screening these technologies

**Darya A. Musharova, Birzhan Zh. Zhappasbayev, Yermek K. Orynbassar**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

### ABSTRACT

Nowadays, many literature sources exist, containing the applicability criteria for enhanced oil recovery methods (hereinafter - EOR). The criteria were developed by the world experts, specialized oil and gas companies, determined in the laboratory and confirmed by field experience. In a number of cases, the authors compile databases with the fields, where different EOR technologies were used, evaluate their effectiveness, the complexity of the application, and the peculiarities of the implementation of the EOR technologies for certain geological and physical conditions of the fields. Based on the results of such analytical work, it is possible to determine the optimal ranges for the application of certain EOR technologies, and recommend their use in screening in order to further evaluate potentially suitable technologies under the laboratory and field conditions.

This paper presents the uniform criteria for the applicability of the key technologies of chemical, thermal, gas and microbiological EOR. To unify these criteria, an extensive literature review, a retrospective analysis of the previously tested EOR technologies, an analysis of the geological, physical and technological conditions for the use of the EOR technologies have been carried out. In order to compare the geological and physical parameters of the reservoirs and the technological parameters of the fields with certain unified applicability criteria, a screening tool has been developed, which takes into account all the necessary criteria for identifying the priority EOR technologies.

**Key words:** *methods of enhanced oil recovery, applicability criteria, chemical EOR, thermal EOR, gas EOR, microbiological EOR.*

### To cite this article:

Musharova DA, Zhappasbayev BZ, Orynbassar EK. Determination of uniform criteria for the applicability of technologies for enhanced oil recovery methods and development of a tool for screening these technologies. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):54–68. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.



ӨОЖ 622.276

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Қабылданды: 07.10.2022.

Мақұлданды: 13.03.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Ғылыми шолу

### Мұнай беруді арттыру әдістері технологияларын қолданудың бірыңғай өлшемдерін анықтау және осы технологияларды скринингі құралды әзірлеу

Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

Қазіргі уақытта мұнай беруді арттыру әдістерінің (бұдан әрі – МБАӨ) қолданылу критерийлерімен көптеген әдеби көздері бар. Критерийлерді әлемдік сарапшылар, бейінді мұнай-газ компаниялары әзірледі, зертханалық түрде айқындалды және кәсіпшілік тәжірибемен расталды. Кейбір жағдайларда авторлар әртүрлі МБАӨ технологиялары қолданылған кен орындарымен дерекқор жасайды, олардың тиімділігін, қолданудың күрделілігін, белгілі бір геологиялық және физикалық кен орындарының жағдайлары үшін МБАӨ технологияларын енгізу ерекшеліктерін бағалайды. Осындай аналитикалық жұмыстардың нәтижелері бойынша МБАӨ-нің белгілі бір технологияларын қолданудың оңтайлы диапазондарын анықтауға және зертханалық және кәсіптік жағдайларда ықтимал қолайлы технологияларды одан әрі бағалау мақсатында оларды скринингте қолдануды ұсынуға болады.

Бұл жұмыста химиялық, жылу, газ және микробиологиялық МБАӨ негізгі технологиялары бойынша қолданудың бірыңғай критерийлері көрсетілген. Осы критерийлерді біріздендіру үшін кең көлемді әдеби шолу, бұрын сыналған МБАӨ технологияларына ретроспективті талдау, МБАӨ технологияларын қолданудың геологиялық-физикалық және технологиялық жағдайларын талдау жүргізілді. Қабаттардың геологиялық-физикалық параметрлерін және кен орындарының технологиялық көрсеткіштерін қолданудың белгілі бір бірыңғай критерийлерімен салыстыру мақсатында МБАӨ басым технологияларын анықтау үшін барлық қажетті критерийлерді ескеретін скрининг құралы әзірленді.

**Негізгі сөздер:** мұнай беруді арттыру әдістері, қолдану критерийлері, химиялық МБАӨ, жылу МБАӨ, газ МБАӨ, микробиологиялық МБАӨ.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К. Мұнай беруді арттыру әдістері технологияларын қолданудың бірыңғай өлшемдерін анықтау және осы технологияларды скринингі құралды әзірлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 2, 54–68 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.

**Введение**

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки и относятся к категории «зрелых» месторождений. По оценке Министерства энергетики РК [1], сейчас в недрах Казахстана остаётся около 70% нефти, тогда как в Норвегии этот показатель не превышает 50%.

В мировом опыте разработки зрелых месторождений ключевое внимание уделяется внедрению третичных МУН: химических, тепловых, газовых, микробиологических. Широкое применение новых МУН позволило бы нарастить извлекаемые запасы как минимум на 15–20%.

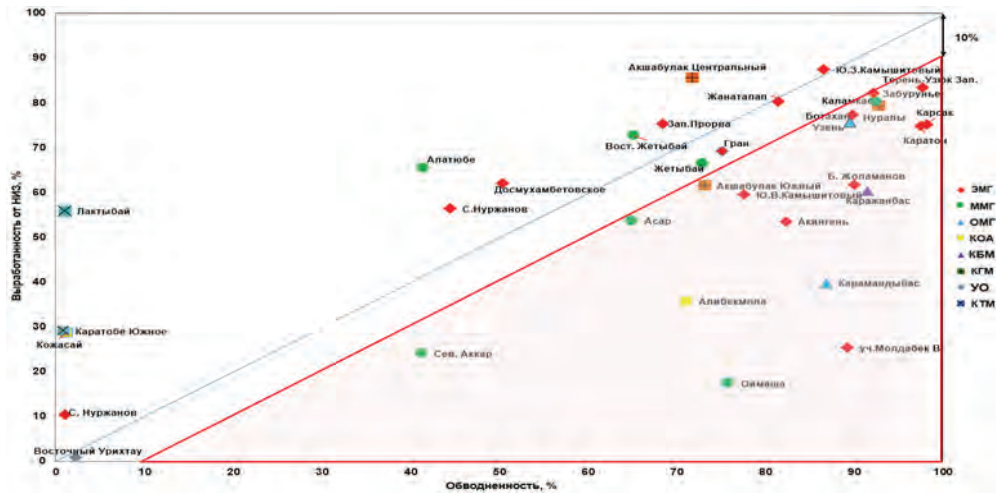
В целях оценки выработанности запасов по текущим и накопленным технологическим показателям добычи проведен скрининг-анализ наиболее крупных месторождений КМГ с остаточными извлекаемыми запасами (далее – ОИЗ) нефти более 1 млн т нефти. Проведенные работы по скринингу показывают, что в ряде месторождений КМГ существует опережающая дина-

мика обводнения над выработкой запасов нефти на 10% и более. К таким месторождениям относятся следующие: участок Молдабек Восточный, Оймаша, Карамандыбас, Алибекмола, Каражанбас, Акингень, Б. Жоламанов, Карсак, Каратон, Юго-Восточный Камышитовый, Северный Аккар, Терень-Узюк Западный, Узень, Нуралы, Ботахан, Каламкас, Акшабулак Южный, Асар, Забурунье (рис. 1).

Успешное внедрение МУН на месторождениях дочерних зависимых организаций КМГ потенциально может обеспечить прирост КИН до 5–10% с дополнительной добычей нефти в диапазоне от 178 до 357 млн т нефти соответственно.

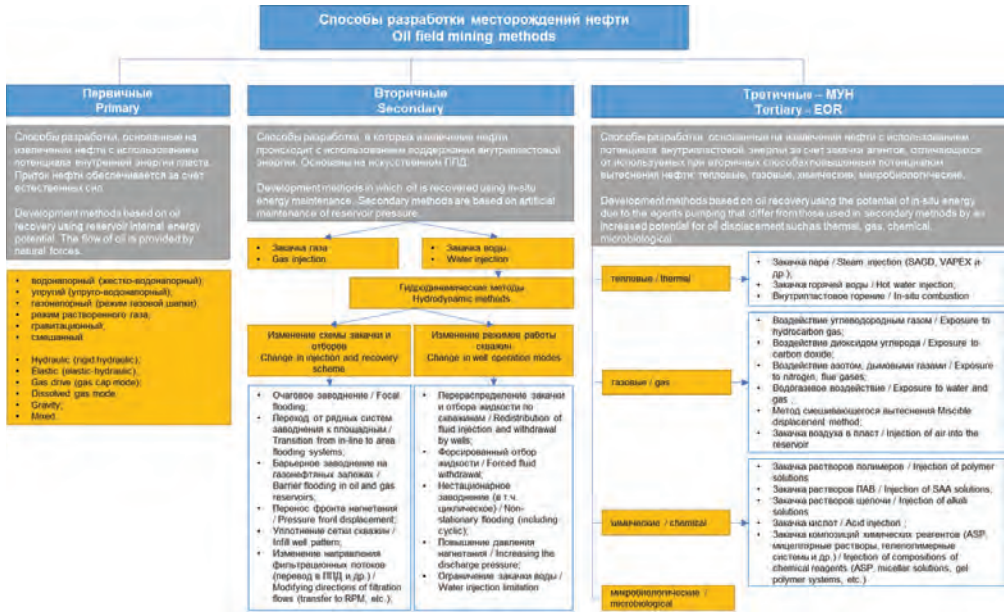
**Классификации методов увеличения нефтеотдачи**

В условиях опережающего обводнения зрелых месторождений возникает необходимость поиска новых технологий и МУН, которые позволят обеспечить экономическую рентабельность разработки месторождений на поздней стадии. С целью унификации способов разработки месторождений изучены и обобщены



**Рисунок 1. Соотношение выработки начальных извлекаемых запасов к обводненности по месторождениям дочерних зависимых организаций КМГ с ОИЗ более 1 млн т нефти**  
**Figure 1. Initial recoverable reserves to watercut ratio in the fields of KMG subsidiaries with more than 1 million tons of oil remaining recoverable**

Здесь и далее: ОМГ – АО «Озенмунайгаз» / JSC Ozenmunaigas, ММГ – АО «Мангистаумунайгаз» / JSC Mangistaumunaigas, ЭМГ – АО «Эмбамунайгаз» / JSC Embamunaigas, КБМ – АО «Каражанбасмунай» / JSC Karazhanbasmunai, КОА – ТОО «Казакхоил Актобе» / LLP Kazakhoil Aktobe, КГМ – ТОО «СП «Казгермунай» / JV kazgermunai LLP, КТМ – ТОО «Казакхтуркмунай» / LLP Kazakhturkmunai, УО – ТОО «Урхктай Оперейтинг» / LLP Urikhtau Operating



**Рисунок 2. Классификация способов разработки месторождений нефти**  
**Figure 2. Methods of oil field development classification**

ППД – поддержание пластового давления / reservoir pressure maintenance;  
 ПАВ – поверхностно-активные вещества / Surfactants;  
 SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage / парогравитационный дренаж;  
 VAPEX – Vapor Extraction / экстракция растворителем в паровой фазе;  
 ASP – alkaline-surfactant-polymer / щелочь, ПАВ, полимер.

материалы по классификации методов МУН из разных источников, в результате чего авторами разработана собственная классификация методов разработки. С учётом распространенных подходов по классификации МУН, общепринятых практик, технологий применения, принимая во внимание, что тепловые, химические, газовые и микробиологические МУН находят все более широкое применение в мире, авторами разработана собственная классификация методов по способам разработки месторождений (представлена на рис. 2).

Первичные способы разработки месторождений основаны на извлечении нефти с использованием потенциала внутренней энергии пласта. Приток нефти обеспечивается за счёт естественных сил.

Вторичные способы (наиболее распространенные) разработки месторождений основаны на извлечении нефти из пласта с использованием искусственного поддержания внутрипластовой энергии путем закачки вытесняющего агента (воды или газа).

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти и увеличивать степень извлечения нефти. К гидродинамическим методам относят циклическое заводнение, метод переменных фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости и другие. К основным достоинствам данных методов можно отнести интенсификацию капиллярных и гидродинамических процессов в пласте, ведущих к заводнению ранее не охваченных зон и, как следствие, вытеснению из них нефти, уменьшению объемов прокачиваемой через пласты воды, снижению текущей обводненности флюида, отрыву пленочной нефти с поверхности породы.

К третичным способам относят методы увеличения нефтеотдачи, основанные на повышении извлечения нефти за счёт изменения физико-химических свойств вытесняемой нефти путем закачивания определенных видов вытесняющих агентов (химические реагенты, теплоносители, газы) либо за счёт изменения

свойств вытесняющего агента (к примеру, загущение закачиваемой воды полимером). Третичные МУН разделяются на тепловые, газовые, химические, микробиологические.

Этап предварительного скрининга и подбора технологий является важной задачей для дальнейшего обоснования применимости выбранных в ходе скрининга технологий МУН.

Для полноценной оценки применимости потенциальных МУН необходимо более детальное изучение механизмов извлечения нефти из пластов, подбора технологий и имеющегося опыта на других месторождениях-аналогах. Важными этапами оценки применимости технологий МУН для определенных условий месторождения являются лабораторные эксперименты на физических моделях ядра, геолого-гидродинамическое моделирование, исследовательские работы в промысловых условиях.

После проведения всех лабораторных и исследовательских работ, работ по моделированию, перед началом проекта проводится технико-экономическая оценка проектов МУН и выдается заключение по проекту с выводами и рекомендациями.

### Критерии скрининга МУН

Выбор оптимальной технологии МУН для конкретных геолого-физических и технологических условий разработки является важной и трудоемкой задачей. Для проведения качественного скрининга требуются надежные критерии применимости МУН.

В целях определения общих критериев применимости технологий МУН проведен анализ различных источников известных зарубежных экспертов-нефтяников и опыт международных компаний. В процессе сбора и анализа созданы базы данных по технологиям МУН с указанием опыта и эффективности апробирования и внедрения технологий. Среди основных источников по геолого-промысловым критериям применимости МУН использована информация базы данных проектов следующих авторов:

– Ahmad Al Adasani, Baojun Bai [2]. Авторы обновили ранее опубликованные критерии. Они собрали базу данных по 652 проектам по повышению нефтеотдачи пластов (далее – ПНП),

из них 613 опубликованы в The Oil and Gas Journal (1998–2010) и 39 в SPE;

– А.Б. Золотухин, П.В. Пятибратов, Л.Н. Назарова, И.В. Язынина, Е.В. Шеляго [3].

При анализе критериев применимости тепловых МУН авторами рассмотрен опыт их применения на месторождениях высоковязкой нефти в различных регионах России (Удмуртия, Краснодарский край, Башкирия, Волгоградская область, Сахалин, Татарстан), а также ряда зарубежных проектов по тепловому воздействию на месторождения Казахстана, Азербайджана, США, Канады и Китая. Проведен анализ результатов обобщения критериев применимости ведущими российскими и зарубежными исследователями (М.Л. Сургучев, Р.Х. Муслимов, Д.Г. Антониади, Д.Ю. Крянев, Ю.П. Желтов, Табер).

Для каждого газового метода рассмотрены результаты их промышленной реализации в 271 проекте на нефтяных месторождениях США, Норвегии, Великобритании, России, Канады, Китая, Дании, Малайзии и др. (Р.Х. Муслимов, Н.А. Еремин, Табер).

Критерии применимости химических методов основаны на обобщении работ (Альварардо В., Табер), включающих результаты применения технологий в 521 промысловом проекте и 529 лабораторных экспериментах.

Также для унификации единых критериев применимости МУН были изучены работы Т. Armacanqui [4], М.Л. Сургучева [5], В. Альварардо, Э. Манрика [6], И.В. Сидорова [7], К.Г. Мендиковской [8], А.В. Бондаренко [9], Д.А. Халиковой и др. [10] и использованы другие опубликованные материалы.

По результатам сбора и анализа существующих критериев были созданы сводные таблицы по каждому виду МУН. К примеру, сводная таблица опубликованных в литературе критериев применимости технологии полимерного заводнения (далее – ПЗ) разных авторов представлена в табл. 1. Всего по данной технологии рассматривается 29 параметров. Как видно из сводной таблицы, авторы имеют различные диапазоны показателей по таким критериям применимости, как глубина залегания, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти

Таблица 1. Критерии применимости технологии ПЗ из литературных источников  
Table 1. Applicability criteria for polymer flooding technology from literature sources

№ п/п	Параметры / Виды МУН / Критерии применимости / Parameters / Type of EOR / Screening criteria	ПЗ (Ahmad Aladasani) / PF	ПЗ (СибФУ, К.Г. Менди- ковская) / PF (Siberian Federal University, Mendikovskaya K.G.)	ПЗ / PF (S. Armasanqui, et al.)	ПЗ (ГУУ) / PF (Gubkin University)	ПЗ (Техника и технология) / PF (Engineering and Technology)	ПЗ (М.Л. Сур- гучев) / PF (Surguchev M.L.)	ПЗ (Р.Х. Мус- лимов) / PF (Muslimov R.H.)	РД-39-0148311- 206-85	Предлагаемые критерии / the proposed criteria
1	Тип коллектора / Reservoir type	terr. / terrigene	terr., карб. / terrigene, carbonate				terr. / terrigene	terr. / terrigene, carbonate	terr. карб. / terrigene, carbonate	terr. / terrigene
2	Тип породы / Rock type		поровый / interstitial			неоднородный, отсутствие трещин / heterogeneous, no cracks			поровый, слаботрещино- ватый / interstitial/faulty fractured	поровый / interstitial
3	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	213–2883	не применимо / not applicable	399–4420	213–2883			<3500	не применимо / not applicable	<4400
4	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	не критично / not critical	не применимо / not applicable							≥7
5	Толщина пласта, м / Reservoir thickness, m						не ограниче- на / unreserved			
6	Проницаемость, мД / Permeability, mD	1,8–5500	100–2000	45–5000	0,6–5500	>100	100	>100	200–1000; 200– 2000; 100–4000	≥100
7	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	0,34–0,82	0,5–1	0,36–0,84			>0,5	>0,3		≥0,5
8	Остаточная водонасыщенность, % / Residual water as % of pore volume				18–66	<30				
9	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/SP	0,4–4000	10–100	0,5–80	0,3–130,3	10–100	5–100	10–100	0,1–400	≤500 ≤2500 (ПЗ + ГС) / PF + HW
10	Пластовое давление / Начальное пластовое давление, МПа Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, MPa		не применимо / not applicable				не ограничено / unreserved			
11	Пластовая температура / Начальная пластовая температура, °С Reservoir temperature / Initial reservoir temperature, °С	23–114	10–90	30–149	18,3–98,9	<90	<70		<100	≤100
12	Глинистость, % / Shale volume, %		0–10			не более 5–10%		<5		
13	Минерализация (пластовой воды), мг/л / Salinity (reservoir water), mg/l		0–20000		500–174800		20	пресная		≤175000
14	Наличие свободного газа (газовой шапки) / Availability of nonassociated gas (gas cap)						неблагоприятно / unfavourable	неблагоприятно / unfavourable		отсутствие / absent
15	Наличие трещин / Presence of cracks						неблагоприятно / unfavourable	отсутствии / absent		отсутствии / absent

№ п/п	Параметры / Виды МУН / Критерии применимости / Parameters / Type of EOR / Screening criteria	ПЗ (Ahmad Aladasani) / PF	ПЗ (СибФУ, К.Г. Мендиковская) / PF (Siberian Federal University, Mendikovskaya K.G.)	ПЗ / PF (S. Atmaganqul, et al.)	ПЗ (РГУ) / PF (Gubkin University)	ПЗ (Техника и технология) / PF (Engineering and Technology)	ПЗ (М.Л. Сургучев) / PF (Surguchev M.L.)	ПЗ (Р.Х. Муслимов) / PF (Muslimov R.H.)	РД-39-0148311-206-85	Предлагаемые критерии / the proposed criteria
16	Подшошенная вода / Bottom water									отсутствии / absent
17	Текущая обводненность, % / Current watercut, %							25–80	91–97	≤97
18	Приемистость скважин (естественная), м <sup>3</sup> /сут / Well injectivity (natural), m <sup>3</sup> /day									≥50
19	Содержание АСВ, % / ACB concentration, %		не применимо / not applicable							
20	Содержание парафина, % / Wax concentration, %		не применимо / not applicable							
21	Наклон пласта / угол падения, ° / Reservoir slope / angle of descent, °		0–5							
22	Пористость, % / Porosity, %	10,4–33	10–35	12–33	10,4–33			18		≥10
23	Плотность (пластовой нефти), г/см <sup>3</sup> / Density of reservoir oil, g/cm <sup>3</sup>	0,813–0,979	0,82–0,95	0,855–0,973	0,819–0,978			<0,9		≤0,979
24	Жесткость (пластовой воды), г/л / Hardness (reservoir water), g/l		0–5			ограниченное содержание ионов Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup> / limited content of Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup> ions	неблагоприятно / unfavourable			
25	Степень неоднородности / Degree of heterogeneity							неоднородный / heterogeneous		
26	Плотность сетки скважин, га/скваж. / Well density, ha/sq						<24	<24		
27	Выработанность, % / Carbonateness, %									
28	Степень истощения, % / Degree of depletion, %									
29	Количество напн. скважин, ед. / Number of injection wells, units									≤90
										≥2

РГУ – Российский государственный университет им. И.М. Губкина / Gubkin University, СибФУ – Сибирский федеральный университет / Siberian Federal University, ГС / НВ – горизонтальные скважины / Horizontal Wells

Таблица 2. Критерии применимости по технологиям химических МУН  
Table 2. Applicability criteria for chemical EOR technology

Технология / Technology	ПЗ / PF	ПАВ-заводнение / Surfactants	Щелочь-заводнение / Alkaline	ASP-заводнение / Alkaline, Surfactant, Polymer	Закачка серной кислоты / Sulfuric acid injection
Тип коллектора / Reservoir type	терр. / terrigene	терр., карб. / terrigene, carbonate	терр., карб. / terrigene, carbonate	терр. / terrigene	терр. / terrigene
Глубина залегания, м / depth of burial, m	≤4400	≤4400		≤4400	≤4400
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	≥7	7–15		≥7	
Проницаемость, мД / Permeability, mD	≥100	10–2000	≥10	≥100	≥50
Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	≥0,5	≥0,5	≥0,5	≥0,43	≥0,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с / Oil / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SVP	≤500; ≤2500 (ПЗ + ГС / PF + HW)	≤50	≤200	≤150	≤60
Пластовая / начальная пластовая температура, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °С	≤100	≤90	≤150	≤90	
Минерализация пластовой воды, мг/л / Salinity (reservoir water), mg/l	≤175000	≤150000	≤50000	≤50000	≤200000
Наличие свободного газа / Availability of nonassociated gas (gas cap)	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Наличие трещин / Presence of cracks	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Подожженная вода / Bottom water	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Текущая обводненность, % / Current watercut, %	≤97	≤97	≤97	≤97	≤50
Примесность скважин (естественная), м³/сут / Well injectivity (natural), m³/day	≥50	≥50	≥50	≥50	≥100
Содержание АСВ, % / ACB concentration, %					10–15
Пористость, % / Porosity, %	≥10	терр. ≥10; карб. ≥6	терр. ≥10; карб. ≥6	≥10	≥6
Плотность пластовой нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	≤0,979	≤0,95		≤0,95	
Карбонатность, % / Carbonatenes, %					0,1–1,5
Вырабатанность, % / Degree of depletion %	≤90	≤90	≤90	≤90	
Количество нагнетательных скважин, ед. / Number of injection wells, units	≥2	≥2	≥2	≥2	

Таблица 3. Критерии применимости по технологиям газовых МУН  
Table 3. Applicability criteria for gas EOR technology

Технологии газовых МУН / Gas EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с/П / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SP	Пласт. / нач. температура, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °C	Наличие свобод. газа (газовой шапки) / Availability of nonassociated gas (gas cap)	Наличие трещин / Presence of cracks	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³
Закачка УВ газа в смешивающемся режиме / HC gas injection in mixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥600	≤3000	≥0,4	≤20	≤110	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥4	≤0,88
Закачка УВ газа в несмешивающемся режиме / HC gas injection in nonmixing mode	терр. / terrigene	1800–2200	≤1000	≥0,75	≤4	≤82	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥5	≤0,922
Закачка CO <sub>2</sub> в смешивающемся режиме / CO <sub>2</sub> gas injection in mixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥450	0,1–4000	≥0,25	≤35	≤140	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥3	≤0,928
Закачка CO <sub>2</sub> в несмешивающемся режиме / CO <sub>2</sub> gas injection in nonmixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥120	10–1000	≥0,3	≤660	≤110	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥17	≤0,993
Закачка N <sub>2</sub> / N <sub>2</sub> injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥400	≤2800	≥0,4	1–30	≤125	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥4	≤0,910
ВГВ / WAG	терр., карб. / terrigene, carbonate		20–800	≥0,4	≤30			отсутствие / absent	≤35	
ВГВ с пеной / WAG with foam	терр., карб. / terrigene, carbonate		4–800	≥0,4	≤100				≤35	

УВ / HC – углеводороды / hydrocarbons, ВГВ / WAG – водогазовое воздействие / water-alternating-gas



Таблица 4. Критерии применимости по технологиям тепловых МУН  
Table 4. Applicability criteria for thermal EOR technologies

Технологии тепловых МУН / Thermal EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эфф. нефтенасыщ. толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. усл-х, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/sP	Пласт. / нач. темп-ра, °С / Reservoir Pressure / initial Reservoir Pressure, °C	Наличие своб. газа (газово-шальной) / Availability of nonassociated gas (gas cap)	Наличие трещин / Presence of cracks	Подшвенная вода / Bottom water	Тек. обводн. % / Current watercut, %	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	Источники воды / Water source
Закачка пара / Steam injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1200	≥6	терр. ≥200 карб. ≥5	≥0,5	≥50		отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсут-ствие / absent		≥15	≥0,8	да
Закачка горячей воды / Hot water injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1500	≥3	терр. ≥100 карб. ≥1	≥0,5	≥30	≤57	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсут-ствие / absent		терр. ≥10 карб. ≥6	≥0,8	
Внутриское горение / Intrinsic flaring	Терр. / terrigene	≤3000	≥3	≥50	≥0,5	≥30	≤110	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсут-ствие / absent		терр. ≥20	0,8-1,0	
SAGD	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1200	≥12	≥200	≥0,5	≥600		отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсут-ствие / absent		терр. ≥15 карб. ≥6		да
VAPEx		750	≥12	≥200		≥600						≥30		да

Таблица 5. Критерии применимости по технологиям микробиологических МУН  
Table 5. Applicability criteria for microbiological EOR technologies

Технологии микробиологических МУН / Microbiological EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/sP	Пласт. / нач. темп-ра, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °C	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пластовой нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³
Активизация пластовой микрофлоры / Reservoir microflora activation	терр. / terrigene	≤2000		≥100	≥0,5		≤80	≥10	0,65–0,986
Микробное (мелассное) заводнение / Microbial (molasses) flooding	карбонатный, терр. / carbonate, terrigene	≤1500	≥3	≥100	≥0,5	≤60	≤60	≥10	0,65–0,9

Таблица 6. Внешний вид файла по скринингу МУН на примере технологии полимерного заводнения (химические МУН)  
 Table 6. External view of the EOR screening file on the example of polymer waterflooding technology (chemical EOR)

Параметры / Parameters	Скрининг ФХ / GPC screening	Критерии ПЗ / PF criteria	Общ. скрининг / General screening	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эфф. нефтенас. толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. усл-х, сП / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SP	Пластовая температура, °С / Reservoir temperature, °C	Минерализация вод, используемых для системы ПЗД, мг/л / Water salinity used for the RPM system, mg / l				Наличие трещин / Presence of cracks	Наличие чисто нефтяной зоны / Presence of a pure oil zone	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	Тек. обв-ть, % / Current watercut, %	Примистость (ест), м³/сут / Injection rate (natural), m³/day	Выработка, % / Depletion rate, %	Кол-во нагн. скв. ед. / Number of injection wells, units
											пластовая вода / reservoir water	альб-сен. вода / albense-manian water	альб. вода / albian water	мор. вода / sea-water								
Место-рождение / Field	Ю-5С	Ю-5С	Ю-5С	тепп. / terrigene	≤4400	≥7	≥100	≥0,5	≤500	≤100	≤1750000	отсут-ствие / absent	присут-ствие / present	≥10	≤0,95	≤97	≥50	≤90	≥2			
					790	2,3	69	0,55	18,5	39,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	29	0,89	97	164	71	1
					780	8,3	259	0,60	22,0	40,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,89	93	150	71	74
Каламкас / Kalamkas	Ю-3С	Ю-3С	Ю-3С	тепп. / terrigene	765	7,1	1273	0,62	18,8	40,7	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,84	92	124	73	100
					755	7,1	412	0,62	24,6	39,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,88	93	150	63	84
					743	9,8	423	0,66	14,9	39,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,87	93	206	76	121
Забуруньюе / Zabuunyuе	Ю-II	Ю-II	Ю-II	тепп. / terrigene	758	5,9	972	0,64	21,4	41,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,88	95	171	85	69
					784	9,5	552	0,60	22,4	38,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	27	0,86	93	193	77	84
					906	10,2	618	0,61	21,5	38,9	134713	-	-	-	нет / no	да / yes	29	0,79	92	203	83	16

в пластовых условиях, пластовая температура и другие.

При анализе каждого параметра с целью определения оптимальных диапазонов критериев применимости по технологии ПЗ было экспертно выведено оптимальное значение, или оптимальный диапазон применимости по каждому параметру с учётом мирового и накопленного отечественного опыта внедрения проектов МУН, а также геологических особенностей месторождений РК. В результате единые критерии применимости по каждой технологии были обозначены в таблице как предлагаемые критерии по технологии.

Таким образом, были обобщены и все другие критерии, представленные в литературных источниках. Наряду с определением геолого-физических критериев применимости технологий МУН определены технологические критерии, включающие в себя текущее состояние разработки, наличие системы поддержания пластового давления, сетку скважин, наземное обустройство, источники водо- и газоснабжения и др.

Принятые критерии применимости представлены в табл. 2–5.

### **Инструмент по скринингу МУН**

По результатам данных работ разработан единый инструмент по скринингу каждого вида МУН с учётом геолого-физических и технологических критериев применимости. Инструмент предусматривает возможность сопоставления критериев по технологиям химических, газовых, тепловых и микробиологических МУН.

Для определенных методов увеличения нефтеотдачи, таких как химическое заводнение или тепловые методы с применением вытесняющего агента – пара, скрининг химических МУН проводится с учётом рассмотрения альтернативных низкоминерализованных источников вод (при их наличии).

Инструмент предусматривает проведение двух основных этапов скрининга МУН – скрининг по геолого-физическим критериям и общий скрининг (геолого-физические и технологические критерии). Предлагаемые критерии применимости методов МУН сопоставляются с геолого-физическими (далее – ГФХ) и технологическими характеристиками вы-

бранного месторождения. К геолого-физическим параметрам относятся: тип коллектора, глубина залегания, эффективная нефтенасыщенная толщина, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти в пластовых условиях, пластовая температура, минерализация пластовой воды, наличие свободного газа (газовой шапки), наличие трещин, подошвенная вода, пористость, плотность (пластовой нефти), наличие дополнительного (пресного / низкоминерализованного) источника воды.

К технологическим параметрам критериев применимости относятся: текущая обводненность, приемистость скважин, выработанность, количество нагнетательных скважин, наличие дополнительного (пресного / низкоминерализованного) источника воды), минерализация и тип воды (при наличии).

Для каждого объекта или месторождения рекомендуется осуществлять скрининг двух видов – по ГФХ и общий скрининг (с учётом ГФХ и технологических параметров). Для успешного проведения скрининга необходимо в базу данных месторождений внести корректные параметры и показатели геологического и технологического характера, затем инструмент автоматически определяет перспективные технологии МУН, окрашивая каждый параметр в разные цвета в зависимости от внесенных в инструмент критериев, для дальнейшего более детального изучения и проведения предварительной технико-экономической оценки. Так, при соответствии необходимому критерию параметр будет окрашен в светло-зеленый цвет, при несоответствии – в розовый.

После того, как все параметры пройдут проверку на предмет соответствия или несоответствия критериям технологий МУН, проводится общий и геолого-физический скрининг МУН. При этом объекты / горизонты также окрашиваются в розовый или зелёный цвета. Если целевой объект / горизонт окрашен в зелёный цвет, это означает, что предлагаемая технология МУН потенциально применима, поскольку все заявленные требования параметров объекта / горизонта по соответствию критериев выполнены. Если хотя бы один параметр или более не соответствует критериям, то объект / горизонт окрашивается в розовый цвет. Причины несо-

ответствия критериям можно также легко увидеть в данном инструменте. Внешний вид файла по скринингу представлен в табл. 6. Приведен пример скрининга объектов месторождений Каламкас и Забурунье на предмет соответствия критериям применимости технологии полимерного заводнения с учётом текущей изученности параметров.

### Выводы и рекомендации

1. Проведен обзор литературных источников, обобщены геолого-физические и технологические критерии применимости МУН и проведен их анализ.

### 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: Мушарова Д.А. — концепция работы, сбор, анализ, интерпретация данных, написание и редактирование рукописи, Жаппасбаев Б.Ж. — интерпретация данных, Орынбасар Е.К. — концепция работы, ин-

2. Унифицированы и определены единые критерии применения технологий МУН.

3. Разработан инструмент по скринингу технологий МУН на основании принятых единых критериев применимости технологий МУН.

4. Использование представленных критериев применимости технологий третичных МУН с применением разработанного инструмента позволит проводить скрининг по единому формату в соответствии с предложенными критериями.

терпретация данных, контроль за выполнением работы.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Darya A. Musharova — conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work; Birzhan Zh. Zhappasbayev — interpretation of data for the work; Yermek K. Orynbasar — conception of the work, interpretation of data for the work, supervising of the work.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В зоне особого внимания // Kazakhstan. № 6 (2014). С. 70–74. Режим доступа: <http://www.investkz.com/journals/101/1318.html>. Дата обращения: 12.08.2022.

2. *Al Adasani A., Bai B.* Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. Vol. 79(2011). P. 10–24.

3. *Золотухин А.Б., Пятибратов П.В., Назарова Л.Н., и др.* Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 2 (283). С. 58–70.

4. *Armacanqui J.S., Eyzaguirre L.F., Prudencio B.G., et al.* Improvements in EOR screening, Laboratory Flood Tests and Model Description to Effectively Fast Track EOR Projects // International Petroleum Exhibition and Conference; Nov 16–17, 2017; Abu Dhabi,

UAE. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/3-17ADIP/D031S067R004/193801>. Дата обращения: 08.07.2022.

5. *Суругучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Москва : Недра, 1985.

6. *Альвардо В., Манрик Э.* Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. Москва : Премиум Инжиниринг, 2011.

7. *Сидоров И.В.* Исследование процессов притока высоковязких нефтей в слабосцементированных коллекторах: дис. ... канд. тех. наук. Тюмень, Россия, 2015.

8. *Мендиговская К.Г.* Выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения: дипломная работа специалиста. Красноярск, 2016.

9. *Бондаренко А.В.* Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти Пермского Края и Республики Коми // Новые решения для развития нефтегазовой отрасли; Сентябрь 27–28, 2018, Пермь, Россия.

10. *Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю.* Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник технологического университета. 2013, Т. 16, № 3. С. 217–222.

## REFERENCES

1. In the area of special attention. *Kazakhstan*. 2014;6:70–74. Available from: <http://www.investkz.com/journals/101/1318.html>. Cited 2022 Aug 12. (In Russ).

2. Al Adasani A, Bai B. Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010;79(2011):10–24.

3. Zolotukhin AB, Pyatibratov PV, Nazarova LN, et al. Evaluation of applicability of enhanced oil recovery methods. *Proceedings of Gubkin University*. 2016;2(283):58–70. (In Russ).

4. Armacanqui JS, Eyzaguirre LF, Prudencio G, et al. Improvements in EOR screening, Laboratory Flood Tests and Model Description to Effectively Fast Track EOR Projects. International Petroleum Exhibition and Conference; 2017 Nov 16–17; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/3-17ADIP/D031S067R004/193801>.

5. Surguchyov ML. *Secondary and tertiary methods for enhanced oil recovery*. Moscow: Nedra; 1985. (In Russ).

6. Alvarado V, Manrik E. Enhanced oil recovery. *Field planning and development strategies Amsterdam*. Moscow: Premium Engineering; 2011.

7. Sidorov IV. *Issledovaniye protsessov pritoka vysokovязkikh neftey v slabotsementirovannykh kollektorakh* [dissertation]. Тюмень; 2015. (In Russ).

8. Mendikovskaya KG. *Vybor metodov uvelicheniya nefteotdachi v usloviyakh razrabotki Vankorskogo neftegazovogo mestorozhdeniya* [dipoma]. Krasnoyarsk; 2016. (In Russ).

9. Bondarenko AV. Experience in using tertiary methods for enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields in the Perm Territory and the Komi Republic. *New solutions for the development of the oil and gas industry*; 2018 Sept 27–28; Perm, Russia. (In Russ).

10. Khalikova DA, Petrov SM, Bashkirtseva NU. Overview of promising technologies for processing heavy high-viscosity oils and natural bitumen. *Bulletin of Kazan Technological University*. 2013;16(3):217–222. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

\***Мушарова Дарья Александровна**

e-mail: [d.musharova@niikmg.kz](mailto:d.musharova@niikmg.kz).

**Жаппасбаев Биржан Жомартович**

e-mail: [b.zhappasbayev@niikmg.kz](mailto:b.zhappasbayev@niikmg.kz).

**Орынбасар Ермек Кенесұлы**

e-mail: [y.orynbassar@niikmg.kz](mailto:y.orynbassar@niikmg.kz).

## AUTHORS' INFO

\***Darya A. Musharova**

e-mail: [d.musharova@niikmg.kz](mailto:d.musharova@niikmg.kz).

**Birzhan Zh. Zhappasbayev**

e-mail: [b.zhappasbayev@niikmg.kz](mailto:b.zhappasbayev@niikmg.kz).

**Ermek K. Orynbassar**

e-mail: [y.orynbassar@niikmg.kz](mailto:y.orynbassar@niikmg.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 622.276.66

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>

Қабылданды: 23.05.2023.

Мақұлданды: 22.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Ғылыми шолу

### Мұнайдың қайнау температурасы жоғары фракциясын жару сұйықтығы ретінде қолданып қабатты гидравликалық жару

М.Ә. Машрапова<sup>1</sup>, Н. Тілеуберді<sup>1</sup>, Д.Ж. Абделі<sup>2</sup>, С.М. Оздоев<sup>1</sup>, А.С. Ысқақ<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Қ.И. Сәтбаев атындағы геологиялық ғылымдар институты, Алматы қаласы, Қазақстан

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

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Соңғы жылдары Қазақстандағы кенорындардың игерілмеген қорларының құрылымы нашарлап бара жатыр. Қорлардың көп бөлігі өткізгіштігі төмен қабаттар мен сумен ығыстырылмаған аймақтарда орналасқан. Игерудің өнімділігі мен тиімділігіне кері әсер ететін негізгі фактор – мұнай қабаттарының біркелкі еместігі.

Мұнайға қаныққан қабаттар – бұл мұнайға қаныққан құм немесе әктас және су өткізбейтін саз немесе доломит қабаттарының, линзалардың және аралық қабаттардың кезектесуінен тұрады. Қабаттың шегінде 10–20 қабатшалар кездесуі мүмкін, бұл қабаттардың айтарлықтай тілімденгендігін байқатады. Мұнай шоғырларының күрделілігіне байланысты оны толық игеріп алу және айдау ұңғылары арқылы өндіруші ұңғыларға қарай мұнайды сумен толық итеру өту қиын немесе мүмкін емес.

**Мақсат.** Экономикалық тиімді әдісті пайдаланып, қабаттың мұнайбергiштігін арттыру.

**Материалдар мен тәсілдер.** Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерімен қабаттың түбіне әсер ету процестеріне эксперименттік зерттеулер алмас бұрғылауға арналған зертханалық машина, сұйықтың және газдың өткізгіштігін анықтауға арналған қондырғылар, мұнайдың тұтқырлығын анықтауға арналған қондырғылар, сондай-ақ, қабат модельіне жару сұйықтығын айдау қондырғылары арқылы жүргізілді.

**Нәтижелер.** Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып қабатты гидравликалық жару әдісін қолданудың нәтижесінде өткізгіштігі төмен қабаттардың өткізгіштігін арттырып, мұнай өнімділігін едәуір арттыруға мүмкіндік береді.

**Қорытынды.** Мұнай кенорындарының геологиялық құрылысына байланысты ұңғы түбіне мұнай ағынының келуін интенсификациялау мақсатында су негізіндегі гельді сұйықтықпен қабатты гидравликалық жару әдісін қолдану тиімсіз болып саналады. Себебі қабат қуыстарында ұзына бойлы молекулалары бар гельдер адсорбцияланады және су негізіндегі жару сұйықтығы коллектордың сазды бөлшектерімен байланысқанда олардың ісінуіне алып келеді.

**Негізгі сөздер:** қабатты гидравликалық жару, жару сұйықтығы, мұнайдың қайнағыштығы жоғары фракциясы, қабаттың өткізгіштігі, қанығу.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Машрапова М.Ә., Тілеуберді Н., Абделі Д.Ж., Оздоев С.М., Ысқақ А.С. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары фракциясын жару сұйықтығы ретінде қолданып қабатты гидравликалық жару // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 2, 69–80 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>.

UDC 622.276.66

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>

Received: 23.05.2023.

Accepted: 22.06.2023.

Published: 30.06.2023.

## Review article

# Hydraulic fracturing using high-boiling fraction of oil as a fracturing fluid

Moldir A. Mashrapova<sup>1</sup>, Nurbol Tileuberdi<sup>1</sup>, Dayrabay Zh. Abdeli<sup>2</sup>,  
Sultan M. Ozdoyev<sup>1</sup>, Ardak S. Iskak<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Institute of geological sciences of K.I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan*

<sup>2</sup>*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

### ABSTRACT

**Background:** In recent years, there has been a trend towards deterioration in the structure of residual reserves at the fields of Kazakhstan. A significant part of the reserves is located in low-permeability reservoirs and in the zones not covered by flooding. The main factor negatively affecting the productivity and efficiency of development is the heterogeneity of oil reservoirs.

Oil-saturated formations are an alternation of permeable oil-saturated sand or limestone and impermeable clay or dolomite layers, lenses and interlayers. Up to 10–20 interlayers can be distinguished within the reservoir, which indicates a strong compartmentalization of the reservoirs. Due to the complexity of the structure of oil deposits, it is very difficult or impossible to ensure complete drainage of the entire volume of the deposit and complete coverage of oil displacement by water into production wells through injection wells.

**Aim:** Increasing oil recovery in a cost-effective way.

**Materials and methods:** Experimental studies of the processes of impact on the bottomhole formation zone with high-boiling oil components were carried out using a laboratory machine for diamond drilling, an installation for determining the permeability of a rock in terms of liquid and gas, an installation for determining oil viscosity, and an installation for pumping fracturing fluid into the reservoir model.

**Results:** As a result of applying the hydraulic fracturing method using high-boiling oil components, it is possible to increase the permeability of low-permeability formations and significantly increase oil recovery.

**Conclusion:** Due to the geological structure of multi-layer oilfields, water-based gel fracturing fluids to increase oil flow to wells are considered ineffective due to the adsorption of gels with long molecules in the pores of the formation and swelling of the clay particles of the reservoir when they interact with the water-based fluid.

**Keywords:** *hydraulic fracturing, fracturing fluid, oil fraction with increased boiling-off, formation permeability, saturation.*

### To cite this article:

Mashrapova MA, Tileuberdi N, Abdeli DZ, Ozdoyev SM, Iskak AS. Hydraulic fracturing using high-boiling fraction of oil as a fracturing fluid. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):69–80. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>.

УДК 622.276.66  
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>

Получена: 23.05.2023.

Одобрена: 22.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Научный обзор

### Гидравлический разрыв пласта с использованием высококипящих компонентов нефти в качестве жидкости разрыва

М.А. Машрапова<sup>1</sup>, Н. Тилеуберди<sup>1</sup>, Д.Ж. Абдели<sup>2</sup>, С.М. Оздоев<sup>1</sup>, А.С. Искак<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** За последние годы на месторождениях Казахстана наметилась тенденция к ухудшению структуры остаточных запасов. Значительная часть запасов находится в слабопроницаемых коллекторах и в зонах, не охваченных заводнением. Основным фактором, негативно влияющим на продуктивность и эффективность разработки, является неоднородность нефтяных пластов.

Нефтенасыщенные пласты представляют собой чередование проницаемых нефтенасыщенных песчаных или известняковых и непроницаемых глинистых или доломитовых слоев, линз и пропластков. В пределах пласта может выделяться до 10–20 пропластков, что указывает на сильную расчлененность пластов. В связи со сложностью строения нефтяных залежей, очень трудно или невозможно обеспечить полное дренирование всего объема залежи и полный охват вытеснением нефти водой в добывающие скважины через нагнетательные скважины.

**Цель.** Увеличение нефтеотдачи пласта экономически эффективным способом.

**Материалы и методы.** Экспериментальные исследования процессов воздействия на призабойную зону пластов высококипящими компонентами нефти проведены с применением лабораторной машины для алмазного бурения, установки для определения проницаемости горной породы по жидкости и газу, установки для определения вязкости нефти, а также установки для закачки жидкости разрыва в модели пласта.

**Результаты.** В результате применения метода гидроразрыва пластов с использованием высококипящих компонентов нефти можно повысить проницаемость пластов с низкой проницаемостью и значительно повысить нефтеотдачу.

**Заключение.** Из-за геологической структуры многопластовых нефтяных месторождений гелевые жидкости гидроразрыва на водной основе с целью увеличения притока нефти к скважинам считаются неэффективными из-за адсорбции гелей с длинными молекулами в порах пласта и набухания глинистых частиц коллектора при взаимодействии их с водной частью.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, жидкость разрыва, фракция нефти повышенного выкипания, проницаемость пласта, насыщенность.

#### Как цитировать:

Машрапова М.А., Тилеуберди Н., Абдели Д.Ж., Оздоев С.М., Искак А.С. Гидравлический разрыв пласта с использованием высококипящих компонентов нефти в качестве жидкости разрыва // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 2. С. 69–80. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108652>.



### Кіріспе

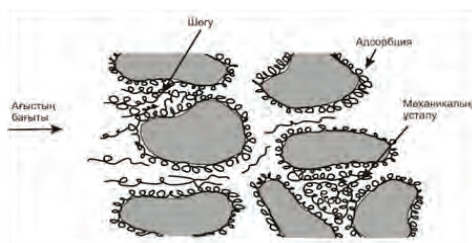
Қабатты гидравликалық жару бүгінгі күні қабаттың мұнай бергіштігін арттырудың ең танымал әдістерінің біріне айналды, бұл әдісті қолдану өткен ғасырдың ортасынан басталды. Бірақ ұзақ уақыт бойы бұл әдіс тәжірибеден бұрын теориялық есептеулерде көбірек қолданылды. Жеңіл өндіріліп алатын мұнай заманында бұл әдіске деген сұраныс болмады. Жағдай өткен ғасырдың соңына қарай өзгерді, яғни қабаттың фильтрациялық-сүзгіштік қасиеті төмен және коллекторы карбонатты кенорындарды игеру барысында белсенді қолдана бастады.

Қабаттардың макробіртекті болмауы өндіруші ұңғыларға қарай мұнайды интенсификациялауға өз әсерін тигізеді. Бұндай жағдайда көбінесе қабатты гидравликалық жару және ұңғыны қышқылмен өңдеу әдістері қолданылады. Қабатты гидравликалық жару технологиясы өндірілетін сұйықтықтың ұңғы түбіне келуін қамтамасыз ету үшін жоғарғы қысымда қабатқа сұйықтық айдай отырып жарықшақтардың жоғары өткізгіштігін туындату болып табылады. Өткізгіштігі төмен қабаттың кенжар аймағында гидравликалық жару жүргізіледі, әрбір қабат үшін жарықшақтардың өлшемдерін олардың өткізгіштіктеріне кері пропорционалды етіп туындатады. Яғни, қабаттардың өткізгіштігі қаншалықты төмен болған сайын жарықшақтардың ені мен тереңдігі соғұрлым жоғары және керісінше болады. Су негізіндегі жару сұйықтығы қабаттағы сазды бөлшектермен әрекеттескенде олардың ісінуіне алып келетіні мәлім.

Қазіргі уақыттағы қолданылатын су негізіндегі сұйықтық рецептурасы қолданылатын судың сапасына, әсіресе, судың құрамындағы темір, кальций және магний иондарына өте сезімтал [1]. Осының әсерінен процессті жүргізу кезінде тауарлық минералданған суды қолдану мүмкін болмайды. Сондықтан, кейбір кезде бірнеше километрден тұщы су тасылады. Қолданылатын тұщы су саздардың ісінуі мен миграциялануына алып келетіндіктен қабатты гидравликалық жару процесінің тиімділігін төмендетеді. Саздарды тұрақтандыру үшін тұщы судың құрамына катионбелсенді беттік-белсенді заттар мен калий хлоридін қосады және ол қосымша шығынды талап етеді.

Суға қанығуы жоғары қабаттарда қабатты гидравликалық жаруды жүргізу қиындық тудырады. Қабатты гидравликалық жаруды жүргізу кезінде материалдық шығындардың жоғары болуы себебінен ұңғы өнімінің сулануы экономикалық жағынан тиімсіз.

Қабатты гидравликалық жаруды жүргізгеннен кейінгі ұңғының сулануының тағы бір себебі, ол өнімді қабаттың қалыңдығының аз болуы және суға қаныққан қабатшалардың жақын орналасуы. Сонымен қоса, жарықшақтарды туындату кезінде өнімді қабатты суға қаныққан қабаттан бөліп тұратын экранның тұтастығы жойылуы мүмкін және судың қозғалысы жоғары болғандықтан ұңғы өнімінің сулануына алып келетін сулану конусының пайда болуы мүмкін.



Сурет 1. Су негізіндегі гельді сұйықтықтың қабаттағы әрекеті

Figure 1. Action of water-based gel fluid in the reservoir

Ұңғының сулануын болдырмау үшін қазіргі кезде қабатты гидравликалық жаруды жүргізу кезінде және жүргізуден бұрын да сукелімін оқшаулау технологиясы өңделіп жатыр және қолданылады. Бірақ, қолданылатын технология қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің алдында оқшаулайтын материалдың көп бөлігін айдауды талап етеді. Бұл экономикалық жағынан тиімсіз, іріктеп алуды қамтамасыз етпейді (цементті ерітінді) немесе қолдану үшін өте күрделі болып табылады [1].

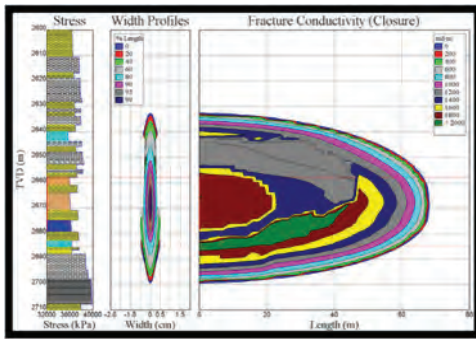
Бұл жұмыста [2] Батыс Сібір ұңғымаларында қабаттың гидравликалық жарылуы қарастырылған. Гидравликалық жару су негізінде де, мұнай негізінде де жүргізілген. Көп жағдайда қосымша өндірілген өнімнің көлемі су негізіндегі өңдеуге қарағанда, мұнай негізіндегі өңдеуден кейін көп болған. Қабатты гидравликалық жару кезінде жару сұйықтықтарын қолдану жарықшақтардың

геометриясын бақылауға мүмкіндік берген және қабаттың сұйықтықтарға деген сезімталдығы мәселесін жойған. Мұнаймен өңдеуден кейін жарықшақтардың биіктігінің сақталуына байланысты суланудың айтарлықтай төмендеуіне қол жеткізілген.

2-суретте гидравликалық жаруды модельдеудің нәтижесінде су негізіндегі жару сұйықтықтарын қолданып қабатты гидравликалық жарудан кейінгі пайда болған жарықшақтар BP-11-1 зонасының сыртына шығып кеткені көрсетілген. 2659 және 2680 м тереңдіктегі саздар

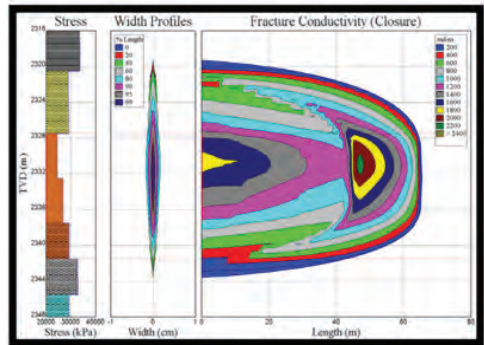
пайда болған жарықшақтардың биіктігін тежейтіндей берік болмаған. Ұңғымаларды стимуляциялауға дейін және одан кейінгі мұнай мен суды өндірудің орташа айлық көрсеткіштері және ұңғыманың сулануы

3-суретте көрсетілген. Ұңғыманың сулануы әдісті қолданғанға дейін 20% болса, қабатты гидравликалық жарудан кейін 80% артқан, бұл жарықшақтардың сулы қабатқа дейін таралуымен түсіндіріледі.



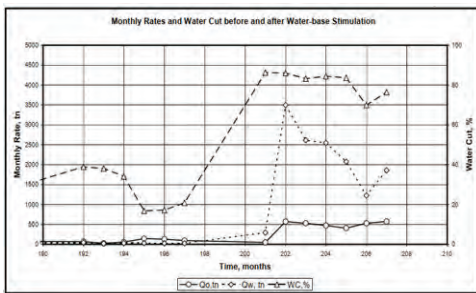
Сурет 2. BP-11-1 зонасында су негізіндегі сұйықтықпен жару кезіндегі жарықшақтардың өткізу қабілеті мен кернеу қимасы

Figure 2. Fracture flow capacity and stress cross section during explosion with the use of a water-based liquid in zone BP-11-1

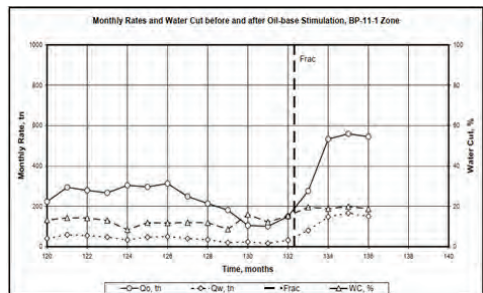


Сурет 3. BP-11-1 зонасында мұнай негізіндегі сұйықтықпен жару кезіндегі жарықшақтардың өткізу қабілеті мен кернеу қимасы

Figure 3. Fracture flow capacity and stress cross section during explosion with the use of an oil-based liquid in zone BP-11-1



Сурет 4. BP-11-1 зонасында су негізіндегі сұйықтықпен жаруға дейінгі және кейінгі мұнай мен судың дебиті және сулануы Figure 4. Production rate and wetting of oil and water before and after the explosion with the use of a water-based liquid in zone BP-11-1



Сурет 5. BP-11-1 зонасында мұнай негізіндегі сұйықтықпен жаруға дейінгі және кейінгі мұнай мен судың дебиті және сулануы Figure 5. Production rate and wetting of oil and water before and after the explosion with the use of an oil-based liquid in zone BP-11-1

Мұнай негізіндегі жару сұйықтығын пайдалана отырып қабатты гидравликалық жару кезінде судың таралу қаупін азайту үшін Сібір шикі мұнайындағы асфальтендер мен судың жоғары деңгейіне төтеп бере

алатын, проппантты біркелкі тасымалдауға қабілетті, тұтқырлығы әдеттегіден төмен болатын негізгі сұйықтықты қолдану арқылы арнайы жасалды. 4-суретте BP-11-1 бор қабатында жүргізілген

гидравликалық жаруды модельдеудің нәтижесі көрсетілген. Жарықшақтың профилі жарықшақтың аймақ ішінде екенін көрсетті. Ұңғыманы стимуляциялауға дейін және одан кейін мұнай мен судың орташа айлық шығыны мен ұңғыманың сулануы 5-суретте көрсетілген. Стимуляциялаудан кейін судың аздап өсуі байқалған. Мұнай өндіру орташа есеппен айына 400 т-ға артқан.

Базалық сұйықтықтың құнын есептемегенде, мұнай негізіндегі өңдеу операторға жұмыс құнының орта есеппен 35% үнемдеді. Бұл негізінен жұмыс көлемінің азаюына және судың азаюына байланысты болады.

Көмірсутекті гелдердің реологиялық сипаттамалары көмірсутектердің құрылысына, ал жару сұйықтығының қасиетін бастапқы шикізаттың құрамын өзгерту арқылы алуға болады. Алайда, қазіргі уақытта гидравликалық жаруды жүзеге асырмас бұрын, өндіруші ұңғымалардың түбіне судың келуін шектеу үшін су келімін оқшаулау шаралары жүргізілмейді. Сонымен қатар, ұзын молекулалары бар гел түзуші композициялар негізіндегі жару сұйықтары пайда болған жарықшақтарға пропант-бекітушіні айдағаннан кейін жыныстың кеуектерін бекітіп тастауы және ұңғы түбі аймағының өткізгіштігін айтарлықтай төмендетуі мүмкін.

#### **Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізінде қабатты гидравликалық жару процестерінің заңдылықтары**

Қабаттардың макробіртекті болмауы өндіруші ұңғыларға қарай мұнайды интенсификациялауға өз әсерін тигізеді. Бұндай жағдайда көбінесе қабатты гидравликалық жару және ұңғыны қышқылмен өңдеу әдістері қолданылады. Қабатты гидравликалық жару технологиясы өндірілетін сұйықтықтың ұңғы түбіне келуін қамтамасыз ету үшін жоғарғы қысымда қабатқа сұйықтық айдай отырып жарықшақтардың жоғары өткізгіштігін туындату болып табылады. Өткізгіштігі төмен қабаттың кенжар аймағында гидравликалық жару жүргізіледі, әрбір қабат үшін жарықшақтардың өлшемдерін олардың өткізгіштіктеріне кері пропорционалды етіп туындатады. Яғни, қабаттардың өткізгіштігі қаншалықты төмен болған сайын жарықшақтардың ені мен тереңдігі соғұрлым жоғары және

керісінше болады. Су негізіндегі жару сұйықтығы қабаттағы сазды бөлшектермен әрекеттескенде олардың ісінуіне алып келетіні мәлім.

Су негізіндегі гелді жару сұйықтығы ретінде қолданудың мынадай бірнеше кемшіліктері бар:

1) Өзіндік құны жоғары гелді қоспаларды қосуды қажет етеді;

2) Айдалатын судың құрамына байланысты қабат суының және мұнайының физикалық-химиялық қасиеттеріне қарай тазартуды немесе тұщы суды басқа жақтан тасымалдауды талап етеді;

3) Қабаттың температурасының жоғары болуына байланысты жару сұйықтығының құрамындағы гел өз қасиетін жоғалтып, тиімділігі төмендеуі мүмкін;

4) Жоғары қысымда айдалған су тармақталған жарықшақтарды тудырмай, кернеуі аз бағытпен ұзына бойлы бір ғана жарықшақ тудыруы мүмкін;

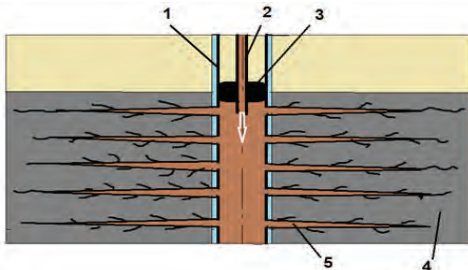
5) Жару сұйықтығын ұңғыдан шығару кезінде су негізіндегі жару сұйықтығының құрамындағы гел қабатта қалып қойып, өткізгіштікті нашарлатуы мүмкін [3–5].

Біз көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq 8$  қайнау температурасы жоғары мұнайдың компоненттері және қышқыл қоспасы негізіндегі жару сұйықтығын қолданып қабатты гидравликалық жарудың жаңа әдісін ұсынып отырмыз. Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығы өндірістік жағдайда қымбат емес құрылғылар арқылы алынған кенорнының газсыздандырылған мұнайынан алынатындықтан өзіндік құны төмен болады. Су негізіндегі жару сұйықтығына қосылатын өзіндік құны жоғары ешқандай қоспаларды қосуды қажет етпейді. Су негізіндегі жару сұйықтығы мұнайлы қабаттағы жоғары температурада өз қасиетін жоюы мүмкін, ал мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері негізіндегі жару сұйықтығы жоғары температураға тұрақты келеді. Су негізіндегі жару сұйықтығына қарағанда фильтрациялану қасиеті төмен болғандықтан, коллекторлы жыныстардағы қуыстар мен капиллярлы түтікшелерге еніп, оларды біртекті жаруға қабілетті болады [6, 7].

Сонымен қатар, көміртегі негізіндегі гидрожару сұйықтығы бар екендігі бәріне аян. Гидрожару сұйықтығының бұл типіне қоюлатылған мұнай, инвертті

эмульсиялар, мицеллярлы ерітінділер және көлденең біріктірілген гельдер жатады. Көміртегі негізіндегі жару сұйықтықтарының тұтқырлығын арттыру үшін карбонатты қышқылдардың алюминді тұздары қолданылды. Соңғы жылдары мұнай негізіндегі гелді алу үшін оларды алюминий фосфатының эфирімен алмастырды. Алайда, оларды дайындау қиын және тиімділігі төмен болғандықтан сирек қолданады [8].

Көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  қайнау температурасы жоғары мұнайдың компоненттері және қышқыл қоспасы негізіндегі жару сұйықтығын қолданып қабатты гидравликалық жаруды жүргізудің технологиясы келесідей. Дайындау жұмыстарынан кейін гидрожаруды жүргізбес бұрын алдымен ұңғыны басу үшін құбыр аралық кеңістігіне 1 (сурет 6) ұңғының 2–2,5 көлеміндегі болатын сұйықтық толтырылады. Ұңғыға насосы-компрессорлы құбыр 2 түсіріледі және кенжар аймақтың жоғарғы бөлігіне пакер 3 орнатылады. Процесс кезінде технологиялық сұйықтықтар мұнайлы қабатқа 4 келесідей реттілікпен айдалады – жару сұйықтығы (көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері), қышқыл ерітіндісі және басу сұйықтығы (газсыздандырылған мұнай).



**Сурет 6. Көміртегі молекуласында атомдар мөлшері  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін және қышқыл қоспаларын қолданып қабатты гидравликалық жару технологиясын жүргізудің сызбасы**

**Figure 6. The scheme of hydraulic fracturing technology using components with a high boiling point of oil and acid mixtures with a content of atoms  $\geq C8$  in a carbon molecule**

Ұңғыға мұнайдың қайнау температурасы мен тұтқырлығы жоғары ком-

поненттерін қабатқа жоғары қысыммен айдағаннан кейін жаңа жарықшақтар (5) пайда болады және қабаттағы бұл әдісті жүргізуден бұрын бар болған жарықшақтар мен қуыстар кеңейеді. Жарықшақтар мен қуыстардың пайда болуы және бар болған жарықшақтардың кеңеюі ұңғыға жару сұйықтығын жер беттік жағдайда айдағанда қабаттағы қысым жергілікті тау қысымынан жоғары болған жағдайда мүмкін болады. Ұңғының кенжарындағы ҚГЖ қысымы келесі формуламен анықталады:

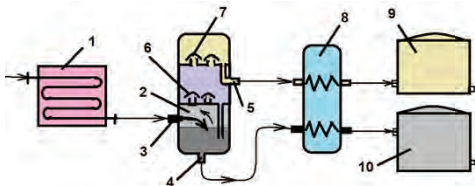
$$P_{\text{кенж}} = p_{\text{тау}} + \sigma_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}}gh + \sigma_{\text{ж}} \quad (1)$$

мұндағы  $\sigma_{\text{ж}}$  – өнімді қабат жыныстарының жарылуға беріктік шегі, МПа;  $p_{\text{тау}}$  – тау қысымының шамасы,  $\rho_{\text{ж}}$  – тау жыныстарының тығыздығы,  $h$  – қабаттың тереңдігі.

### **Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қарапайым бір сатылы бөліп алу тәсілі**

Мұнай сапасының маңызды көрсеткіші оның фракциялық құрамы болып табылады. Әрбір фракция қайнаудың басталу және аяқталу температураларымен сипатталады. Біз, компоненттерінің қайнау температурасының айырмашылығына негізделген, газсыздандырылған мұнайды бір сатылы айдау арқылы алудың қарапайым әдісін жасадық [9]. Әдіс келесідей жүзеге асырылады.

Газсыздандырылған мұнай құбырлы пешке келіп түседі де (сурет 7) 200–220°C дейін қыздырылады және екі фракцияға, яғни сұйық және газды фракцияларға бөлінуі үшін 2 құрылғыға бағытталады. Құрылғыда кіретін 3 және шығатын 4 және 5 келте құбырлар және мұнай фракциясының конденсациясы жүретін отверстиялармен бірге екі қатарлы горизонтальды кедергілер – тарелкалар 6 және 7 бар. Жоғарыда орналасқан тарелкаларда қайнау температурасы 200°C төмен және көміртегі молекуласында атомдар саны  $< C8$  болатын жеңіл фракциялар, ал төменгі тарелкаларда – қайнау температурасы 200°C жоғары және көміртегі молекуласында атомдар саны  $\geq C8$  болатын компоненттер жинақталады. Бұл екі фракция конденсаторға 8 келіп түседі де, онда суытылады және одан ары резервуарларға 9 және 10 бағытталады.



**Сурет 7. Көміртек молекуласында атомдар мөлшері  $\geq 8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін бөліп алудың технологиялық сызбасы**

**Figure 7. Technological scheme for the separation of high-temperature oil components with a content of atoms  $\geq 8$  in a carbon molecule**

1 – құбырлы пеш / tubular furnace; 2 – қыздырылған мұнайды сұйық және газды фракцияларға бөлетін құрылғы / installation for separating heated oil into liquid and gas fractions; 3 – қыздырылған мұнайды технологиялық құрылғыға өткізетін келте құбыр / a pipe for introducing heated oil into the technological installation; 4 – мұнайдың қайнау температурасы төмен компоненттерін шығаруға арналған келте құбыр / a pipe for outputting low-boiling components of oil; 5 – мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін шығаруға арналған келте құбыр / a pipe for outputting high-boiling components of oil; 6 – төменгі тарелкалар / lower plates; 7 – жоғарғы тарелкалар / upper plates; 8 – конденсатор / condenser; 9, 10 – резервуарлар / tanks

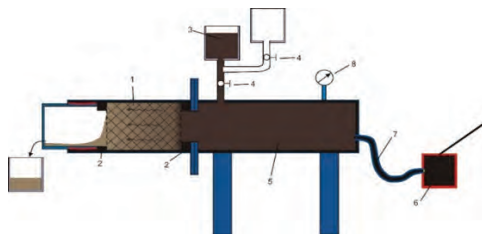
Сондықтан, қабатты гидрожару кезіндегі ең тиімді жару сұйықтығы көміртек молекуласында атомдар мөлшері  $\geq 8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері болып табылады. Бұл сұйықтықты өндірістік жағдайда газ-сыздандырылған мұнайдан алуға болады.

### Эксперименталды талдаулар

Лабораториялық жағдайда қабатты мұнай негізіндегі сұйықтықпен жару барысы мынадай кезеңдермен жасалынады. Бірінші кезекте арнайы алмазды коронка арқылы экспериментке қажетті керн дайындалып алынады. Алынған керннің қуыстарындағы шаң-тозаңды тазарту үшін кернді арнайы құрылғыға салып, компрессордың көмегімен жоғарғы қысымда ауа жіберу арқылы тазартады. Тазартылған керннің салмағы аналитикалық лабораториялық таразы арқылы өлшеніп алынады.

Қондырғыға салынған керн резбалы трубамен мықтап бекітіледі. Қондырғының бас жағында орналасқан мұнай құятын ыдысқа (3) жеңіл мұнай толтырылып, ашып-жабылатын кран арқылы (4)

мұнайды төмен қарай ағызамыз. Сол арқылы мұнай жиналатын кеңістік (5) мұнаймен толтырылады. Керн (1) мен мұнаймен толтырылған кеңістіктің (5) арасында шектеу болмайды. Одан кейін, қол насосының көмегімен (6) мұнай толтырылған кеңістіктің арасындағы түтікше (7) арқылы жоғары қысымда жеңіл мұнайды кернге қарай итереді. Қол насосы арқылы берілген жоғары қысым мұнай толтырылған кеңістіктің үстінде орналасқан манометр (8) арқылы өлшенеді.



**Сурет 8. Лабораториялық жағдайда кернді қою мұнаймен жару қондырғысының сызбасы**

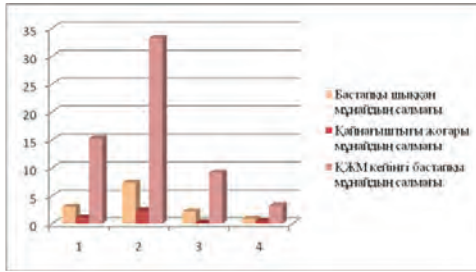
**Figure 8. Scheme of installation for core blasting with thick oil in laboratory conditions**

1 – керн / core; 2 – кернді қысып ұстап тұратын резинке / core support rubber; 3 – мұнай құятын ыдыс / oil tank; 4 – ашып-жабылатын кран / ball valve; 5 – мұнай жиналатын кеңістік / oil filled; 6 – қол насосы / hand pump; 7 – мұнай толтырылған кеңістіктің арасындағы түтікше / pipe; 8 – манометр / manometer

Кернге жеңіл мұнайды жоғары қысымда итеру уақыты және керннен шыққан мұнайдың салмағы арнайы журналға жазылып алынады, сонымен қатар, жұмыс аяқталғаннан кейін қондырғыдағы кернді шешіп алып арнайы аналитикалық зертханалық таразыда өлшеп, мәліметтері арнайы журналға жазылып алынады. Алынған мәліметтерді есептеу арқылы керннің кеуекті қуыстарындағы жеңіл мұнаймен итеру нәтижесінде алынған мұнайдың салмағы анықталады. Жеңіл мұнаймен итеру жұмысы аяқталған соң, дәл осындай ретпен кернді қайнау температурасы жоғары мұнаймен, одан кейін жеңіл мұнайды қайта итеру жұмыстары жүргізіледі.

Жүргізілген эксперименталды зерттеулер нәтижелері бойынша бастапқы шыққан мұнайдың салмағы әрқайсы керндер бойынша сәйкесінше 3, 7,3, 2,23, 0,82 болады, мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің

салмақтары сәйкесінше 1,06, 2,36, 0,18, 0,42 болады, ал ҚЖМ-дан кейінгі бастапқы мұнайдың салмағы 15,24, 33,21, 9,10, 3,21 болады (сурет 9).



Сурет 9. ҚЖ жүргізу барысындағы шыққан мұнайдың көлемдері

Figure 9. Waste oil volumes during hydraulic fracturing

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін айдауға дейінгі және айдаудан кейінгі керннің өткізгіштік коэффициенті 1-кестеде көрсетілген және келесі формуламен анықталды:

$$K_{\text{пр}} = \frac{QML}{[10F(P_1 - P_2)]} \quad (2)$$

Кесте 1. Керннің өткізгіштік коэффициенті  
Table 1. Core conductivity coefficient

Керннің № Core No.	Бастапқы мұнайды айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті, мкм <sup>2</sup> Permeability coefficient after primary oil pumping, μm <sup>2</sup>	Мұнайдың қайн. темп. жоғ. компонент айдағаннан кейінгі өткізгіштік коэффициенті, мкм <sup>2</sup> Permeability coefficient after pumping components with high oil boiling point, μm <sup>2</sup>
1	1,71	8,59
2	4,17	18,96
3	1,27	5,03
4	0,44	1,77

Жасалған эксперименталды зерттеулер нәтижелерінен керннің өткізгіштігін бастапқыға қарағанда қабатты минигидравликалық жарудан кейін бірнеше есеге арттырғандығын көруге болады. Демек, қабаттық жағдайда мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып минигидравликалық жару әдісі жүргізуге болады.

Эксперименталды зерттеулер жүргізу арқылы алынған мәліметтердің нәтижесі мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып қабатты жару тәсілін Арыстан кенорнының қабаттық жағдайында қолданып, қабаттың мұнай бергіштігін және ұңғының өнімділігін арттыруға зор мүмкіндік береді. Арыстан кенорнының мұнайының қабаттағы тұтқырлығы 4–12 мПа\*с болса, эксперименталды алынған мұнайдың ауыр фракциясының қабаттық температурадағы тұтқырлығы 57 мПа\*с құрайды. Бұл жару сұйықтығы ретінде мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолдану тиімді екенін көрсетеді [10, 11].

### Қорытынды

Өткізгіштігі біркелкі емес және өткізгіштігі бойынша айтарлықтай ерекшеленетін көпқабатты кенорындарындағы мұнайдың біркелкі ығысуын қамтамасыз ету, сондай-ақ қабаттарды бір объектіге біріктіру үшін өткізгіштігі төмен қабаттардан ұңғыларға қарай мұнайдың жылжуын интенсификациялаудың заманауи әдістерін таңдамалы түрде жүргізуге болады.

Құрамында көміртегі атомы  $\geq C8$  болатын мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерінің қайнау температураларының айырмашылығы негізінде газсыздандырылған мұнайды бір сатылы айдауға арналған екі секциялы қондырғыны пайдалану арқылы алудың жаңа әдісі әзірленді. Көміртегі атомдары  $\geq C8$  мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері кенорнында газсыздандырылған мұнайдан алуға болатын ең тиімді гидравликалық жару сұйықтығы болып табылады. Себебі бұл жару сұйықтығы арқылы сумен жару кемшіліктері жойылады.

Мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттерін қолданып, гидрожаруды жүргізу ұңғылардың өнімділігін арттыруға мүмкіндік береді. Бұл ығысуды тездетуге септігін тигізеді. Жоғары қысыммен тұтқырлығы жоғары мұнайдың қайнау температурасы жоғары компоненттері өткізгіштігі төмен қабаттардың тереңдігінде жеткілікті ұзына бойлы жарықшақтар тудыруы мүмкін.

**ҚОСЫМША**

**Қаржыландыру көзі.** Авторлар зерттеуге сыртқы қаржыландыру жоқ екенін мәлімдейді.

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

**Авторлардың қосқан үлесі.** Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Машрапова М.Ә. – зерттеу тұжырымдамасы, оны жүргізу және қолжазбаны редакциялау, Тілеуберді Н., Абделі Д.Ж. – тампонаждық материалдардың соққыға төзімділігін соққы тұтқырлығының шамасы бойынша бағалау әдістемесі, Оздоев С.М., Ысқақ А.С. – зерттеу деректерін жинау, талдау, түсіндіру.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

**Contribution of the authors.** All authors confirm that their authorship meets the international ICMJE criteria (all authors have made a significant contribution to the development of the concept, research and preparation of the article, read and approved the final version before publication). The greatest contribution is distributed as follows: Moidir A. Mashrapova – the concept of the study, its conduct and editing of the manuscript; Nurbol Tileuberdi, Dayrabay Zh. Abdeli – methodology for assessing the impact resistance of plugging materials by the magnitude of impact strength; Sultan M. Ozdoyev, Ardak S. Iskak – collection, analysis and interpretation of research data.

**ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ**

1. *Магадова Л.А.* Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта : дисс. ... докт. техн. наук. Москва, 2007. Режим доступа: <https://www.disscat.com/content/razrabotka-zhidkosti-razryva-na-vodnoi-i-uglevodorodnoi-osnovakh-i-tehnologii-ikh-primenenen>. Дата обращения: 20.04.2023.

2. *Elgassier M.M., Stolyarov S.M.* Reasons for Oil-Based Hydraulic Fracturing in Western Siberia // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette; 2008 Feb 13–15; Louisiana, U.S.A. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/08FD/All-08FD/SPE-112092-MS/145829>. Дата обращения: 12.03.2023.

3. *Баймаханов Г.А., Машрапова М.А., Тілеуберді Н.* Исследование работ по проведению гидроразрыва пластов // Materials of the XI international scientific and practical conference «Science without borders»; Technical Sciences, Volume 24, March 30 – April 7, 2015. Sheffield, England. [http://www.rusnauka.com/13\\_NBG\\_2015/Tecnic/10\\_191463.doc.htm](http://www.rusnauka.com/13_NBG_2015/Tecnic/10_191463.doc.htm)

4. *Магадова Л.А., Михайлов С.А., Магадов В.Р.* Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей. Научно-технический отчет. РГУ им. И.М. Губкина. Москва, 2011. Грант British Petroleum.

5. *Меликбеков А.С.* Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва : Недра, 1967.

6. *Оздоев С.М., Машрапова М.А.* Повышение нефтеотдачи продуктивных горизонтов Арыстановского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть и газ». 2017. №6(102). С. 88–96.

7. *Абделі Д.Ж., Оздоев С.М., Конторович А.Э., Машрапова М.А.* Зертханалық жағдайда қабатты гидравликалық жару әдісін зерттеу // ҚазҰТЗУ Хабаршысы. 2019. №1(131). С. 207–212.

8. *Vaimakhanov G., Koishybaev A., M.A. Mashrapova, Tileuberdi N.* Highly pressurized hydraulic fracturing fluid behavior in oil-bearing rocks // Int. J. Chem. Sci. 2015. 13(2). P. 963–970.

9. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа : Изд. «Гилем», 2002.

10. Ozdoyev S.M., Mashrapova M.A. Geological structure and methods of increasing oil recovery of the productive horizons of the Arystan deposit // News of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. 2017. Vol. 4, № 424. P. 270–275.

11. Mashrapova M.A., Zholtayev G.Z., Abdeli D.Z., et al. Improvement of hydraulic facing method to increase wells productivity // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. 2021. № 4(448). P. 124–129.

## REFERENCES

1. Magadova LA. Razrabotka zhidkostey razryva na vodnoy i uglevodorodnoy osnovakh i tekhnologii ikh primeneniya dlya sovershenstvovaniya protsessa gidravlicheskogo razryva plasta [dissertation]. Moscow; 2007. Available from: <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-zhidkosti-razryva-na-vodnoi-i-uglevodorodnoi-osnovakh-i-tekhnologii-ikh-primenenen>. (In Russ).

2. Elgassier MM, Stolyarov SM. Reasons for Oil-Based Hydraulic Fracturing in Western Siberia. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette; 2008 Feb 13–15; Louisiana, U.S.A. Available from: <https://onepetro.org/SPEFD/proceedings-abstract/08FD/All-08FD/SPE-112092-MS/145829>.

3. Baimakhanov GA, Mashrapova MA, Tileuberdi N. Study of hydraulic fracturing. Materials of the XI international scientific and practical conference «Science without borders»; Technical Sciences, Volume 24, March 30 – April 7, 2015. Sheffield, England. [http://www.rusnauka.com/13\\_NBG\\_2015/Tecnic/10\\_191463.doc.htm](http://www.rusnauka.com/13_NBG_2015/Tecnic/10_191463.doc.htm)

4. Magadova LA, Mikhailov SA, Magadov VR. Study of the long-term conductivity of proppants from various manufacturers. Scientific and technical report. Gubkin University. Moscow, 2011.

5. Melikbekov AS. *Theory and practice of hydraulic fracturing*. Moscow: Nedra; 1967.

6. Ozdoyev SM, Mashrapova MA. Enhanced oil recovery of the productive horizons of the Arystanovskoye field. *Scientific and technical journal "Oil and Gas"*. 2017;6(102):88–96.

7. Abdeli DJ, Ozdoyev SM, Kontorovich AE, Mashrapova MA. Study of the method of hydraulic fracturing of layers in laboratory conditions. *Bulletin of KazNRTU*. 2019;1(131):207–212.

8. Baimakhanov G, Koishybaev A, Mashrapova MA, Tileuberdi N. Highly pressurized hydraulic fracturing fluid behavior in oil-bearing rocks. *Int. J. Chem. Sci.* 2015;13(2):963–970.

9. Akhmetov SA. Technology of deep processing of oil and gas. Ufa: Ed. "Guilem", 2002.

10. Ozdoyev SM, Mashrapova MA. Geological structure and methods of increasing oil recovery of the productive horizons of the Arystan deposit. *News of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences*. 2017;4(424):270–275.

11. Mashrapova MA, Zholtayev GZ, Abdeli DZ, et al. Improvement of hydraulic facing method to increase wells productivity. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*. 2021;4(448): 124–129.

## АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

\*Машрапова Мөлдір Әбдімүсілімқызы

PhD

ORCID: 0000-0002-6009-9730

Scopus Author ID: 56721302700

WoS Researcher ID: AAD-4825-2020

e-mail: [moldir\\_m\\_m@mail.ru](mailto:moldir_m_m@mail.ru).

Тілеуберді Нұрбол

PhD

## AUTHORS' INFO

\*Moldir A. Mashrapova

PhD

ORCID: 0000-0002-6009-9730

Scopus Author ID: 56721302700

WoS Researcher ID: AAD-4825-2020

e-mail: [moldir\\_m\\_m@mail.ru](mailto:moldir_m_m@mail.ru).

Nurbol Tileuberdi

PhD



ORCID: 0000-0003-0781-2434  
Scopus Author ID: 57195378526  
e-mail: *nureke-17@mail.ru*.

**Абделі Дайрабай Жүмаділұлы**

техн. ғыл. докт,  
Scopus Author ID: 57200382346  
e-mail: *d.abdeli@mail.ru*.

**Оздоев Сұлтан Мәжітұлы**

геол.-мин. ғыл. докт,  
ORCID: 0000-0003-0262-1583  
Scopus Author ID: 57195382978  
e-mail: *ozdoyevsultan@mail.ru*.

**Ысқақ Ардақ Серғазықызы**

PhD  
Scopus Author ID: 56826148100  
e-mail: *a.yskak@satbayev.university*.

ORCID: 0000-0003-0781-2434  
Scopus Author ID: 57195378526  
e-mail: *nureke-17@mail.ru*.

**Dayrabay zh. Abdeli**

D. Sc. (Engineering),  
Scopus Author ID: 57200382346  
e-mail: *d.abdeli@mail.ru*.

**Sultan M. Ozdoyev**

D. Sc. (Geology and Mineralogy),  
ORCID: 0000-0003-0262-1583  
Scopus Author ID: 57195382978  
e-mail: *ozdoyevsultan@mail.ru*.

**Ardak S. Iskak**

PhD  
Scopus Author ID: 56826148100  
e-mail: *a.yskak@satbayev.university*.

\*Корреспондент автор/Corresponding Author

УДК 004.588  
МРНТИ 28.23.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>

Получена: 13.09.2022.

Одобрена: 15.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

### Применение программного обеспечения «ЖУЛДЫЗ». Адаптация и работа с моделями

Л.Б. Кабдулова<sup>1</sup>, Р.А. Юсубалиев<sup>2</sup>, Р.Д. Урымбасаров<sup>1</sup>, А.А. Башев<sup>1</sup>,  
А.С. Марданов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

<sup>2</sup>Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, г. Атырау, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Одним из условий эффективного освоения месторождений нефти и газа является достоверное прогнозирование их разработки, в т.ч. с использованием возможностей современного программного обеспечения. В результате многолетних разработок создан первый и единственный казахстанский импортозамещающий программный продукт «Жулдыз», с помощью которого производится контроль за выполнением технологических решений на месторождении.

**Цель.** Цель заключается в реализации единой программной платформы, охватывающей полный цикл разработки и эксплуатации месторождений.

**Материалы и методы.** В данной работе представлен опыт использования программного обеспечения «Жулдыз» на месторождении Каратобе Южное, а также программных модулей для оптимизации процессов моделирования.

**Результаты.** С помощью программного обеспечения, учитывающего комплекс геолого-физических результатов и историю добычи месторождения Каратобе Южное, были получены данные для построения карт разработки, оценки связности коллекторов и распределения нагнетаемой воды, анализа промысловых показателей по скважинам, подбора скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий, а также программные модули оптимизации процессов моделирования. Также выявлены дополнительные возможности для оценки и сравнения показателей разработки месторождения.

**Заключение.** По результатам проведенного анализа в программном обеспечении «Жулдыз» были выработаны решения по совершенствованию системы поддержания пластового давления месторождения Каратобе Южное. Проведен подбор скважин для проведения геолого-технических мероприятий и расчёт эффективности, что позволит уменьшить количество неуспешных геолого-технических мероприятий путём увеличения качества подбираемых скважин-кандидатов за счёт нового подхода к оценке скважины с геологической и технологической точки зрения.

**Ключевые слова:** программное обеспечение, мониторинг и анализ разработки, подбор скважин и участков, расчёт эффективности, геолого-технические мероприятия.

#### Как цитировать:

Кабдулова Л.Б., Юсубалиев Р.А., Урымбасаров Р.Д., Башев А.А., Марданов А.С. Применение программного обеспечения «ЖУЛДЫЗ». Адаптация и работа с моделями // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №2. С. 81–90. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>.

UDC 004.588  
CSCSTI 28.23.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>

Received: 13.09.2022.

Accepted: 15.06.2023.

Published: 30.06.2023.

## Original article

### Application of the software "ZHULDYZ". Adaptation and work with models

Laura B. Kabdullova<sup>1</sup>, Renat A. Yussubaliyev<sup>2</sup>, Rustem D. Urymbassarov<sup>1</sup>,  
Adilbek A. Bashev<sup>1</sup>, Altynbek S. Mardanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

<sup>2</sup>Kazakh Research Geological Prospecting Oil Institute, Atyrau, Kazakhstan

#### ABSTRACT

**Background:** One of the conditions for the effective development of oil and gas fields is reliable forecasting of its exploitation, including using the capabilities of modern software. As a result of many years of work, the first and only Kazakhstani import-substituting software product "Zhuldyz" was developed which helps to control the implementation of process solutions at the field.

**Aim:** Implement a single software platform covering the complete cycle of exploration and development of the fields.

**Materials and methods:** This paper presents the experience of using the "Zhuldyz" software at the Karatobe Yuzhnoye field, as well as software modules for optimizing modeling processes.

**Results:** Using software accounting a set of geological and physical results and the production history of the Karatobe Yuzhnoye deposit, data were obtained for constructing development maps, assessing reservoir connectivity and distribution of injected water, analyzing field performance for wells, selecting candidate wells for well interventions, as well as software modules for optimizing modeling processes. Additional opportunities for assessing and comparing field development indicators have also been identified.

**Conclusion:** Based on the results of the analysis carried out in the Zhuldyz software, solutions were developed to improve the reservoir pressure maintenance system at the Karatobe Yuzhnoye deposit. The selection of wells for well interventions and the calculation of efficiency were carried out, which will reduce the number of unsuccessful well interventions by increasing the quality of selected candidate wells through a new appraisal approach from a geological and technological point of view.

**Keywords:** *software, development monitoring and analysis, selection of wells and sites, calculation of the effectiveness of well interventions.*

#### To cite this article:

Kabdullova LB, Yussubaliyev RA, Urymbassarov RD, Bashev AA, Mardanov AS. Application of the software "ZHULDYZ". Adaptation and work with models. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):81–90. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>.

ӨОЖ 004.588

ГТАХР 28.23.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>

Қабылданды: 13.09.2022.

Мақұлданды: 15.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпұнқазерттеу

### Қолдану бағдарламалық қамтамасыз ету "ЖҰЛДЫЗ". Бейімдеу және жұмыс істеу моделі

Л.Б. Қабдулова<sup>1</sup>, Р.А. Юсубәліев<sup>2</sup>, Р.Д. Ұрымбасаров<sup>1</sup>, А.А. Башев<sup>1</sup>,  
А.С. Марданов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Қазақ ғылыми-зерттеу геологиялық барлау мұнай институты, Атырау қаласы,  
Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Шарттарының бірі тиімді игеру мұнай және газ кен орындарын болып табылады дұрыс болжау, оларды әзірлеу, оның ішінде мүмкіндіктерін пайдалана отырып, қазіргі заманғы бағдарламалық қамтамасыз ету. Нәтижесінде көпжылдық жұмыстар әзірленді бірінші және жалғыз Қазақстандық бағдарламалық өнім "Жұлдыз", оның көмегімен жүргізіледі орындалуын бақылау технологиялық шешімдерді кен орнында.

**Мақсаты.** Бағдарламалық қамтамасыз ету нақты өндірістік тапсырмаларды, кен орнын игеру мен пайдаланудың толық циклін жүзеге асыруға мүмкіндік береді.

**Материалдар мен әдістер.** Осы жұмыста құрал ретінде Оңтүстік Қаратөбе кен орнында қолданылған "Жұлдыз" бағдарламалық қамтамасыз ету бағдарламасы пайдаланылған.

**Нәтижелері.** Геологиялық-физикалық нәтижелер мен кен орнын өндіру тарихын есепке алатын бағдарламалық қамтамасыз етудің көмегімен игеру карталарын құру, коллекторлардың байланысын және айдалатын судың таралуын бағалау, ұңғымалар бойынша кен орнының өнімділігін талдау, геологиялық-техникалық шараларға үміткер ұңғымаларды, сондай-ақ модельдеу процестерін оңтайландыру үшін бағдарламалық модульдерді таңдау.

**Қорытынды.** «Жұлдыз» бағдарламалық қамтамасыз етуінде жүргізілген талдау нәтижелері бойынша Оңтүстік Қаратөбе кен орнындағы қабат қысымын сақтау жүйесін жетілдіру бойынша шешімдер әзірленді. Ұңғымаларды геологиялық-технологиялық тұрғыдан бағалауға жаңа көзқарас арқылы таңдалған үміткер ұңғымалардың сапасын арттыру арқылы ұңғымаларды интервенциялау үшін ұңғымаларды таңдау және тиімділікті есептеу жүргізілді.

**Негізгі сөздер:** бағдарламалық қамтамасыз ету, мониторинг және талдау, әзірлеу, іріктеу, таңдау, ұңғымалар және учаскелер, ГТМ тиімділігін есептеу.

#### Дәйексөз көлтіру үшін:

Қабдулова Л.Б., Юсубәліев Р.А., Ұрымбасаров Р.Д., Башев А.А., Марданов А.С. Қолдану бағдарламалық қамтамасыз ету "ЖҰЛДЫЗ". Бейімдеу және жұмыс істеу моделі. // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №2, 81–90 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108602>.

## Введение

Программное обеспечение (далее – ПО) “Жулдыз” состоит из модуля “Менеджер базы данных”, предназначенного для загрузки, анализа, редактирования и хранения первичной геолого-геофизической и промысловой информации (далее – ГПИ), а также модуля “Адаптация и работа с моделями”, предлагаемого как инструмент использования геолого-гидродинамических моделей (далее – ГГДМ) в рамках текущих производственных и геологических задач промысла. Модуль “Адаптация и работа с моделями” адаптирован для специалистов геологов и разработчиков, содержит большое количество инструментов для оперативного (интерактивного) анализа моделей месторождений, построенных в TempestMore (Roxar) и Eclipse-100 (Schlumberger).

Основные решаемые задачи:

- сравнительный анализ моделей и ГПИ, построение карт, разрезов, построение геологических профилей в 2D и 3D режимах, схем корреляции;
- дифференцированный анализ разработки с помощью таблиц и графиков;
- подбор скважин и участков с заданными геолого-промысловыми характеристиками;
- анализ участков, объектов разработки по большому числу представленных характеристик вытеснения;
- подбор траекторий скважин для бурения боковых и горизонтальных стволов (без оценки технико-экономических показателей) на основе ГГДМ исходной базы данных;
- формирование произвольных и регламентных отчетов, таблиц и графиков по объектам разработки, участкам и скважинам;
- анализ ГПИ и результатов моделирования.

## Результаты апробации

### ПО “Жулдыз” в условиях месторождения Каратобе Южное

Месторождение открыто в результате поискового бурения в 1978 г. и введено в промышленную эксплуатацию в 2000 г.

По величине извлекаемых запасов месторождение относится к средним, а по степени сложности – к сложным: месторождение характеризуется невыдержанностью толщин продуктивных пластов

по площади и по разрезу, наличием зон литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами. Подпор пластовых вод на залежь осуществляется с запада, но при разработке месторождения активность пластовых вод не была проявлена, и пластовое давление в зонах отбора интенсивно снижается.

Ниже прилагаются возможности построения 3D-карт с помощью геологической модели. Программное обеспечение модуля “Адаптация и работа с моделями” применяется для определения площади залежей, объемов нефте- и газонасыщенных пород, объемов углеводородов в пластовых условиях (рис. 1–2).

Общий пробуренный фонд скважин по месторождению Каратобе Южное составляет 23 ед., из которых 14 скважин добывающие, 3 – нагнетательные, 6 – ликвидированные.

Накопленная добыча по горизонту составляет 2,653 млн т. Начальные извлекаемые запасы составляют 9,383 млн т, остаточные геологические запасы – более 25 млн т. Выработка запасов по месторождению за 20 лет разработки составляет 28,3% [1].

Средний дебит по нефти составляет 67,3 т/сут. История изменения показателей с момента ввода эксплуатации горизонта показана на рис. 3, график технологических показателей разработки построен с помощью модуля “Адаптация и работа с моделями”.

Текущая компенсация на дату отчета в пластовых условиях составила 71,3%, накопленная – 27,1%. Объем накопленной закачанной воды составляет 1,208 млн м<sup>3</sup> при среднегодовой приемистости одной скважины 297,9 м<sup>3</sup>/сут (рис. 4).

### Инструмент расчёта зон влияния закачки (ячеек заводнения) и визуализация линий тока

Эффективность разработки месторождения Каратобе Южное зависит от комплекса геолого-физических характеристик пластов и принятых проектных решений, целью которых является поддержание пластового давления (далее – ППД) и наиболее полное вытеснение нефти. Процесс управления заводнением осложняется целым рядом неопределенностей, в т.ч. связанных с количественной оценкой взаимовлияния скважин.

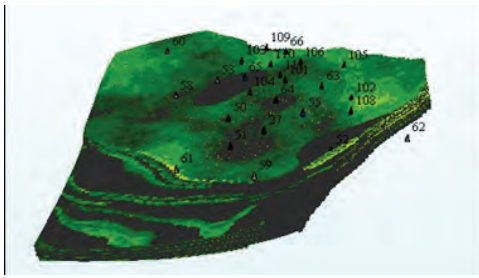


Рисунок 1. Визуализация 3D модели  
Figure 1. Visualization of the 3D model

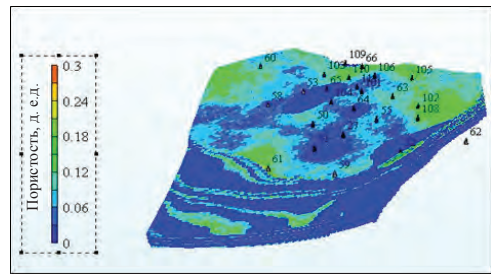


Рисунок 2. 3D изображение куба пористости  
Figure 2. 3D view of the porosity cube

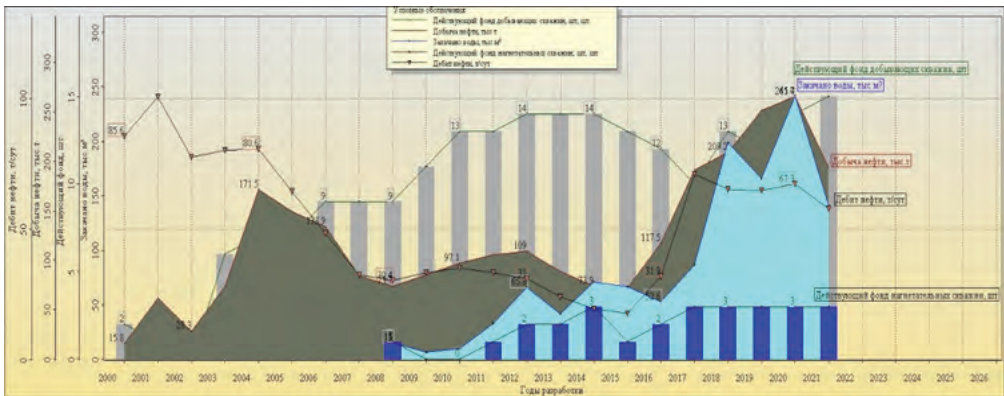


Рисунок 3. Динамика показателей разработки горизонта P2  
Figure 3. Dynamics of measures of the development of P2 horizon

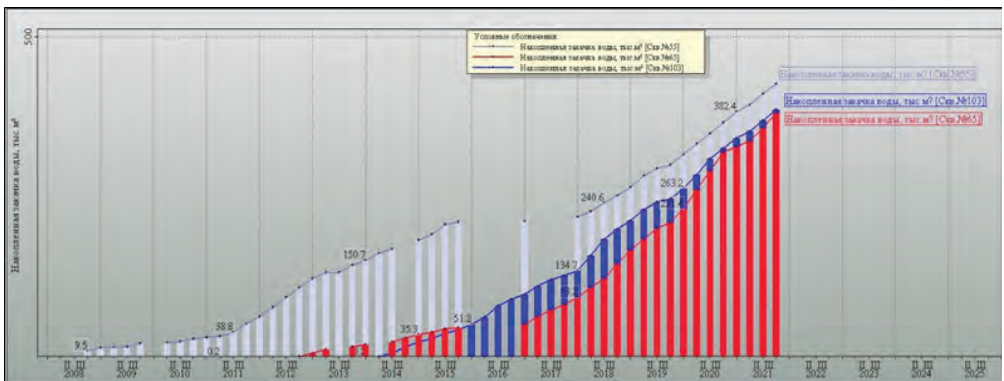


Рисунок 4. Накопленная закачка горизонта P2  
Figure 4. Cumulative injection of P2 horizon

Для решения этой задачи, наряду с проведением исследований и мероприятий, таких как гидропрослушивание, закачка трассеров и т.д., возможно использование инструментария “Расчёт зон ячеек заводнения и визуализация линий тока”.

В работе обсуждается применение метода линий тока для оценки эф-

фективности закачки воды, ранжирование скважин и последующее перераспределение закачки по скважинам. Ранжирование скважин проводилось по эффективности закачки воды, обводнённости продукции скважин, объёму непроизводительной закачки.

Исходя из направления фильтрационных потоков и проницаемости кол-

лектора, можно сделать вывод о том, что фронт вытеснения движется в восточном направлении. Южная и юго-западная части не испытывают влияния закачки (рис. 5).

Для дальнейшего анализа рассмотрим южную и юго-западную части пласта объекта разработки. Зона недокомпенсирована: текущая компенсация составляет 71,3%, что требует проведения мероприятий по усилению системы ППД. Анализ влияния закачки, показывает, что скважины 27, 50, 51, 52, 64, 108 не охвачены заводнением. Для увеличения пластового давления южной и юго-западной частей пласта рекомендуется перевод под нагнетание скважины 50 или 51, а также бурение новой нагнетательной скважины в этой области. На северном участке рекомендуется усилить работу нагнетательной скважины 65 за счёт проведения гидроразрыва пласта.

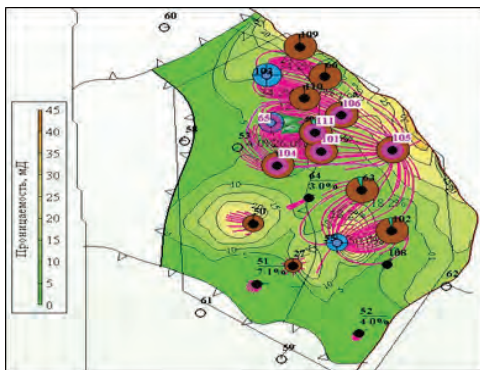


Рисунок 5. Анализ зон влияния закачки, горизонт P2

Figure 5. Analysis of injection influence zones, P2 horizon

### Инструмент анализа ГПИ для выявления перспективных скважин-кандидатов на проведение ГТМ

Основной задачей на нефтяных месторождениях является достижение максимального коэффициента извлечения нефти (далее – КИН). Хорошо известно, что существует 4 стадии разработки месторождения: 1-я стадия – интенсивное освоение месторождения (разбуривание, рост добычи), 2-я стадия – максимальный уровень добычи (стабилизация добычи), 3-я стадия – падение добычи, 4-я стадия – завершение разработки (экономический

предел добычи). Для того чтобы КИН был достигнут, план разработки часто оптимизируется по мере эксплуатации пластов. Начиная с третьей стадии (а иногда и со второй), необходимо выполнять геолого-технические мероприятия (далее – ГТМ), которые являются главным инструментом увеличения эффективности разработки на поздних стадиях.

Первостепенной задачей инструмента являются увеличение эффективности и оптимизация процесса подбора скважин-кандидатов с помощью инструмента подбора. Цель работы – разработать методику, учитывающую геологию, текущую выработку запасов и энергетическое состояние пласта, позволяющую выявить из общего фонда скважин наиболее перспективные скважины-кандидаты с точки зрения дополнительной добычи.

По заданным критериям (текущий дебит менее 50 м<sup>3</sup>/сут, накопленные отборы, проницаемость менее 1 мД, эффективная толщина менее 30 м) в 2019 г. был проведен первичный подбор скважин-кандидатов, подходящих для проведения ГРП (проницаемость объекта низкая, что требует проведения интенсивных методов повышения нефтеотдачи пласта).

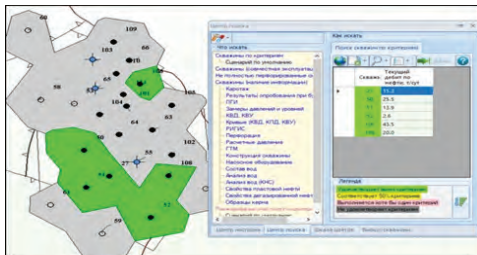
После сопоставления списка скважин-кандидатов с фактическими ГТМ были выявлены совпадения. Ячейки в Центре поиска, залитые зеленым цветом, означают, что скважина, на которой был проведен фактический ГТМ, сошлась со списком скважин-кандидатов (рис. 6). Следующим шагом необходимо провести анализ фактических ГТМ, которые сошлись со списком кандидатов, чтобы понять, насколько хорошо были выполнены данные мероприятия и есть ли корреляция выбора скважины для ГТМ с единым геологическим критерием, который рассчитывал инструмент поиска [2].

Созданная методика в программном комплексе “Жулдыз” позволяет:

- уменьшить количество неуспешных ГТМ путём увеличения качества подбираемых скважин-кандидатов за счёт нового подхода к оценке скважины с геологической и технологической точки зрения;

- уменьшить трудозатраты путём упрощения методики и уменьшения времени, затрачиваемого на рассмотрение кандидатов, и задействования минимального количества специалистов.

В ноябре 2020 г. на скважине 106 месторождения Каратобе Южное был проведен ГРП. Для того чтобы проверить достоверность теоретического расчётного дебита после ГРП, необходимо проверить запуски и вести наблюдение за поведением скважины в течение года после ГРП, как правило, эффективность ГРП рассчитывается на один год (рис. 7–8).



**Рисунок 6. Инструмент поиска скважин-кандидатов по критериям**  
**Figure 6. Tool for searching candidate wells by criteria**

Предметной областью информационного обеспечения являются эксплуатационные скважины, когда-либо пробуренные на месторождении, история эксплуатации и ежемесячная характеристика работы и состояния каждой из них, а также показатели эксплуатации объектов разработки, лицензионных участков и месторождений.

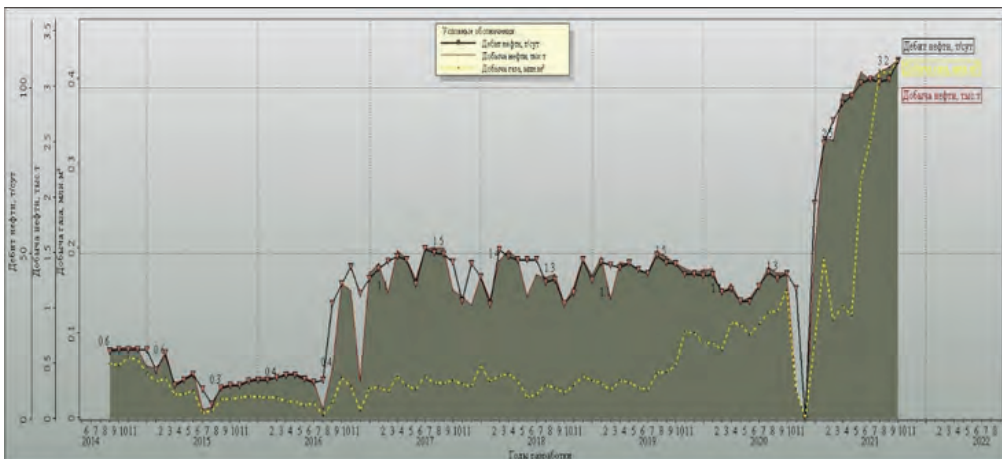
При проектировании добывающих скважин выбор скважин-кандидатов для первоочередного бурения осуществляется на основе рейтинга бурения,

ранжирование в котором выполняется по ключевому параметру – начальному дебиту нефти  $q_n$ , рассчитываемому на основе известных фильтрационно-емкостных свойств пласта и геометрических параметров сетки скважин. Рейтинг позволяет определять очередность бурения новых скважин для наиболее эффективного вовлечения запасов нефти в разработку.

Проектная конструкция скважины обязательно составляется на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчётов, связанных с бурением. Для составления проектной конструкции скважины необходимо иметь ряд исходных сведений. В частности, описание геологического строения данного участка или района работ должно отражать: литологический состав горных пород, их физико-механические свойства и категории по буримости, наличие водоносных горизонтов, наличие зон поглощения промывочной жидкости или напорных вод. Кроме того, необходимо учитывать глубины расположения старых подземных горных выработок.

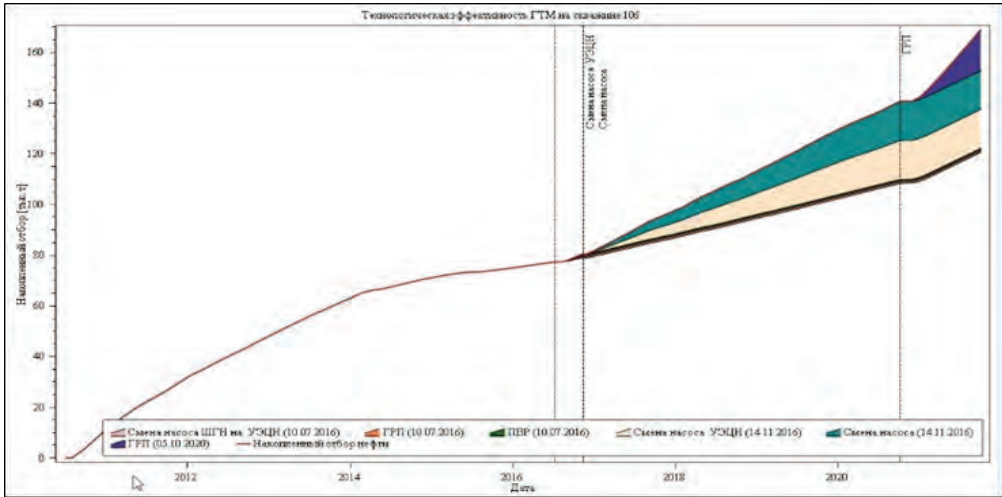
Преимущества заложения проектной скважины в ПО «Жулдыз»:

- возможность выбора назначения и цели бурения скважины;
- определение геологического строения точки заложения;
- расчёт проектной длины ствола скважины и её азимутальное и зенитное направления.

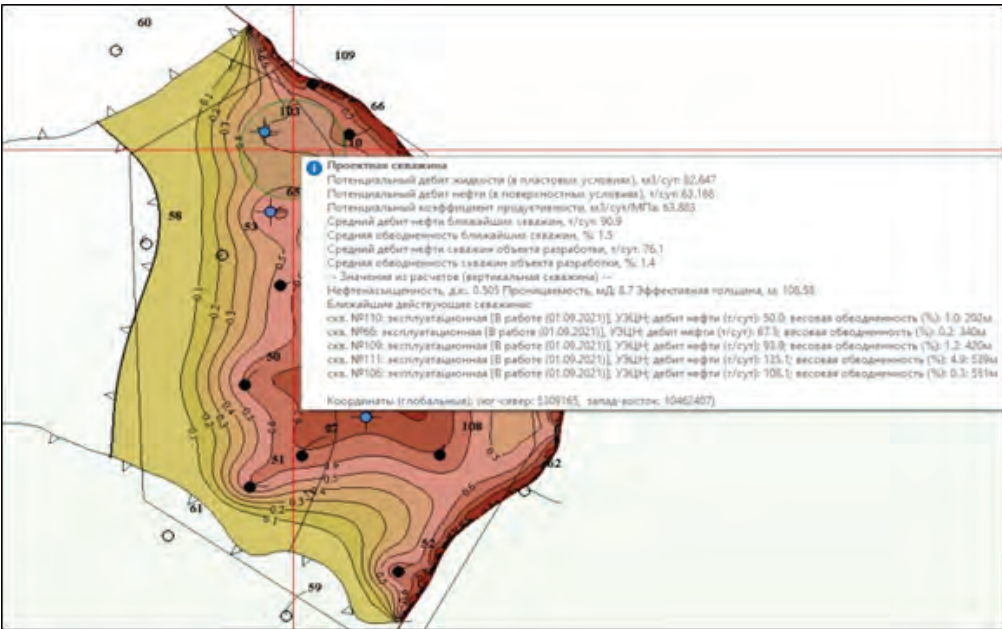


**Рисунок 7. Динамика добычи нефти, газа на скважине 106 после проведения ГТМ**  
**Figure 7. Dynamics of oil and gas production at well 106 after well interventions**





**Рисунок 8. Расчёт эффективности ГТМ на скважине №106**  
**Figure 8. Calculation of the efficiency of well interventions at well No. 106**



**Рисунок 9. Инструмент добавления проектной скважины**  
**Figure 9. Design well add tool**

Одним из параметров, определяющих  $q_n$ , является нефтенасыщенная толщина (далее – ННТ). Именно этот параметр определяется по сейсмическим данным, используемым для построения геологической модели месторождения. Как правило, в распоряжении геолога имеется единственный вариант структурной поверхности, предоставляемый в рамках сейсмического отчета по данной тер-

ритории. Этот вариант и закладывается в расчёт кровли резервуара и ННТ. Однако проектные скважины на месторождении могут располагаться в зонах с разным качеством сейсмического материала, под которым понимаются и зашумленность волнового поля, и искажение времен прихода волн. Указанное обстоятельство может привести к ситуации, когда проектная скважина имеет высокое место

в рейтинге по параметру  $q_n$ , однако участок бурения обладает высоким риском неподтверждения морфологии резервуара (рис. 9). Оценка риска важна ещё и потому, что большая часть залежей характеризуется небольшими ННТ. В таких условиях риск ошибиться даже на 1–2 м может привести к значительному изменению площади нефтеносности и сокращению объемов бурения.

Описанные подходы не требуют большого объема геолого-геофизических материалов – используются только профили по кубам проницаемости, начальной нефтенасыщенности и геологические отбивки, что позволяет вычислять оценки погрешности весьма оперативно. Как правило, именно эта информация легко доступна и не требует создания громоздких интерпретационных проектов. Если на каких-либо проектных скважинах такая оценка показывает высокую неопределённость, то это может быть предпосылкой для пересмотра скоростной модели, перестроения структурных карт, более тщательного анализа сейсмических данных и уточнения стратегии вовлечения запасов [1].

### **Выводы**

В целях «цифрового суверенитета» страны необходимо принять комплексное интегрированное решение о разработке и внедрении отечественного программного обеспечения. Для геологов и работников нефтегазовой отрасли Казахстана ПО «Жулдыз» является необходимым инструментом на всех стадиях производственного процесса таких как: геологоразведка, разработка и добыча, т.к. программные решения разрабаты-

вались с учётом замечаний производственных подразделений нефтепользователей.

В данной работе с помощью инструмента «Ячеек заводнения и визуализации линий тока» на месторождении Каратобе Южное выполнен анализ по перераспределению закачки воды по нагнетательным скважинам и сопоставлены результаты до и после оптимизации закачки воды. Анализ зон влияния закачки, показал, что скважины 27, 50, 51, 52, 64, 108 не охвачены заводнением и текущая компенсация составляет 71,3%. Было выявлено, что фактическая закачка рабочего агента ведется с отклонениями, вследствие чего наблюдается ухудшение энергетического состояния месторождения. В сложившихся условиях разработки пласта рекомендуется перевод под нагнетание скважины 50 или 51, а также проведение ГРП на нагнетательной скважине 65 для обеспечения 100% компенсации отборов.

Также в работе был проанализирован инструмент «Подбор скважин для проведения ГТМ», который позволяет увеличить эффективность проводимых ГТМ на скважине посредством улучшения качества ранжирования подбираемых скважин-кандидатов.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что ПО «Жулдыз» имеет весь необходимый функционал для анализа текущего состояния месторождения и соответствует требованиям для работы в рамках производственных задач промысла, геологического управления и производственного отдела с использованием полномасштабных ГГДМ.

### **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 ис-

следования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Кабдулова Л.Б. – сбор, систематизация и обработка данных исследования программе, их анализ, написание статьи, Юсубалиев Р.А. – разработка основ проведения исследования, Урымбасаров Р.Д., Башев А.А. – общая редакция рукописи статьи, Марданов А.С. – контроль и проверка результатов, редактирование рукописи.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

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

to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Laura B. Kabdullova – systematization and processing of the research data of the program, their analysis, writing the article; Renat A. Yussubaliyev. – development of the basis for conducting research; Rustem D. Urymbassarov, Adilbek A. Bashev – general version of the article; Altynbek S. Mardanov – control and verification of results, editing of the manuscript.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг». Проект разработки месторождения Каратобе Южное, 2021.

2. Пичугин О.Н., Радионов С.П., Соляной П.С., и др. Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE; Октябрь 26–28, 2015; Москва, Россия.

3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. Москва: Недра, 2003. С. 638.

4. Волков Ю.В., Валеева С.Е., Фаткулин М.Р., Хабибулов Т.Р. Использование современного программного обеспечения для оптимизации разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 68. С. 60–61.

**REFERENCES**

1. Atyrau branch of KMG Engineering LLP, Atyrau, Kazakhstan. Karatobe Yuzhnoye field development project; 2021. (In Russ).

2. Pichugin ON, Radionov SP, Solyanoi PS, et al. Principles of optimization of waterflooding systems in fields complicated by low-amplitude tectonic faults. Russian Oil and Gas Technical Conference SPE; 2015 Oct 26–28; Moscow, Russia.

3. Lysenko VD. *Development of oil fields (design and analysis)*. Moscow: Nedra; 2003. P. 638. (In Russ).

4. Volkov JV, Valeeva SE, Fatkulin MR, Khabibulov TR. The use of modern software to optimize the development of oil fields with hard-to-recover reserves. *Exposition Oil&Gas*. 2019;68: 60–61.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

\*Кабдулова Лаура Бакытовна

e-mail: [l.kabdulova@kmge.kz](mailto:l.kabdulova@kmge.kz).

Юсубалиев Ренат Асылбекович

e-mail: [yussubaliyev.r@kaznigri.kz](mailto:yussubaliyev.r@kaznigri.kz).

Урымбасаров Рустем Джанбулатович

e-mail: [r.urymbasarov@kmge.kz](mailto:r.urymbasarov@kmge.kz).

Башев Адилбек Айткалиевич

e-mail: [a.bashev@kmge.kz](mailto:a.bashev@kmge.kz).

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).

**AUTHORS' INFO**

\*Laura B. Kabdullova

e-mail: [l.kabdulova@kmge.kz](mailto:l.kabdulova@kmge.kz).

Renat A. Yussubaliyev

e-mail: [yussubaliyev.r@kaznigri.kz](mailto:yussubaliyev.r@kaznigri.kz).

Rustem D. Urymbassarov

e-mail: [r.urymbasarov@kmge.kz](mailto:r.urymbasarov@kmge.kz).

Adilbek A. Bashev

e-mail: [a.bashev@kmge.kz](mailto:a.bashev@kmge.kz).

Altynbek S. Mardanov

e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

**UDC 661.21**  
**CSCSTI 61.13.21**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>

Received: 21.09.2022.

Accepted: 15.06.2023.

Published: 30.06.2023.

---

## Review article

# Investigation and comparison of technologies and methods of sulfur recovery and production processes

**Sultan R. Kadyrov**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

### ABSTRACT

Sulfur is found at the land's surface, in quarries, and as a natural sulfur resource. However, most of the part sulfur is obtained during the sulfur removal processes from crude oil or gas. These recovery processes are essential for the global energy resource market. Approaches to sulfur mining and recovering techniques are discussed and compared during the literature review and description analysis. Methods that are majorly used in the industry, their process flow diagrams, and principal of work are explained and compared relative to the modern methods of sulfur removal processes.

**Keywords:** *Sulfur, Claus process, Frasch method, catalyst, unit, heater, reaction, conversion.*

### To cite this article:

Kadyrov SR. Investigation and comparison of technologies and methods of sulfur recovery and production processes. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(2):91–98. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>.

**УДК 661.21**  
**МРНТИ 61.13.21**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>

Получена: 21.09.2022.

Одобрена: 15.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

---

## **Научный обзор**

### **Исследование и сравнение технологий и методов процессов извлечения и производства серы**

**С.Р. Кадыров**

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### **АННОТАЦИЯ**

Сера встречается на поверхности земли, в карьерах и в виде природных серных ресурсов. Однако большую часть серы получают в ходе процессов удаления серы из неочищенной сырой нефти или газа. Эти процессы извлечения необходимы для глобального рынка энергетических ресурсов. Подходы к методам добычи и извлечения серы обсуждаются и сравниваются в ходе обзора литературы и анализа характеристик. Методы, которые в основном используются в промышленности, их технологические схемы и принцип работы объясняются и сравниваются с современными методами процессов удаления серы.

**Ключевые слова:** сера, процесс Клауса, метод Фреша, катализатор, установка, нагреватель, реакция, конверсия.

#### **Как цитировать:**

Кадыров С.Р. Исследование и сравнение технологий и методов процессов извлечения и производства серы // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 91–98.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>.

**ӨОЖ 661.21**

**ҒТАХР 61.13.21**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>

Қабылданды: 21.09.2022.

Мақұлданды: 15.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

---

## **Ғылыми шолу**

### **Күкірт алу мен өндірудің процестерінің технологиялары мен әдістерін зерттеу және салыстыру**

**С.Р. Қадыров**

*ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан*

#### **АННОТАЦИЯ**

Күкірт жер бетінде, карьерлерде және күкірттің табиғи ресурсы ретінде кездеседі. Алайда күкірттің көп бөлігі тазартылмаған шикі мұнайдан немесе газдан күкіртті тазалау процестері арқылы алынады. Бұл қалпына келтіру процестері әлемдік энергия ресурстары нарығы үшін өте маңызды. Күкіртті өндіру және алу әдістерінің тәсілдері әдебиеттерді шолу және сипаттамаларды талдау кезінде талқыланады және салыстырылады. Негізінен өнеркәсіпте кеңінен қолданылатын әдістер, олардың технологиялық сызбалары және жұмыс принципі түсіндіріліп, күкіртті жоюдың заманауи әдістерімен салыстырылады.

**Негізгі сөздер:** *Күкірт, Клаус процесі, Фреш әдісі, катализатор, қондырғы, қыздырғыш, реакция, конверсия.*

#### **Дәйексөз келтіру үшін:**

Қадыров С.Р. Күкірт алу мен өндірудің процестерінің технологиялары мен әдістерін зерттеу және салыстыру // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 91–98 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108613>.

## Introduction

Sulfur is an element that is widely found in the content of crude oil and raw petrochemical resources. Usually, considered an undesirable by-product in the industrial production of petroleum resources as it is able to produce sulfur dioxide and affect the catalytic reaction of the refinery processes, therefore sulfur removal is one of the crucial processes in petrochemistry [1].

Sulfur can have a ring or chain structure and can be existed as “S<sub>x</sub>”, where x can vary from 1 up to 8, this relativity is depended on the temperature.

Figure 1 illustrates the dimensional structure of octasulfur (S<sub>8</sub>). Figure 2 shows the dependence of sulfur vapor species on the temperature.

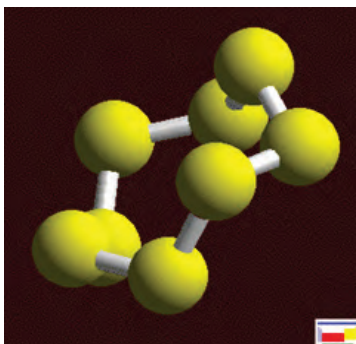


Figure 1. Octasulfur, S<sub>8</sub>

Source: *inside.mines.edu*

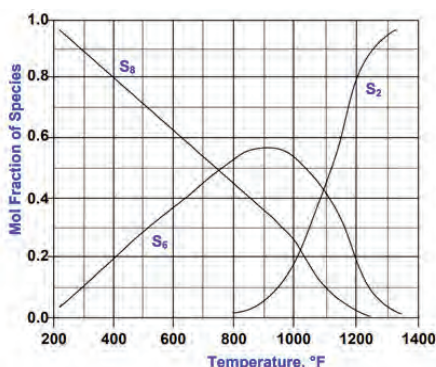


Figure 2. Sulfur mole fraction species and temperature dependence

Source: *inside.mines.edu*

Sulfur is obtained during the processing of crude oil; the amount of sulfur in the content of crude oil directly depends on the grade and quality. Species of sulfur remained after the processing is removed

through the conversion processes during the cracking of hydrocarbon molecular bonding and formation of H<sub>2</sub>S. There is also an approach to sulfur removal by hydrotreating, where the sulfur is replaced with hydrogen atoms in order to release H<sub>2</sub>S. Combining processes, listed above, released and formed H<sub>2</sub>S gas is granulated and converted into elemental solid sulfur. Then it can be sold in the global market in solid or liquid phases.

## Sulfur production processes

There are three main approaches to sulfur production:

1. Sulfur removal processes at oil and gas process plants.
2. Frasch method of sulfur production from mining wells.
3. Dug out of open quarries.

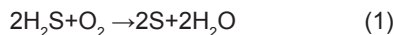
## Claus process description

Claus process is widely used in the oil and gas industry in the oil refinery fields where the H<sub>2</sub>S content is around 25%. The purpose of the Claus unit is to desulfurize the incoming amounts of sulfur from the feed stream. There are two major stages of sulfur removal, thermal and catalytic, where the catalytic stage helps in 3 steps. It is reheating of the reagent, then the catalytic reaction is performed and the final stage is cooling and condensation.

The first thermal stage is held at the temperature level of 850°C, after the reheating of the reagent catalyst is used as a surface of the reaction, where remained H<sub>2</sub>S enters the reaction with SO<sub>2</sub> to form sulfur, this reaction is held at the temperature range of 200–350°C. After the catalytic reaction gas is cooled to 100–150°C and sulfur is condensed and removed from the process [2].

Figure 3 illustrates the sulfur recovery unit of the Claus process with 3-stage reactors where the catalytic reaction has occurred.

The overall equation of Claus reaction is stated as:



The catalytic stage contains a reheater, catalytic bed, and condenser.

The burning process includes the reaction of 1/3 of H<sub>2</sub>S gas with the air as a result sulfur dioxide is formed. The equation of this reaction is stated as:

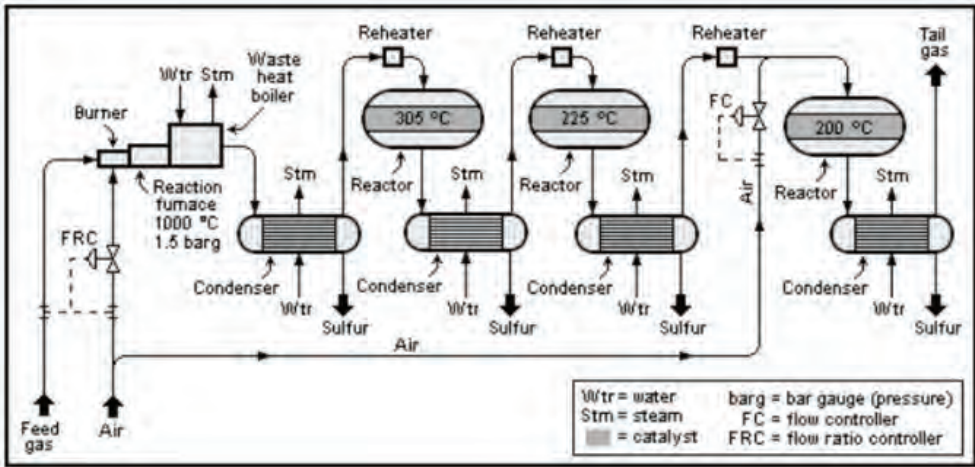
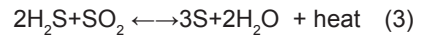
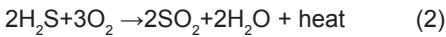


Figure 3. Claus sulfur removal unit process flow diagram

Source: valcogroup-valves.com



The operating conditions of the furnace are around 1000–1500°C and 70 kPa. Hot gas released from the bed needs to be extinct before it enters the condenser. This approach is crucial for the formation of the generation of gases at high and medium pressures. The major part of released heat can be used as a source of energy for the other utilities of the plant. Formed sulfur at liquid phase and pumped to the sales pipeline or railcars for third-party users. Through this process, almost 60–70% of fed sulfur is removed and recovered. The rest of the fluid is sent to catalytic chambers [3].

The remained amount of H<sub>2</sub>S (2/3 part) reacts with sulfur dioxide and forms sulfur through the Claus reaction:

The operating temperature of this catalytic reaction should be held in the range of 200–300°C. The reaction is in equilibrium, therefore, it is impossible to complete the reaction and convert all H<sub>2</sub>S to sulfur. 2 and more stages are used to maximize the recovered amount of produced sulfur. The regular capacity that can be recovered during the single stage of the catalytic reaction is one 2/3 of the fed sulfurous fluid. Considering equilibrium reaction and appropriate quantity of catalytic stages, after the Claus process 3–5% of entered sulfur cannot be removed from the stream.

The sources of steam used for reheating purposes can vary due to the different types of fuel. for the natural gases and gaseous

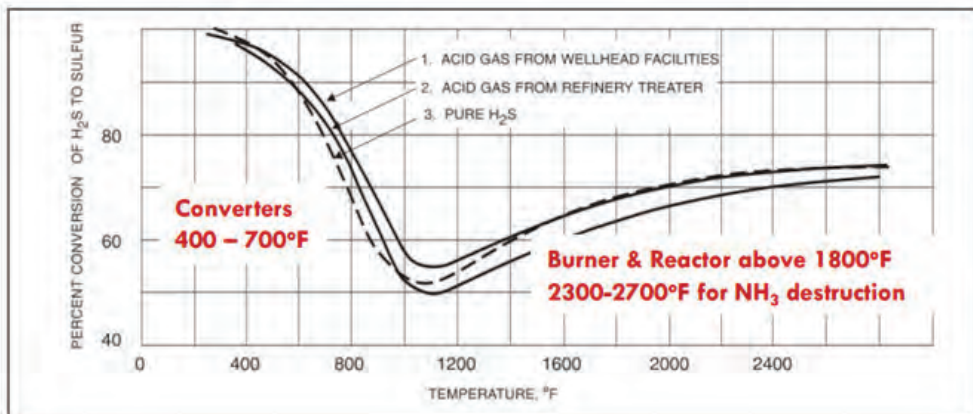


Figure 4. Equilibrium of H<sub>2</sub>S conversion to sulfur

Source: inside.mines.edu



substances that are released during the process, steam is supplied from heat exchangers and other secondary burners. Meanwhile, for crude oil refineries, used steam pressure for steam is normally in the range of 3500–4200 kPa. Outlet streams of the Claus process are released

after the final catalytic stage in the form of tail gas, which contains sulfur, H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> other inert gases that do not participate in the reaction. Therefore, the tail gas clean-up unit is used in addition to the Claus unit to achieve the highest recovery percentage [3].

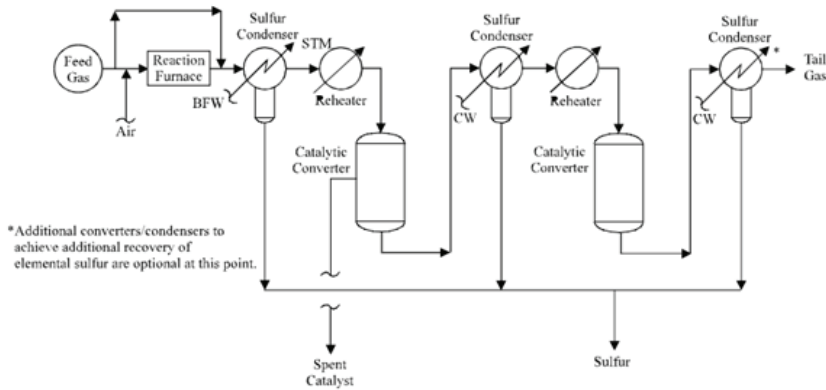
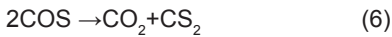
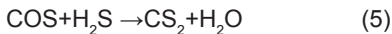
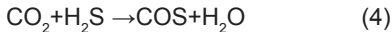


Figure 5. Claus reaction step-by step process illustration

Source: epa.gov

During the combustion reaction in the furnace, the following side reactions may occur due to the oxidation:



**Sulphur recovery from the mines**

The fundamental principle of this method is the usage of hot water as the initiator of the mining process for the source of native sulfur. During the process, the sulfur is melted and pushed to the surface by the force of compressed air. The Frasch process utilizes a steel tube made up of three concentric pipes that are driven underground to reach the sulfur deposit. Superheated water is pumped down under significant pressure in the outermost pipe to melt the sulfur. Air pressure from the innermost tube forces the sulfur up the third pipe to the surface where it cools and solidifies [4]. The Frasch process is not applicable in the oil industry as it is used in the sulfur mines only.

is higher and strongly depends on the total gas streams (amine treatment units and claus process units). During the CrystaSulf process, SO<sub>2</sub> is used as an oxidant by the use of the modified Claus process occurred at the liquid phase as the elemental sulfur can be completely soluble. This approach is used to avoid the formation of solids in the vessels and pipes that can cause damage to the equipment. Crystallized sulfur is solidified and separated at the equipment designed for solid handling [5].

**Modern and perspective sulfur removal technologies**

**The AECOM “CrystaSulf®” Process**

The operating cost of single-use chemicals for the sulfur removal processes

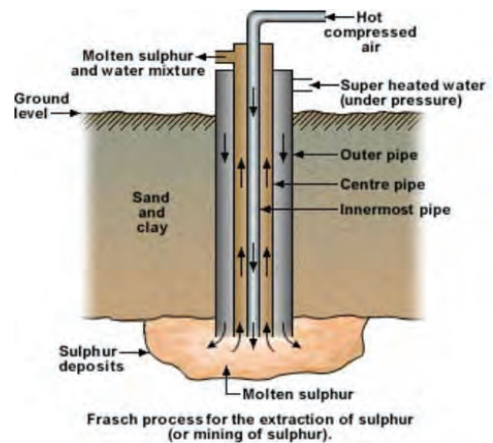


Figure 6. Illustration of Frasch process

Source: nuroil.com

Finally, the sulfur is removed from the feed stream and able to reach the specification of 4 ppm of  $H_2S$  at the operating pressure of 10 bars. Furthermore,  $CO_2$  has no effect on the whole process of sulfur removal and pH measurement is not required. In addition, CrystaSulf is able to operate at high and low pressure gas streams and it is applicable for the sulfur recovery process of the gas streams containing 5% wt of sulfur. Production range varies from 0.2 up to 25 tons per day for the gas streams with higher concentration of sulfur. Claus process is recommended. Operating temperature is between 40–80°C, used solvent does not form foams or sulfur settling with feed gas streams containing hydrocarbon groups [6].

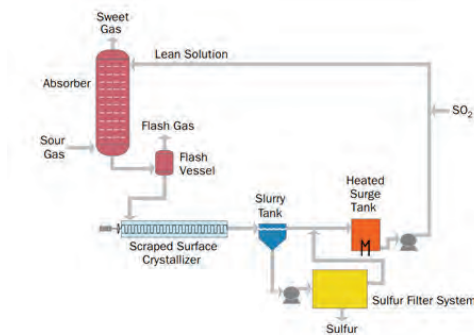


Figure 7. Process flow diagram of Crystalsulf process

Source: *aecomprocesstechnologies.com*

### The Selectox Process

This approach is applicable for the feed gas streams with the content of hydrogen sulfur in the range between 5 molar% and 40 molar%. The conversion of sulfur can vary between 90–95%.

Selective amine is used for the hydrogen sulfur removal in the hydrogenation reactor (Exxon Flexsorb SE Plus or Union Carbide UCARSOL HS-103 represented in figure 8). Regeneration of selective amine causes the formation of reach sulfur gas. The process contains Selectox reactor and condenser. The outlet temperature of the reactor should not exceed 400°C. for the gas streams with 40 molar% of sulfur content, two staged Selectox reactor is used. This process is performed without flames and only catalytic reactions occur in the reactors. Special catalyst occupies the surface of the bed for the oxidation, where the most  $SO_2$  is formed, it the remained space of the vessel

Claus process is performed with Claus catalyst [7].

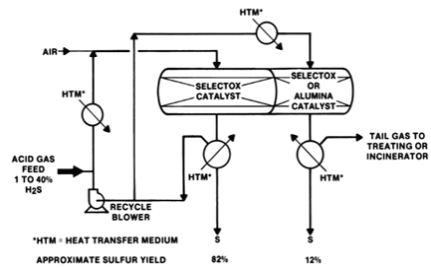


Figure 8. Process flow diagram of two-stage Selectox process

Source: *chempedia.info*

### Conclusion

It can be seen that there are three major sulfur production approaches. They can be defined according to the depth of natural sulfur resources. Sulfur can be found at the careers or mined from the surface of the land. It can be mined using the simple Frasch method and recovered from the gas processing plants.

Mainly, the Claus process is the most widely used process in the petrochemical industry. However, through the years of exploitation and usage of Claus units, the process of sulfur removal and the types of used catalysts were modernized in order to reduce the cost and increase the efficiency of the process according to the modern specification. The latest changes to the Claus unit give the ability to increase the conversion rate nearly equal to 100%. for instance, CrystalSulf process has relatively lower treatment and maintenance costs, the solubility of sulfur is higher, avoids the formation of solid sulfur, etc. Meanwhile, Selectox process operates at lower temperatures to avoid burning and combustion, therefore it performs a catalytic reaction. However, some of these processes are applicable or the gas streams with low concentration of sulfur, therefore, Claus process is used and combined. In addition, Claus process, tail gas treatment units and SCOT processes are used for steam generation due to high heat release.

Considering the fact that sulfur removal units are mostly used to remove sulfur from crude oil or natural gas. Therefore, removal processes are crucial for the global energy resource market; as the removal expenses and technologies are directly affect the price of crude oil and gas.

**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 he has no competing interests.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Sulfur Recovery, Chapter 16 Based on presentation by Prof. Art Kidnay: Colorado School of Mines, [https://inside.mines.edu/~jjechura/GasProcessing/12\\_SulfurRecovery.pdf](https://inside.mines.edu/~jjechura/GasProcessing/12_SulfurRecovery.pdf).
2. Manufacturing process of Liquid sulfur, Valco Group, <https://www.valcogroup-valves.com/faq-2/liquid-sulfur-manufacturing-process-of-liquid-sulfur/>.
3. AP-42, Chapter 8.13, Sulfur Recovery, <https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch08/final/c08s13.pdf>.
4. Sulphur Production & Uses, Nuroil Trading Company, <https://www.nuroil.com/sulphur-production-and-uses.aspx>
5. The AECOM CrystaSulf® Process Mid-Range H<sub>2</sub>S Removal and Sulfur Recovery, <https://www.aecomprocesstechnologies.com/wp-content/uploads/2016/08/AECOM-Process-Technologies-CrystaSulf-Process.pdf>.
6. CrystaSulf Process by CrystaTech, <http://www.oilngasprocess.com/gas/crystasulf-process-by-crystatech.html>.
7. Selectox process, Big Chemical Encyclopedia, [https://chempedia.info/info/selectox\\_process/](https://chempedia.info/info/selectox_process/).

**REFERENCES**

1. *Sulfur Recovery*, Chapter 16 Based on presentation by Prof. Art Kidnay: Colorado School of Mines, [https://inside.mines.edu/~jjechura/GasProcessing/12\\_SulfurRecovery.pdf](https://inside.mines.edu/~jjechura/GasProcessing/12_SulfurRecovery.pdf).
2. *Manufacturing process of Liquid sulfur*, Valco Group, <https://www.valcogroup-valves.com/faq-2/liquid-sulfur-manufacturing-process-of-liquid-sulfur/>.
3. AP-42, Chapter 8.13, Sulfur Recovery, <https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch08/final/c08s13.pdf>.
4. *Sulphur Production & Uses*, Nuroil Trading Company, <https://www.nuroil.com/sulphur-production-and-uses.aspx>
5. *The AECOM CrystaSulf® Process Mid-Range H<sub>2</sub>S Removal and Sulfur Recovery*, <https://www.aecomprocesstechnologies.com/wp-content/uploads/2016/08/AECOM-Process-Technologies-CrystaSulf-Process.pdf>.
6. *CrystaSulf Process by CrystaTech*, <http://www.oilngasprocess.com/gas/crystasulf-process-by-crystatech.html>.
7. *Selectox process*, Big Chemical Encyclopedia, [https://chempedia.info/info/selectox\\_process/](https://chempedia.info/info/selectox_process/).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ**

**Кадыров Султан Рашидович**  
e-mail: [s.kadyrov@niikmg.kz](mailto:s.kadyrov@niikmg.kz).

**AUTHOR'S INFO**

**Sultan R. Kadyrov**  
e-mail: [s.kadyrov@niikmg.kz](mailto:s.kadyrov@niikmg.kz).

УДК 661.961.3, 622.276.4, 662.769.2

МРНТИ 61.01.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>

Получена: 24.05.2023.

Одобрена: 21.06.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Научный обзор

### Перспективы использования энергоаккумулирующих веществ в решении экологических проблем нефтяной отрасли

Г.И. Бойко<sup>1</sup>, Р.Г. Сармурзина<sup>2</sup>, Н.П. Галиева<sup>1</sup>, У.С. Карабалин<sup>2</sup>, Д.С. Тиесов<sup>3</sup>, Т.Р. Аханова<sup>1</sup>, П.В. Кеняйкин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Satbayev University, г. Алматы, Казахстан*

<sup>2</sup>*KAZENERGY, г. Астана, Казахстан*

<sup>3</sup>*Kazakhstan Petrochemical Industries Inc., г. Атырау, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

Обсуждены перспективы использования энергоаккумулирующих веществ нового поколения на основе сплавов алюминия, активированного металлами-активаторами (индий, галлий, олово, эвтектики низкоплавких металлов), в качестве нетрадиционных экологически чистых источников для получения водорода из воды и способов хранения энергии, образования различных форм гидроксидов алюминия, которые могут быть использованы в решении экологических проблем в нефтяной отрасли: в технологиях комплексной подготовки нефти, разрушения аномально стойких водонефтяных эмульсий и нефтешламов, деметаллизации и десульфуризации углеводородного сырья, для очистки промышленных сточных, оборотных и природных вод, а также рекультивации нефтезагрязненных территорий с низким и средним уровнями загрязнения, восстановления их плодородия при совместном использовании с органоминеральными (гуминовыми) удобрениями.

**Ключевые слова:** алюминий, активация, нефтешламы, сплавы, энергоаккумулирующие вещества.

#### Как цитировать:

Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Аханова Т.Р., Кеняйкин П.В. Перспективы использования энергоаккумулирующих веществ в решении экологических проблем нефтяной отрасли // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 2. С. 99–116.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>.

UDC 661.961.3, 622.276.4, 662.769.2

CSCSTI 61.01.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>

Received: 24.05.2023.

Accepted: 21.06.2023.

Published: 30.06.2023.

## Review article

### Prospects for the use of energy-accumulating substances in solving environmental problems in the oil industry

Galina I. Boiko<sup>1</sup>, Raushan G. Sarmurzina<sup>2</sup>, Nina P. Galiyeva<sup>1</sup>,  
Uzakbay S. Karabalin<sup>2</sup>, Daniyar S. Tiessov<sup>3</sup>, Tanzilya R. Akhanova<sup>1</sup>,  
Pavel V. Kenyaikin<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

<sup>2</sup>KAZENERGY, Astana, Kazakhstan

<sup>3</sup>Kazakhstan Petrochemical Industries Inc., Atyrau, Kazakhstan

#### ABSTRACT

The prospects for using new-generation energy-accumulating substances based on aluminum alloys activated with activating metals (indium, gallium, tin, eutectics of low-melting metals) as non-traditional environmentally friendly sources for hydrogen production from water and energy accumulation methods, the formation of various forms of aluminum hydroxides, are discussed, which can be used in solving environmental problems in the oil industry: in technologies for complex oil treatment, destruction of abnormally stable water-oil emulsions and oil sludge, demetallization and desulphurization of hydrocarbon raw materials, for the treatment of industrial waste, recycled and natural waters, as well as the reclamation of oil-contaminated areas with low and average levels of pollution, restoration of their fertility when used together with organomineral (humic) fertilizers.

**Keywords:** *aluminum, activation, oil sludge, alloys, energy-accumulating substances.*

#### To cite this article:

Boiko GI, Sarmurzina RG, Galiyeva NP, Karabalin US, Tiessov DS, Akhanova TR, Kenyaikin PV. Prospects for the use of energy-accumulating substances in solving environmental problems in the oil industry. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):99–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>.

ӨОЖ 661.961.3, 622.276.4, 662.769.2

ҒТАХР 61.01.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>

Қабылданды: 24.05.2023.

Мақұлданды: 21.06.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Ғылыми шолу

### Мұнай саласының экологиялық проблемаларын шешуде энергия жинақтаушы заттарды пайдалану перспективалары

Г.И. Бойко<sup>1</sup>, Р.Г. Сармурзина<sup>2</sup>, Н.П. Галиева<sup>1</sup>, У.С. Карабалин<sup>2</sup>, Д.С. Тиесов<sup>3</sup>, Т.Р. Аханова<sup>1</sup>, П.В. Кеняйкин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Satbayev University, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>KAZENERGY, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Kazakhstan Petrochemical Industries Inc., Атырау қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

Судан сутегі алу үшін дәстүрлі емес экологиялық таза көздер ретінде активатор металдармен (индий, галлий, қалайы, төмен балқитын металдардың эвтектикасы) белсендірілген алюминий қорытпаларына негізделген жаңа буын энергия жинақтаушы заттарды пайдалану перспективалары және энергияны сақтау әдістері, мұнайдағы экологиялық мәселелерді шешуде қолдануға болатын алюминий гидроксидтерінің өртүрлі формаларын қалыптастыру талқыланды салалар: мұнайды кешенді дайындау, қалыптан тыс тұрақты су-мұнай эмульсиялары мен мұнай шламдарын жою, өнеркәсіптік сарқынды суларды, айналымды және табиғи суларды тазарту үшін көмірсутек шикізатын металсыздандыру және күкіртсіздендіру, сондай-ақ ластану деңгейі төмен және орташа мұнаймен ластанған аумақтарды рекультивациялау, органоминералды (гуминді) тыңайтқыштармен бірлесіп пайдалану кезінде олардың құнарлылығын қалпына келтіру технологияларында.

**Негізгі сөздер:** алюминий, активация, мұнай шламдары, қорытпалар, энергия шоғырландырушы заттар.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Аханова Т.Р., Кеняйкин П.В. Мұнай саласының экологиялық проблемаларын шешуде энергия жинақтаушы заттарды пайдалану перспективалары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 2, 99–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108653>.

## Введение

О водороде как об энергоресурсе и использовании его в качестве альтернативного, экологически безопасного и «углеродно-нейтрального» источника топлива для транспорта, выработки электрической и тепловой энергии заговорили в начале 80-х гг. прошлого века.

Сегодня в мировой энергетике наблюдается процесс глобальной перестройки, связанной с декарбонизацией энергетической системы, образованием в энергетике отдельной отрасли, известной как водородная энергетика, внедрением новых технологий, изменивших мир [1–9]. Отмечается [1–4], что необходимость перехода к декарбонизированной энергетической системе обусловлена снижением доступности ископаемого углеводородного топлива, экологическими проблемами загрязнения воздуха, воды и почвы, а также проблемами борьбы с изменением климата. Согласно литературным источникам [1–4], более 94% выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу являются результатом производства и потребления газа, нефти и угля и ключевым аспектом повышения средней глобальной приземной температуры. Сокращение объема потребления нефтепродуктов обуславливает активное развитие водородной энергетике. Ожидается, что к 2050 г. водород составит 12% конечного спроса на энергию [5]. Продукты сгорания водородного топлива являются экологически чистыми, что определяет значимость водородной энергетике для экологии [6, 9]. При сжигании водород образует только воду без вредных веществ.

Отмечается, что для полного перехода глобальной энергетической системы к возобновляемым источникам энергии необходимы устойчивые, пригодные для вторичной переработки энергоносители. Мировой промышленностью освоены различные технологии производства водорода, особенности которых зависят как от используемого сырья, так и от способов получения энергии.

В последние годы для получения, хранения и транспортировки водорода возрос интерес к энергоаккумулирующим веществам (далее – ЭАВ) – многократно регенерируемым веществам, восстанавливаемым из природных оксидов [7].

В качестве ЭАВ исследуются трёхкомпонентные сплавы Si, Al и Fe. Научные работы по исследованию ЭАВ и их техническому использованию ведутся с 50-х гг. прошлого столетия. За истекшее время в мировой практике подробно изучены свойства многочисленного ряда ЭАВ, разработаны способы производства ЭАВ из природных оксидов, предложены технические решения применения новых ЭАВ на основе активированных сплавов алюминия (далее – АСА) в энергетике и на транспорте [7–27]. Показано, что АСА вступают в реакцию с водой при комнатной температуре с высокими регулируемыми скоростями выделения водорода и теплотами реакций. Процесс характеризуется высокой производительностью, выделением большого количества горячей водородно-паровой смеси (1,24 л H<sub>2</sub> на 1 г Al) [7] и образованием различных форм гидроксидов алюминия, которые могут быть использованы для очистки промышленных сточных вод, а также восстановления нефтезагрязненных территорий с низким и средним уровнем загрязнения.

Образование побочных продуктов с добавленной стоимостью в реакции образования водорода и их продажа является стратегическим подходом к снижению затрат на водородное топливо с целью реализации действительно устойчивой водородной экономики [27]. К числу преимуществ АСА относятся колоссальные объёмы алюминиевых руд (бокситов) в недрах Казахстана (в земной коре алюминия до 8,8%), а также металлов-активаторов для получения АСА [7].

На основании проведенных лабораторных исследований выявлена перспективность применения ЭАВ на основе сплавов алюминия, активированных металлами-активаторами (индий, галлий, олово, эвтектики низкоплавких металлов) в качестве нетрадиционных экологически чистых источников хранения энергии, получения водорода из воды, решения экологических проблем в нефтегазовой отрасли.

## Основные результаты

Основная идея заключалась в рациональном использовании выделяющейся энергии ЭАВ и управлении процессом

взаимодействия активированного алюминия с водой, позволяющая получать водород с высокими регулируемыми скоростями и гидроксида, оксиды алюминия различного состава [16–32].

Изучено влияние окислительной среды (вода, перекись водорода, гидроксид натрия, серная и соляная кислоты) на выход и скорость выделения водорода, а также состав образующихся продуктов окисления АСА, содержащего металлы-активаторы: галлий, индий, олово в зависимости от температуры, а также дисперсности частиц сплава [29–31].

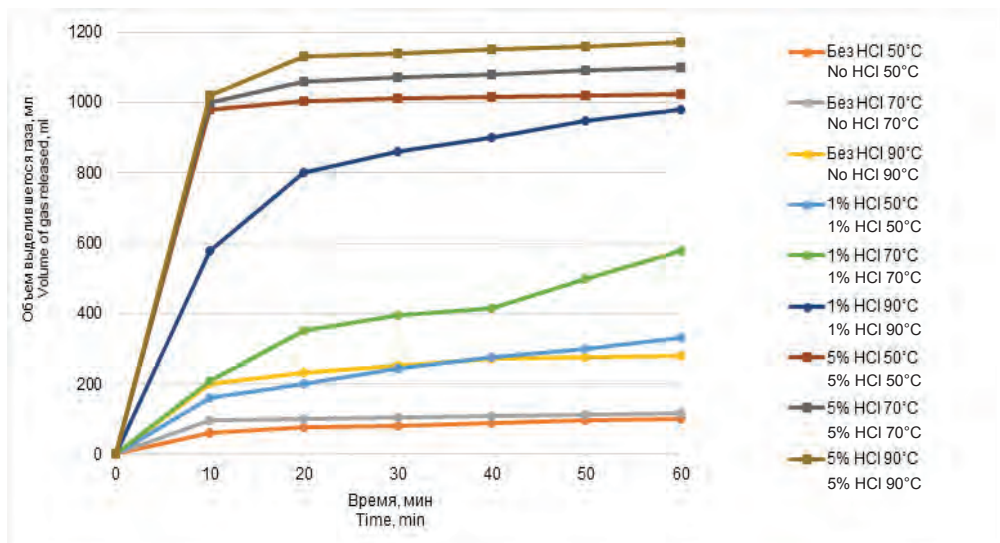
Экспериментально доказана возможность использования низкоплавких металлсодержащих эвтектик (сплавы Вуда, Розе, Дарсе) для замены металлов-активаторов: индия, галлия, олова. Исследования свидетельствуют о высокой активности нового поколения ЭАВ (рис. 1, 2).

На основании изучения кинетических закономерностей исследуемого процесса разработаны условия и показана возможность управления процессом окисления ЭАВ на основе нового поколения АСА водными растворами различной минерализации, pH и нефтезагрязнения [28].

Опираясь на полученные знания по созданию нового поколения ЭАВ, разработан новый инновационный способ разрушения нефтешламов, основанный на использовании водородной энергетики ЭАВ, позволяющий практически на 100% разрушать нефтешлам с количественным выделением нефтепродукта [19, 22, 23] (табл. 1).

По результатам проведенного исследования можно отметить, что термогазохимическое воздействие ЭАВ на нефтешлам способствует увеличению выхода светлых фракций. Выход фракций до 260°C и до 270°C увеличился на 7% и 6% соответственно, в свою очередь, выход тяжелых фракций от 280°C до 360°C снижается после обработки шлама реагентом Rau-85 (рис. 3, 4).

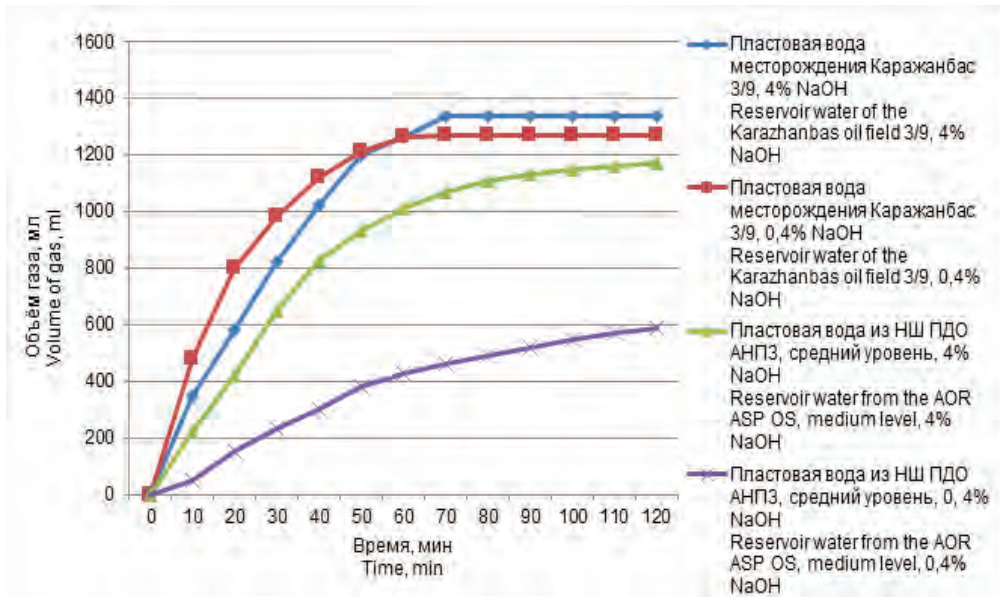
Анализ группового состава нефтешлама показал уменьшение содержания в шламе силикагелевых смол, асфальтенов и высокомолекулярных парафинов, что свидетельствует о протекании процесса гидрогенолиза при обработке нефтешлама АСА.



**Рисунок 1. Зависимость объёма выделяющегося газа при взаимодействии сплава алюминия, активированного сплавом Вуда в соотношении Al: сплав Вуда = 90% : 10%, от времени реакции**

**Figure 1. The dependence of the volume of gas released during the interaction of an aluminum alloy activated with Wood's alloy in the ratio Al: Wood's alloy = 90% : 10%, on the reaction time**  
 соотношение сплав : вода = 1 : 50 / the alloy : water ratio = 1 : 50





**Рисунок 2. Сравнительные кривые объёма выделившегося газа при реакции воды из нефтешлама прудов дополнительного отстоя АНПЗ и месторождения Каражанбас со сплавом Al: сплав Вуда = 90 : 10 с добавкой NaOH**

**Figure 2. Comparative curves of the volume of released gas during the reaction of water from oil sludge from the additional sedimentation ponds of the AOR and the Karazhanbas oil field with Al alloy: Wood's alloy = 90 : 10 with the addition of NaOH**

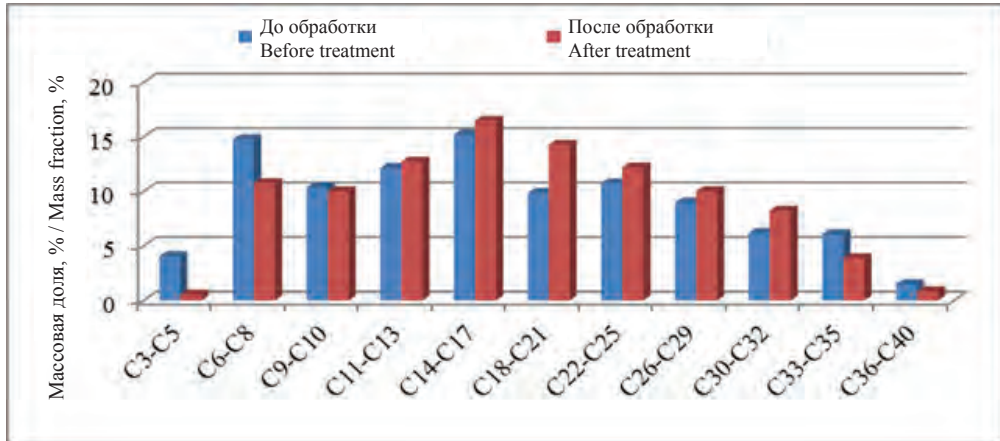
Общее содержание солей воды из ПДО АНПЗ – 2100 мг/л, из месторождения Каражанбас – 6140 мг/л. Температура 90°C, соотношение сплав : вода 1 : 50. / The total salt content of water from the ASP of the Atyrau Refinery is 2100 mg/l, from the Karazhanbas oil field – 6140 mg/l. Temperature 90°C, alloy : water ratio 1 : 50  
 АНПЗ / AOR – ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» / The Atyrau Oil Refinery LLP, НШ / OS – нефтешлам / oil sludge, ПДО / ASP– пруды дополнительного отстоя / additional sedimentation ponds

**Таблица 1. Оценка степени извлечения нефти из нефтешламов прудов дополнительного отстоя АНПЗ термогазохимическим методом воздействия АСА**

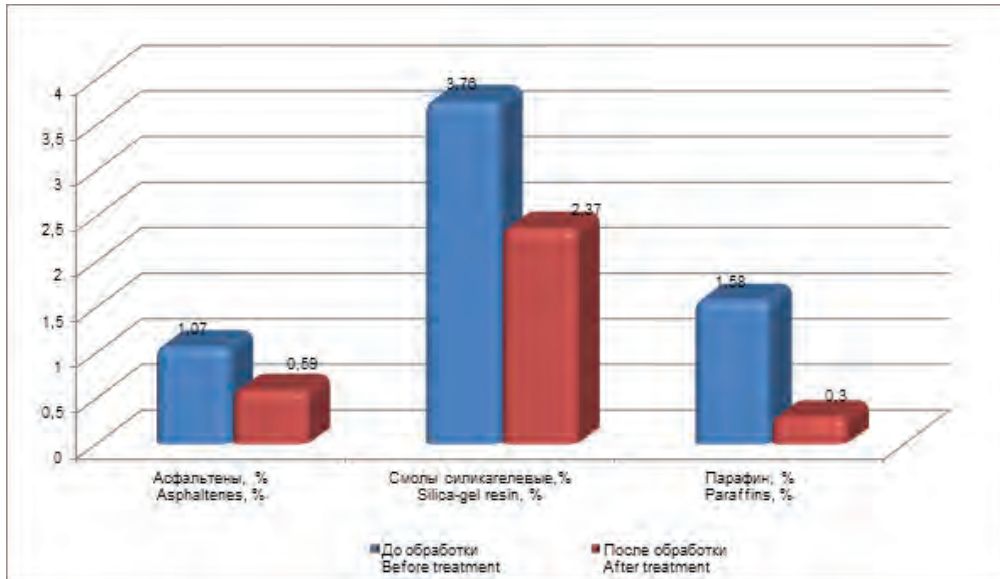
**Table 1. Evaluation of the degree of oil recovery from oil sludge from the additional sedimentation ponds at the AOR by the thermal gas chemical method of exposure to Activated Aluminum Alloy**

Содержание в нефтешламах, % Content in oil sludges, %	Нефтешламы месторождения Узень Oil sludge of the Uzen oil field	t, °C	Степень извлечения нефти из нефтешламов месторождения Узень, % The degree of oil recovery from oil sludge of the Uzen field, %		
			Rau-85	Al: сплав Розе (90 : 10) Al: Rose alloy (90 : 10)	Al: сплав Вуда (90 : 10) Al: Wood's alloy (90 : 10)
Вода / Water	65	60	89,7	91,3	94,4
Механические примеси / Mechanical impurities	5,5	70	87,3	90,7	93,9
Нефть / Oil	29,5	80	87,7	89,1	93,2

Соотношение шлам : уайт-спирит 1 : 1, шлам : вода 1 : 3, 1%-ный раствор HCl ; расход реагента 10 кг/м / ratio sludge : white spirit 1 : 1, sludge : water 1 : 3, 1% HCl solution; reagent consumption 10 kg/t



**Рисунок 3. Состав насыщенных углеводородов нефти до и после обработки нефтешлама месторождения Узень реагентом Rau-85 и 1%-ным водным раствором HCl**  
**Figure 3. The composition of saturated oil hydrocarbons before and after treatment of oil sludge from the Uzen field with Rau-85 reagent and 1% HCl aqueous solution**



**Рисунок 4. Содержание асфальтенов, смол и парафинов в нефтешламах из прудов дополнительного отстаивания АНПЗ до и после обработки реагентом Rau-85**  
**Figure 4. Content of asphaltenes, resins and paraffins in oil sludge from the additional sedimentation ponds at the Atyrau Refinery before and after treatment with Rau-85 reagent**

Показано, что применение АСА упрощает способ разрушения нефтешламовой эмульсии и увеличивает полноту извлечения нефти из НШ на 25–40%, по сравнению с традиционными методами.

Отмечено, что после обработки нефтешламов значительно уменьшается количество природных стабилизаторов

эмульсий: асфальтенов, алифатических парафинов.

Использование предложенной технологии позволит минимизировать объемы нефтешламов и негативное воздействие их на окружающую среду, предусматривает получение экологического эффекта за счёт предотвращенного ущерба, возникающего

вследствие нарушения и загрязнения недр отходами.

Впервые показана возможность использования водородной энергетики активированного алюминия для интенсификации процессов добычи высокопарафинистой и высоковязкой нефти длительно эксплуатируемых месторождений. Разработана технология термогазохимического воздействия активированного алюминия для очистки призабойной зоны скважины, повышения притока пластовых флюидов, основанная на химическом взаимодействии активированного алюминия с пластовой водой, в результате которого образуется большое количество теплоты и водорода [19–21].

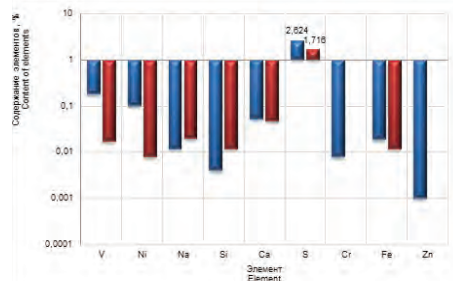
Впервые выявлена зависимость между общей минерализацией пластовых вод и скоростью взаимодействия АСА с пластовыми водами и, соответственно, скоростью тепловыделения. Показано, что чем выше минерализация и кислотность пластовых вод, тем выше скорость выделения тепла [29].

Действие продуктов окисления АСА на флюид и породу многофункционально, но в основном химическое: внутрипластовое превращение высокомолекулярных парафинов в газ и бензин, образование дополнительных трещин и укрепление сыпучих. Активный водород, генерируемый путём экзотермической реакции активированного алюминия непосредственно в призабойной зоне скважины (далее – ПЗС) является активатором процессов диффузии рабочих газов и паров в продуктивном горизонте, а также увеличивает скорость движения потока газа и нефти [21].

На основании петрофизических исследований термогазохимической обработки (далее – ТГХО) нефтенасыщенных кернов на установке PLS-200 с гидростатическим кернодержателем (CoreLaboratoriesInstruments, США), проведенных совместно с ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», выявлено уменьшение количества тяжелых углеводородов от  $C_{33}$  до  $C_{40}$  на 2,83% и увеличение содержания легких углеводородов от  $C_{11}$  до  $C_{32}$  на 10,74%. В составе газов, выделившихся во время ТГХО, наряду с водородом до 7% присутствуют углеводороды от метана до пентана нормального и изостроения [21].

Выделяющиеся газы работают в качестве вытесняющего агента и увеличивают КИН до 15%, по сравнению с вытеснением водой. Улучшения физико-химических характеристик нефти свидетельствуют о протекании сложных процессов изменения структуры тяжелых углеводородов в нефти.

Впервые с использованием водородной энергетики АСА нового поколения разработан и запатентован способ [24, 25] извлечения цветных металлов из тяжелого нефтяного сырья с одновременной очисткой от серы (рис. 5).



**Рисунок 5. Содержание серы и металлов в гудроне ПНХЗ до (синий) и после обработки (красный) реагентом Rau-85**  
**Figure 5. Content of sulfur and metals in tar in POCR LLP before (blue) and after treatment (red) with the reagent Rau-85**

ПНХЗ / POCR LLP – Павлодарский нефтехимический завод / Pavlodar Oil Chemistry Refinery

Выявлено, что с применением композиционных составов, содержащих ЭАВ на основе АСА, можно значительно снизить содержание цветных металлов ванадия и никеля в тяжелом углеводородном сырье (мазут, гудрон) до 70–80%, а также содержание серы в тяжелом углеводородном сырье: нефть месторождения Каражанбас – 82%, нефтешламы – 98%, мазут – 64,6%, гудрон – 51% [22, 23].

Современные темпы развития нефтедобычи и нефтепереработки неизбежно связаны с потерями нефти, образованием отходов при аварийных разливах, что приводит к возникновению экологически опасных ситуаций. Нефть и её продукты, являясь тяжёлыми, трудноокисляемыми и токсичными веществами, серьёзно подавляют самоочищающую способность почвы и воды.

Осуществлён комплексный анализ физико-химических свойств проб воды и почвы с пруда-испарителя АНПЗ, в т.ч. кислотно-основные свойства (щёлочность) почв и грунтовых вод, степень засоления почв и минерализация грунтовых вод, содержание нефти в почве, анионов и катионов в водной вытяжке почвы.

Создано и испытано новое поколение сорбентов комплексного действия на основе сплавов алюминия, активированных металлами-активаторами In, Ga, Sn, а также сплавами Вуда, Дарсе, Розе для обеззараживания загрязнённых этоксикантами (вещество, обезвреживающее токсины) сточных пластиковых вод пруда-испарителя месторождений. Осуществлена сравнительная оценка эффективности очистки технической сточной воды пруда-испарителя левобережной части г. Атырау «Тухлая балка» путём обработки АСА нового поколения.

Осуществлены исследования по оценке агрофизических свойств почв (морфология, механический состав, влажность, плотность сложения почв, водопропускная способность почв, водопрочность почвенных агрегатов, влагоёмкость почвы, испаряющая способность почв, соотношение минеральной и органической части в почвах, содержание гумуса в почве и её фитотоксичность).

Установлено, что пробы почв с береговой линии и со дна пруда-испарителя относятся к тяжелым суглинкам с преимущественным содержанием глины и значительным количеством песка.

Содержание нефти в пробе почвы пруда-испарителя с береговой линии составляет 26,89%, в пробе почвы со дна пруда-испарителя «Тухлая балка» – 17,38%.

Методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ICP-7400) осуществлен комплексный анализ химического состава и физико-химических характеристик водной вытяжки почв. Согласно полученным результатам анализа пробы различаются по содержанию выявленных в них элементов. По данным исследования pH изучаемые воды относятся к слабощелочным (pH 7,4–7,77).

Тип засоления почв хлоридно-сульфатный, ведущая роль в засолении

принадлежит солям натрия, кальция и магния.

Выявлено, что почвы, отобранные со дна пруда-испарителя, малогумусные (бедные). Содержание гумуса в почве со дна полей испарения в левобережной части г. Атырау («Тухлая балка») составляет порядка 3–4%, в почве с береговой линии – порядка 2–3%, не более 1,5% в почве со дна полей открытого испарения (табл. 2).

**Таблица 2. Содержание гумуса и нефти в почве со дна и береговой линии пруда-испарителя**  
**Table 2. The content of humus and oil in the soil from the bottom and shoreline of the evaporation pond**

Образец, дата отбора проб Sample, sampling date	Содержание гумуса % Content of humus, %	Содержание нефти, г/кг Content of oil, g/kg
Проба почвы со дна пруда-испарителя, 2019 г. Soil sample from the bottom of the evaporation pond, 2019	2,4	18,6
Проба почвы со дна пруда-испарителя, 2020 г. Soil sample from the bottom of the evaporation pond, 2020	2,4	17,9
Проба почвы с береговой линии, 2020 г. Shoreline soil sample, 2020	1,3	26,9
Проба почвы со дна пруда-испарителя, 2021 г. Soil sample from the bottom of the evaporation pond, 2021	2,4	15,4

Осуществлен рентгенофазовый анализ кристаллических фаз образцов почвы пруда-испарителя с береговой линии и со дна пруда-испарителя на дифрактометре D8 Advance (BRUKER). Сделан вывод о том, что минеральная часть исследуемых образцов почв имеет сложный минералогический и химический состав. Основной минерал, входящий

в состав почвы, – это первичный силикатный минерал кварц ( $\text{SiO}_2$ ).

Изучена фитотоксичность почв, отобранных с пруда-испарителя «Тухлая балка» АНПЗ. О фитотоксичности судили по всхожести семян, длине побега и корней нефтестойких многолетних трав с разветвленной корневой системой (люцерна, донник, эспарцет). Анализ токсичности почв по интенсивности роста и развития растения показал, что почвы имеют среднюю степень токсичности.

Впервые теоретически обоснована возможность и эффективность использования нового поколения сорбентов комплексного действия на основе органоминеральных реагентов и активированных сплавов алюминия в технологиях обезвреживания нефтезагрязненных почвогрунтов, позволяющих снизить концентрацию этоксикантов, нейтрализовать последствия воздействия нефти и нефтепродуктов на почву, грунтовые и поверхностные воды.

Результаты оценки свойств почвогрунта после обеззараживания ком-

плексным сорбентом свидетельствуют о высокой степени обеззараживания и очищения нефтезагрязненных почв.

Разработанный подход к восстановлению загрязнённых почв нефтью и нефтепродуктами будет апробирован при детоксикации нефтезагрязнённых земель с целью восстановления плодородия нефтезагрязнённых территорий прудов открытого испарения АНПЗ. На основании проведенных исследований сделан вывод, что для восстановления агрохимических свойств нарушенных участков почвы, отобранной со дна пруда-испарителя АНПЗ, необходимо применение комплексных технологических приёмов, основными из которых являются периодическая перепашка почвы для перемешивания и аэрации разбросанных загрязнённых отходов по почве тонким слоем, последующей обработкой подобранными оптимальными композиционными составами, содержащими реагент Rau : углегумус : вода, запашка и посев нефтетолерантных растений [33].



**Рисунок 6. Всхожесть семян люцерны на образце почвы, отобранной со дна пруда испарителя в полевых условиях**  
**Figure 6. Germination of alfalfa seeds on a soil sample taken from the bottom of an evaporation pond in the field conditions**

- а) образец нефтезагрязненной почвы / oil-contaminated soil sample; б) образец почвы после обработки гуминовым удобрением «Казуглеумус» / soil sample after treatment with Kazuglegumus humic fertilizer;  
 в) образец почвы после совместной обработки реагентом Rau-85 и удобрением / soil sample after combined treatment with Rau-85 reagent and fertilizer

Принимая во внимание нехватку водных ресурсов, серьёзное загрязнение окружающей среды и всё более строгие

стандарты сброса сточных вод в водоёмы, исследования по разработке способов очистки и утилизации природных и сточных

вод являются важными и актуальными. Опираясь на анализ литературных источников, был сделан вывод о том, что наиболее эффективными коагулянтами являются полиоксихлориды алюминия (далее – ПОХА) [32].

Нами впервые в основе синтеза ПОХА предложено использовать в качестве сырья сплавы алюминия, активированные галлием, индием и оловом (Rau-98,5).

Полиоксихлориды алюминия получали по разработанному способу, согласно которому обработку активированного алюминия осуществляют разбавленным раствором соляной кислоты. Температура поднимается от комнатной до оптимальной (50–90°C), без подвода тепла извне, за счёт взаимодействия реагентов. Процесс завершается за 2–3 ч (рис. 7).

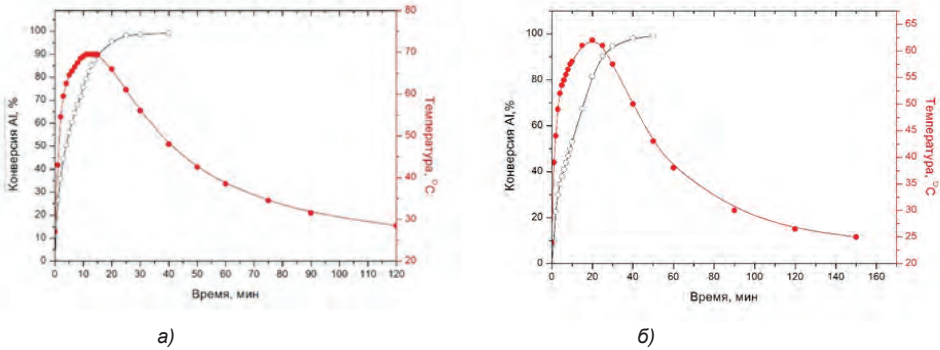


Рисунок 7. Кривые зависимости температуры процесса и конверсии алюминия от времени при синтезе коагулянта с 3%-ной HCl (1:50)

Figure 7. Curves of process temperature and aluminum conversion versus time during coagulant synthesis with 3% HCl (1:50)

а) на основе Rau-97 / based on Rau-97; б) на основе Rau-98,5 / based on Rau-98.5

Таблица 3. Результаты по измерению мутности и оценке эффективности очистки природных и сточных вод 0,1%-ным раствором в пересчёте на Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> коагулянта № 20 на основе сплава алюминия Rau-97

Table 3. The results of measuring turbidity and evaluating the efficiency of natural and waste water treatment with a 0.1% solution in terms of Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> coagulant No. 20 based on aluminum alloy Rau-97

Проба воды, мутность Water sample, turbidity	Доза коагулянта, мл/л Dose of coagulant, ml/l	рН воды / water pH		Мутность Turbidity, FNU	Эффективность, % Efficiency, %
		до обработки before treatment	после обработки after treatment		
Природная «Алматы Су» Natural "Almaty Su" 4,52 FNU	0,1	7,34	7,43	0,48	89,4
	0,5	7,38	7,48	0,32	92,9
	1	7,25	7,23	0,53	88,3
	5	7,25	7,13	0,62	86,3
	10	7,25	7,01	0,64	85,8
Природная «Медеу» "Natural Medeu", 26,1 FNU	0,02	7,12	7,15	1,98	92,4
	0,1	7,15	7,28	1,20	95,4
	1	7,15	7,28	0,82	96,9
	5	7,12	7,05	0,67	97,4
Сточная нефтезагрязненная вода (образец № 1) Waste oil-contaminated water (sample No. 1), 44,4 FNU	1	7,04	7,44	6,19	86,1
	2	7,38	7,17	0,55	97,8
	3	7,37	7,30	0,62	98,4
	4	7,37	7,25	0,42	99,0
	5	7,04	7,54	0,37	99,2

FNU – Formazin Nephelometric Unit

**Таблица 4. Эффективность очистки нефтесодержащих сточных вод коагулянтном на основе сплава алюминия, активированного сплавом Дарсе**  
**Table 4. Efficiency of treatment of oily wastewater with the coagulant on the basis of aluminum alloy activated by D'Arcet's alloy**

Коагулянт, соотношение металлов в сплаве Coagulant, ratio of metals in the alloy	Расход коагулянта, г/т Coagulant consumption, g/t	Исходное содержание нефти, мг/л Initial oil content, mg/l	Остаточное содержание нефти, мг/л Residual oil content, mg/l	Эффективность, % масс. Efficiency, % mass
Al: сплав Дарсе 90 : 10 D'Arcet's alloy 90:10	10	17,8	3,9	78,1
Al: сплав Дарсе 90 : 10 D'Arcet's alloy 90 : 10	20	17,8	3,5	80,5
Al: сплав Дарсе 90 : 10 D'Arcet's alloy 90 : 10	50	17,8	3,7	78,9
Al: сплав Дарсе 90 : 15 D'Arcet's alloy 90 : 15	10	17,8	3,4	81,0

Разработанный способ позволяет получить ПОХА с необходимой степенью основности 41–82,6% и с массовой долей алюминия в пересчёте на  $Al_2O_3$  30–48% [34]. С привлечением достаточного объёма аналитических и инструментальных методов (ИК-спектроскопии, XRD, SEM с EDS, РФА, рентгеноспектрального анализа) изучены микроструктура, фазовые компоненты, элементный состав ПОХА.

Параметры очищенной воды с использованием ПОХА находятся в пределах норм, установленных для питьевого водоснабжения и водоотведения сточных вод, предназначенных, для сброса воды в принимающий объект (табл. 3).

Снижение мутности воды, отобранной с водозаборной станции «Алматы Су», достигает 97,2%, а для оборотной воды с блока очистки воды (далее – БОВ) производства глубокой переработки нефти (далее – ПГПН) – 99,6%. Эффективность очистки сточных нефтезагрязненных вод от нефти достигает 78–81% [35–37] (табл. 4).

### Заключение

В ходе лабораторных исследований изучено влияние окислительной среды (вода, перекись водорода, гидроксид натрия, серная и соляная кислоты) на выход и скорость выделения водорода, а также состав образующихся продуктов окисления АСА в зависимости от температуры, а также дисперсности

частиц сплава. Теоретически обоснована и экспериментально доказана возможность и эффективность использования АСА для разрушения аномально стойких водонефтяных эмульсий и нефтешламов. После обработки нефтешламов значительно уменьшается количество природных стабилизаторов эмульсий: асфальтенов, алифатических парафинов.

Показано, что с применением композиционных составов, содержащих ЭАВ на основе АСА, можно значительно снизить содержание цветных металлов ванадия и никеля в тяжелом углеводородном сырье (мазут, гудрон) до 70–80%, а также содержание серы в тяжёлом углеводородном сырье: нефть месторождения Каражанбас – 82%, нефтешламы – 98%, мазут – 64,6%, гудрон – 51%. Создано и испытано новое поколение сорбентов комплексного действия на основе сплавов алюминия, активированных металлами-активаторами In, Ga, Sn, а также сплавами Вуда, Дарсе, Розе для очистки пластовых вод месторождений, оборотных и сточных вод, детоксикации нефтезагрязнённых земель с целью восстановления плодородия нефтезагрязнённых территорий прудов открытого испарения АНПЗ.

Эффективность очистки сточных нефтезагрязненных вод от нефти достигает 78–81%. Снижение мутности оборотной воды с блока очистки воды БОВ-1 ПГПН достигает 99,6%.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Работа выполнена за счёт средств грантового финансирования Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан ИРН АР09260008, программно-целевого финансирования ИРН BR11765599 и финансовой поддержке ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (Договоры 277403/2019/1, 416473/2020/1, 571756/2021/1).

**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: Бойко Г.И. – концепция исследования, Сармурзина Р.Г. – автор идеи использования активированных сплавов алюминия для получения зеленого водорода, Галиева Н.П. – анализ известных литературных источников и патентной литературы по рассматриваемой тематике, Карабалин У.С. – идея по использованию энергии водорода для решения экологических проблем нефтегазовой отрасли, Тиесов Д.С. – обоснование идеи возможности модификации полимерных материалов для нефтегазовой отрасли, Аханова Т.Р. – разработка биологически активных полимерных материалов для роста и развития растений, Кеняйкин П.В. – разработка способов получения высокоосновных коагулянтов

и доказательство их эффективности для различных типов.

**ADDITIONAL INFORMATION**

**Funding source.** The work was carried out at the expense of grant funding from the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan URN AR09260008, program-targeted funding URN BR11765599 and financial support from the Atyrau Oil Refinery LLP (Agreements 277403/2019/1, 416473/2020/1, 571756/2021/1).

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Galina I. Boiko – the concept of the study; Raushan G. Sarmurzina – the author of the idea of using activated aluminum alloys to produce green hydrogen; Nina P. Galiyeva – analysis of well-known literary sources and patent literature on the subject under consideration; Uzakbay S. Karabalin – the idea of using hydrogen energy to solve environmental problems in the oil and gas industry; Daniyar S. Tiessov – substantiation of the idea of the possibility of modifying polymeric materials for the oil and gas industry; Tanzilya R. Akhanova – development of biologically active polymeric materials for the growth and development of plants; Pavel V. Kenyaykin – development of methods for obtaining highly basic coagulants and proof of their effectiveness for various types.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Trowell K.A., Goroshin S., Frost D.L., Bergthorson J.M.* Aluminum and its role as a recyclable, sustainable carrier of renewable energy // *Applied Energy*. 2020. Vol. 275. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115112.
2. *Najafpour M.M., Mehrabani S., Bagheri R., et al.* An aluminum/cobalt/iron/nickel alloy as a catalyst for water oxidation // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018. Vol. 43(4). P. 2083–2090. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.12.025.
3. *Pini M., Breglia G., Venturelli M., et al.* Life cycle assessment of an innovative cogeneration system based on the aluminum combustion with water // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 154. doi:10.1016/j.renene.2020.03.046.



4. *Egilegor B., Jouhara H., Zuazua J., et al.* ETEKINA: analysis of the potential for waste heat recovery in three sectors: aluminium low pressure die casting, steel sector and ceramic tiles manufacturing sector // *Int. J. Thermofluids*. 2020. Vol. 1–2. doi:10.1016/j.ijft.2019.100002.
5. *Blanco H.* What will an international marketplace for Hydrogen look like? // *Energy-post*. Дата обращения: 05.05.2023. Режим доступа: <https://energypost.eu/what-will-an-international-marketplace-for-hydrogen-look-like>.
6. *Mazloomi K., Gomes C.* Hydrogen as an energy carrier: prospects and challenges // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012. Vol. 16. P. 3024–3033. doi:10.1016/j.rser.2012.02.028.
7. Авторское свидетельство № 535364/ 15.11.76, Бюл. № 42. Сокольский Д.В., Козин Л.Ф., Бармин В.П., Подгорный А.Н., Варшавский Н.А., Сармурзина Р.Г., Оспанов Е. Сплав на основе алюминия для получения водорода.
8. *Zhang F., Yonemoto R., Arita M., Horita Z.* Hydrogen generation from pure water using Al-Sn powders consolidated through high-pressure torsion // *J Mater Res*. 2016. Vol. 31. P. 75–82. doi:10.1557/jmr.2016.74.
9. *Дли М.И., Балябина А.А., Дроздова Н.В.* Водородная энергетика и перспективы ее развития // *Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE)*. 2015. № 22. С. 37–41. doi:10.15518/isjaee.2015.22.004.
10. *Берш А.В., Клейменов Б.В., Мазалов Ю.А, Низовцев В.Е.* Перспективы развития водородной энергетика на основе алюминия // *Радиоэлектроника и телекоммуникации*. 2005. № 2(38). С. 62–66.
11. *Ilyukhina A.V., Kravchenko O.V., Bulychev B.M., Shkolnikov E.I.* Mechanochemical activation of aluminum with gallams for hydrogen evolution from water // *International journal of hydrogen energy*. 2010. Vol. 35. P. 1905–1910. doi:10.1016/j.ijhydene.2009.12.11.
12. *Шейдлин А.Е., Жук А.З.* Алюмоводородная энергетика // *Вестник Российской Академии наук*. 2010. Т. 80, № 3. С. 218–224.
13. *Ilyukhina A.V., Kravchenko O.V., Bulychev B.M.* Studies on microstructure of activated aluminum and its hydrogen generation properties in aluminum/water reaction // *Journal of Alloys and Compounds*. 2017. Vol. 690. P. 321–329. doi:10.1016/j.jallcom.2016.08.151.
14. *Huang T., Gao Q., Liu D., et al.* Preparation of Al-Ga-In-Sn-Bi quinary alloy and its hydrogen production via water splitting // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2015. Vol. 40, No. 5. P. 2354–2362. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.12.034.
15. *Ziebarth J.T., Woodall J.M., Kramer R.A., Choi G.* Liquid phase-enabled reaction of Al-Ga and Al-Ga-In-Sn alloys with water // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2011. Vol. 36, No. 9. P. 5271–5279. doi:10.1016/j.ijhydene.2011.01.127.
16. Патент РК № 34988/ 09.04.21. Бюл. № 14. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Любченко Н.П., Байгазиев М.Т., Бойко Е.А. Сплав для получения водорода и способ его приготовления.
17. Патент РК № 34806/ 22.07.21. Бюл. № 3. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Любченко Н.П., Байгазиев М.Т., Бойко Е.А., Мамутов М.Э. Сплав для получения водорода на основе алюминия и способ его приготовления.
18. Патент РК № 34807/ 22.07.21. Бюл. № 3. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Карабалин У.С., Любченко Н.П., Тиесов Д.С., Байгазиев М.Т., Мамутов М.Э. Сплав для получения водорода на основе алюминия и способ его приготовления.
19. *Сармурзина Р.Г., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Любченко Н.П., Байгазиев М.Т.* Перспективы использования водородной энергетика в технологиях комплексной подготовки нефти, разрушения аномально стойких водонефтяных эмульсий и нефтешламов // *Нефть.Газ. Новации*. 2019. № 5 (222). С. 26–31.
20. Патент РК № 31164/ 16.05.16. Бюл. № 5. Сармурзина Р.Г., Карабалин У.С., Досмухамбетов М.Д., Исказиев К., Бойко Г.И., Молдабеков Б.Ш., Любченко Н.П. Способ обработки призабойной зоны пласта.
21. *Байгазиев М. Т, Сарсенбеков Н.Д., Бойко Г.И., и др.* Исследование воздействия активированного сплава алюминия на керны, насыщенные нефтями месторождений Казахстана // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 7. С. 68–89. doi:10.24887/0028-2448-2018-7-86-89.
22. Евразийский патент № 033942B1/ 12.12.19. Бюл. № 7. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Любченко Н.П., Байгазиев М.Т. Карабалин У.С., Акчулаков Б.У., Козырев Д.В. Способ разрушения нефтешлама.

23. Патент РК № 33660/ 07.06.19. Бюл. № 23. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Любченко Н.П., Байгазиев М.Т. Карабалин У.С., Акчулаков Б.У., Козырев Д.В. Способ разрушения нефтешлама.

24. Патент РК № 33863/ 06.07.19. Сармурзина Р.Г., Бойко Г.И., Любченко Н.П., Набидоллаев С.Е., Карабалин У.С., Акчулаков Б.У., Козырев Д.В., Бойко Е.А. Способ извлечения цветных металлов из тяжелого нефтяного сырья.

25. Патент РК № 34095/ 30.03.20. Бюл. № 11. Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Любченко Н.П., Набидоллаев С.Е., Бойко Е.А. Способ удаления серы из нефтяного сырья.

26. Yang B, Zhu J, Jiang T, et al. Effect of heat treatment on Al-Mg-Ga-In-Sn alloy reaction for hydrogen generation through hydrolysis // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017. Vol. 42, No. 38. P. 24393–24403. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.07.091.

27. Кузнецова В.В., Лоик А.В. Энергоаккумулирующие вещества как альтернативное топливо для стационарных и транспортных энергоустановок // *Известия МГТУ «МАМИ»*. 2014. № 4(22). Т 1. С. 41–46.

28. Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Любченко Н.П., и др. Перспективы использования активированного алюминия в водородной энергетике нефтегазовом комплексе // *Материалы Всемирного Конгресса инженеров и ученых «энергия будущего: инновационные сценарии и методы их реализации» WSEC*. 2017. Т. 3. Алматы. С. 125–130.

29. Sarmurzina R.G., Boiko G.I., Baigazyev M., et al. New generation of energy accumulating substances on the basis of activated aluminum // *Journal of chemical technology and metallurgy*. 2018. Vol. 53, No. 1. P. 119–124.

30. Sarmurzina R.G., Boiko G.I., Lyubchenko N.P., et al. Alloys for the production of hydrogen and active aluminum oxid // *National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences* 1. 2022. Vol. 1, No. 451. P. 91–98. doi:10.32014/2022.2518-170X.145).

31. Sarmurzina R.G., Boiko G.I., Lyubchenko N.P., et al. Hydrogen obtaining from the system activated aluminum water // *National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences* 6. 2022. Vol. 6, No. 456. P. 196–213. doi:10.32014/2518-170X.249.

32. Lee C.H., Tiwari B., Zhanga D., et al. Water purification: oil–water separation by nanotechnology and environmental concerns // *Environ. Sci.: Nano*. 2017. Vol. 4. P. 514–525. doi:10.1039/c6en00505e.

33. Бойко Г.И., Зияева Т.Р., Мухамедова Р.Ф., и др. Гуминовые кислоты и их полимерные формы как природные детоксиканты почвы от нефтяного загрязнения // *Теория и практика химической технологии (Марушкинские чтения-VI)*. 2021. № 2. С. 328–329.

34. Sarmurzina R.G., Boiko G.I., Kenzhaliyev B.K., et al. Coagulants for water based on activated aluminum alloys // *Global J. Environ. Sci. Manage*. 2023. Vol. 9(4). P. 673–690. doi:10.22034/gjesm.2023.04.2.

35. Патент РК № 35912/ 21.10.22. Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Кеняйкин П.В., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Бойко Е.А. Способ очистки нефтесодержащих сточных вод.

36. Патент РК № 35913/ 21.10.22. Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Кеняйкин П.В., Карабалин У.С. Тиесов Д.С. Способ очистки нефтесодержащих сточных вод.

37. Патент РК № 36031/ 30.12.22. Бойко Г.И., Сармурзина Р.Г., Галиева Н.П., Кеняйкин П.В., Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Бойко Л.С. Способ очистки нефтесодержащих сточных вод.

## REFERENCES

1. Trowell KA, Goroshin S, Frost DL, Bergthorson JM. Aluminum and its role as a recyclable, sustainable carrier of renewable energy. *Applied Energy*. 2020;275. doi:10.1016/j.apenergy.2020.115112.

2. Najafpour MM, Mehrabani S, Bagheri R, et al. An aluminum/cobalt/iron/nickel alloy as a pre-catalyst for water oxidation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018;43(4): 2083–2090. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.12.025.

3. Pini M, Breglia G, Venturelli M, et al. Life cycle assessment of an innovative cogeneration system based on the aluminum combustion with water. *Renewable Energy*. 2020;154. doi:10.1016/j.renene.2020.03.046.
4. Egilegor B, Jouhara H, Zuazua J, et al. ETEKINA: analysis of the potential for waste heat recovery in three sectors: aluminium low pressure die casting, steel sector and ceramic tiles manufacturing sector. *Int. J. Thermofluids*. 2020;1–2. doi:10.1016/j.ijft.2019.100002.
5. Blanco H. What will an international marketplace for Hydrogen look like? *Energypost*. Cited 2023 May 5. Available from: <https://energypost.eu/what-will-an-international-marketplace-for-hydrogen-look-like>.
6. Mazloomi K, Gomes C. Hydrogen as an energy carrier: prospects and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2012;16:3024–3033. doi:10.1016/j.rser.2012.02.028.
7. Author's certificate № 535364/ 15.11.76. Byul. 42. Sokolsky DV, Kozin LF, Barmin VP, Podgorny AN, Varshavsky NA, Sarmurzina RG, Ospanov E. *Aluminum-based alloy for production of hydrogen*.
8. Zhang F, Yonemoto R, Arita M, Horita Z. Hydrogen generation from pure water using Al-Sn powders consolidated through high-pressure torsion. *J Mater Res*. 2016;31(7):75–82. doi:10.1557/jmr.2016.74.
9. Dlya MI, Balyabina AA, Drozdova NV. Hydrogen energy and prospects of its development. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. 2015;22:37–41. doi:10.15518/isjaee.2015.22.004. (In Russ).
10. Bersh AV, Kleymenov BV, Mazalov YA, Nizovtsev VE. Prospects of development of hydrogen energy based on aluminum. *Radioelectronics and Telecommunications*. 2005. 2(38):62–66. (In Russ).
11. Ilyukhina AV, Kravchenko OV, Bulychev BM, Shkolnikov EI. Mechanochemical activation of aluminum with gallams for hydrogen evolution from water. *International journal of hydrogen energy*. 2010;35:1905–1910. doi:10.1016/j.ijhydene.2009.12.11.
12. Sheidlin AE, Zhuk AZ. Alumina-Hydrogen Energy. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*. 2010;80(3):218–224. (In Russ).
13. Ilyukhina AV, Kravchenko OV, Bulychev BM. Studies on microstructure of activated aluminum and its hydrogen generation properties in aluminum/water reaction. *Journal of Alloys and Compounds*. 2017;690:321–329. doi:10.1016/j.jallcom.2016.08.151.
14. Huang T, Gao Q, Liu D, et al. Preparation of Al-Ga-In-Sn-Bi quinary alloy and its hydrogen production via water splitting. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2015;40(5):2354–2362. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.12.034.
15. Ziebarth JT, Woodall JM, Kramer RA, Choi G. Liquid phase-enabled reaction of Al-Ga and Al-Ga-In-Sn alloys with water. *Int. J. Hydrogen Energy*. 2011;36(9):5271–5279. doi:10.1016/j.ijhydene.2011.01.127.
16. Patent RK № 34988/ 09.04.21. Byul. № 14. Sarmurzina RG, Boiko GI, Karabalin US, Tiyosov DS, Lyubchenko NP, Baigazyev MT, Boiko EA. *Alloy for hydrogen production and method of its preparation*. (In Russ).
17. Patent RK № 34806/ 22.07.19. Byul. № 3. Sarmurzina RG, Boiko GI, Karabalin US, Tiyosov DS, Lyubchenko NP, Baigazyev MT, Boiko EA, Mamutov ME. *Alloy for hydrogen production on the basis of aluminum and method of its preparation*.
18. Patent RK № 34807/ 22.01.21. Byul. № 3. Sarmurzina RG, Boiko GI, Karabalin US, Lyubchenko NP, Tiyosov DS, Baigazyev MT, Mamutov ME. *Alloy for hydrogen production on the basis of aluminum and the method of its preparation*.
19. Sarmurzina RG, Karabalin US, Tiessov DS, Lyubchenko NP, Baygaziev MT. Prospects of using hydrogen energy in technologies of complex oil treatment, destruction of abnormally stable water-oil emulsions and oil sludge. *Oil Gas Novations*. 2019;5(222):26–31. (In Russ).
20. Patent RK № 311164/ 16.05.16. Byul. № 5. Sarmurzina RG, Karabalin US, Dosmukhambetov MD, Iskaziev K, Boiko GI, Moldabekov BS, Lyubchenko NP. *Method of treatment of bottomhole formation zone*. (In Russ).
21. Baigazyev MT, Sarsenbekov ND, Boiko GI, et al. Study of impact of activated aluminum alloy on cores saturated with oil fields of Kazakhstan. *Petroleum industry*. 2018;7:68–89. doi:10.24887/0028-2448-2018-7-86-89. , (In Russ).

22. Eurasian Patent № 033942B1/ 12.12.19. Byul. № 7. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, Baigaziyev MT, Karabalin US, Akchulakov BU, Kozyrev DV. *Method of oil sludge destruction*.

23. Patent RK № 33660/ 07.06.19. Byul. № 23. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, Baigaziev MT, Karabalin US, Akchulakov BU, Kozyrev DV. *Method of oil sludge destruction*.

24. Patent RK № 33863/ 06.07.19. Byul. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, Nabdollayev SE, Karabalin US, Akchulakov BU, Kozyrev DV, Boiko EA. *Method of extraction of non-ferrous metals from heavy oil raw materials*.

25. Patent RK № 34095/ 30.03.20. Byul. № 11. Boiko GI, Sarmurzina RG, Karabalin US, Tiessov DS, Lyubchenko NP, Nabdollaev SE., Boiko EA. *Method of removing sulfur from oil raw materials*.

26. Yang B, Zhu J, Jiang ., et al. Effect of heat treatment on Al-Mg-Ga-In-Sn alloy reaction for hydrogen generation through hydrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017;42(38):24393–24403. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.07.091.

27. Kuznetsova VV, Loik AV. Energy storage substances as an alternative fuel for stationary and transport power plants. *Proceedings of the Moscow State Machine-Building University "MAMI"*. 2014;4(22):41–46. (In Russ).

28. Boiko GI, Sarmurzina RG, Lyubchenko NP, et al. Prospects of using active aluminium in hydrogen power engineering and oil and gas complex. *Proceedings of the World Congress of Engineers and Scientists "Energy of the Future: Innovative Scenarios and Methods of their Implementation" WSEC*. 2017;3:125–130. (In Russ).

29. Sarmurzina RG, Boiko GI, Baigaziyev M, et al. New generation of energy accumulating substances on the basis of activated aluminum. *Journal of chemical technology and metallurgy*. 2018;53(1):119–124.

30. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, et al. Alloys for the production of hydrogen and active aluminum oxid. *National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences 1*. 2022;1(451):91–98. doi:10.32014/2022.2518-170X.145.

31. Sarmurzina RG, Boiko GI, Lyubchenko NP, et al. Hydrogen obtaining from the system activated aluminum water. *National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences 6*. 2022;6(456):196–213. doi:10.32014/2518-170X.249.

32. Lee CH, Tiwari B, Zhanga D, et al. Water purification: oil–water separation by nanotechnology and environmental concerns. *Environ. Sci.: Nano*. 2017;4:514–525. doi:10.1039/c6en00505e.

33. Boiko GI, Ziyaeva TR, Mukhamedova RF, et al. Humic acids and their polymeric forms as natural detoxicants of soil from oil pollution. *Theory and practice of chemical technology (Marushkin readings-VI)*. 2021;2:328–329. (In Russ).

34. Sarmurzina RG, Boiko GI, Kenzhaliyev BK, et al. Coagulants for water based on activated aluminum alloys. *Global J. Environ. Sci. Manage*. 2023;9(4):673–690. doi:10.22034/gjesm.2023.04.2.

35. Patent RK № 35912/ 21.10.22. Boiko GI, Sarmurzina RG, Galieva NP, Kenyaikin PV, Karabalin US, Tiessov DS, Boiko EA. *Method of treatment of oily wastewater*.

36. Patent RK № 35913/21.10.22. Boiko GI, Sarmurzina RG, Galieva NP, Kenyaikin PV, Karabalin US, Tiessov DS. *Method of treatment of oily wastewater*.

37. Patent RK № 36031/30.12.22. Boiko GI, Sarmurzina RG, Galieva NP, Kenyaikin PV, Karabalin US, Tiessov DS, Boiko LS. *Method of treatment of oily wastewater*.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****Бойко Галина Ильясовна**

докт. хим. наук, профессор  
ORCID 0000-0003-2719-7045  
e-mail: [g.boiko@satbayev.university](mailto:g.boiko@satbayev.university).

**Сармурзина Раушан Гайсиевна**

докт. хим. наук, профессор  
ORCID 0000-0002-9572-9712  
e-mail: [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru).

**Галиева Нина Павловна**

канд. хим. наук  
ORCID 0000-0002-7133-808X  
e-mail: [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru).

**Карабалин Узукбай Сулейменович**

докт. техн. наук, профессор  
ORCID 0000-0002-7471-7851  
e-mail: [reception@kazenergy.com](mailto:reception@kazenergy.com).

**Тиесов Данияр Суиншликович**

e-mail: [cv@kpi.kz](mailto:cv@kpi.kz).

**Аханова Танзиля Ринатовна**

ORCID 0000-0002-8343-1150  
e-mail: [tanzilyazyayeva@gmail.com](mailto:tanzilyazyayeva@gmail.com).

**\*Кеняйкин Павел Витальевич**

ORCID 0000-0002-4360-1573  
e-mail: [kenyaikin.p@gmail.com](mailto:kenyaikin.p@gmail.com).

**AUTHORS' INFO****Galina I. Boiko**

D. Sc. (Chemistry), professor  
ORCID 0000-0003-2719-7045  
e-mail: [g.boiko@satbayev.university](mailto:g.boiko@satbayev.university).

**Raushan G. Sarmurzina**

D. Sc. (Chemistry), professor  
ORCID 0000-0002-9572-9712  
e-mail: [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru).

**Nina P. Galiyeva**

Cand. Sc. (Chemistry)  
ORCID 0000-0002-7133-808X  
e-mail: [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru).

**Uzakbay S. Karabalin**

D. Sc. (Engineering), professor  
ORCID 0000-0002-7471-7851  
e-mail: [reception@kazenergy.com](mailto:reception@kazenergy.com).

**Daniyar S. Tiessov**

e-mail: [cv@kpi.kz](mailto:cv@kpi.kz).

**Tanzilya R. Akhanova**

ORCID 0000-0002-8343-1150  
e-mail: [tanzilyazyayeva@gmail.com](mailto:tanzilyazyayeva@gmail.com).

**\*Pavel V. Kenyaikin**

ORCID 0000-0002-4360-1573  
e-mail: [kenyaikin.p@gmail.com](mailto:kenyaikin.p@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

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnii.ru/>

<sup>3</sup> Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (эдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. 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, ƏOЖ), МРНТИ (CSCSTI, ҒТАХР)** 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, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, междустрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, междустрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи** содержат расшифровку обозначений, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный 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 неотредактированном формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные

виды публикаций можно по ссылке: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](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») задается прописными буквами и выделяется полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («\*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author» («\*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

**Поля страницы** должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

### 1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website

vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles,



monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

## 2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have \*.doc, \*.docx, \*.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. 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, ӘОЖ), 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,

<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.

materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading "ABSTRACT", Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase "Keywords" ("Ключевые слова", "Түйінсөздер") should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** ("Introduction", "Main Part", "Conclusion", etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations ("Figure 1", "Table 2", "Figure 3", "Table 4"), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name ("Fig. 1", "Table 2").

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading "INFORMATION ABOUT THE AUTHORS" ("ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ", АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ" is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold. An asterisk ("\*") to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line "\*Corresponding author" ("\*Corresponding author/Автор, ответственный за переписку") is provided after the "Information about authors" section.

**The page margins** should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

### **1. Мақалаларды жариялау ережелері**

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz) журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша

жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

### **2. Мақалаға қойылатын талаптар**

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда \*.doc, \*.docx, \*.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. ӘОЖ<sup>1</sup>, FТAХР<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

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://gntii.ru/>

<sup>3</sup> Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «\*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ(UDC, ӨОЖ), FTAXP (CSCSTI, FTAXP)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FTAXP кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орна-тылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегінсіз, 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, шегінсіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады,

өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегінсіз, 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, шегінсіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегінсіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін фор-

маттағы 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 MEMST 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>	
Салимгереев Малик Жанабаевич	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
<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
Утеев Рахим Наганалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
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 Хайрлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

**Editorial board members  
of the Kazakhstan journal of oil and gas industry**

Full name	Position, rank, scientific degree
<b>Editor-in-Chief</b>	
Salimgereyev Malik Zhanabayevich	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP
<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 Kiponiyeich	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
Uteyev Rahim Nagangaliuli	Director of Atyrau Branch of KMG Engineering LLP, PhD in Geology, Associate Professor of Kazakh-British Technical University JSC
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Munara Askar	R&D project manager of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Doctor of Chemical Sciences
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Engineer of KMG Engineering LLP, Candidate of Chemical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences
Pyatibratov Pyotr Vadimovich	Dean of the Faculty of Oil and Gas Fields Development, Head of the Department of Oil Fields Development and Operation, Director of the Center for Innovative Training of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Candidate of Technical Sciences
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	Head of the Science Research Project Institute "Neftegaz" (SOCAR), Baku, Azerbaijan, PhD in Technical Sciences
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Bashkortostan (Russia), doctor of technical sciences
Abilkhasimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, doctor of geological and mineral sciences
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, PhD in plasma physics, Professor

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

<b>АТЫ-ЖӨНІ</b>	<b>Лауазымы, атағы, дәрежесі</b>
<b>Бас редактор</b>	
Сәлімгереев Мәлік Жаңабайұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС бас директоры (Басқарма төрағасы)
<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
Өтеев Рахим Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалының директоры, геология жөніндегі PhD, «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ қауымдастырылған профессоры
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мунара Асқар	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС ҒЗТҚЖ жобасының басшысы, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсиқызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші инженері, хим. ғылым. канд., пед. ғылым докт.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Ақрамұлы	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 Төлебергеліұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор



Подписано в печать 30.06.2023 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)