

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА  
**ВЕСТНИК**

Научно-практический журнал

Том 5, №3 (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, № 3 (2023)**

Астана 2023

# Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

## Том 5, № 3 (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*  
Купекеев 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 И ГЕОФИЗИКА

**Асилбеков Б.К., Калжанов Н.Е., Болысбек Д.А.,  
Узбекалиев К.Ш., Бекбау Б.Е., Кульджабеков А.Б.**  
Исследование эффективности алгоритмов машинного  
обучения на основе данных различных горных пород ..... 5

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Ибраев А.Е., Камариденова Г.С., Балуанов Б.А.,  
Елемесов А.С.**  
Прогноз обводнённости новых скважин  
с помощью машинного обучения ..... 20

### Мушарова Д.А.

Перспективы применения потокоотклоняющих  
технологий на месторождении Алибекмола ..... 35

### Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х

Влияние качества пара на коэффициент извлечения  
нефти месторождения Каражанбас ..... 48

### Кильянов М.Ю., Игrevский Л.В., Хафизов С.Ф., Вербицкий В.С., Ламбин Д.Н.

Повышение эффективности применения бактерицидов  
и биостатов при использовании морской воды в системе  
поддержания пластового давления ..... 59

### Бухарбаева А.Н., Асанов К.Б., Джаксылыков Т.С.

Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack  
в качестве решения проблемы пескопроявления и увеличения  
добычи высоковязких нефтей на месторождении М ..... 71

### БУРЕНИЕ

### Кабдушев А.А., Баймаханов А.Е., Агзамов Ф.А., Дарибаев Ю.А., Бетжанова А.Ж.

Мониторинг и ликвидация межколонного давления ..... 85

### Умралиев Б.Т., Сейтов А.К., Нугиев М.А., Махмудов М.Б.

Исследование факторов, влияющих на процесс формирования  
цементного камня и его контакты с обсадными трубами,  
на примере месторождений Мангистау ..... 96

### СБОР И ТРАНСПОРТ ГАЗА

### Сексенбай М.Ж., Кабдушев А.А., Кожас О.О.

Пути повышения надежности систем газоснабжения ..... 111

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

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой  
отрасли Казахстана» ..... 126

### 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

Ibrashev 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 AND GEOPHYSICS

**Assilbekov B.K., Kalzhanov N.Ye., Bolysbek D.A., Uzbekaliyev K.Sh., Bekbau B.Ye., Kuljabekov A.B.**  
Study of the efficiency of machine learning algorithms based on data of various rocks .....5

### OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

**Ibrayev A.Ye., Kamaridenova G.S., Baluanov B.A., Yelemessov A.S.**  
New well water cut prediction using machine learning .....20

### Musharova D.A.

Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field .....35

### Aydarbayev Z.A., Khassanov D.Kh.

Effect of steam quality on the oil recovery factor of the Karazhanbas field .....48

### Kilyanov M.Yu., Igrevsky L.V., Khafizov S.F., Verbitsky V.S., Lambin D.N.

Efficiency improvement of Bactericides and Biostats Application when Using Seawater in a Reservoir Pressure Maintenance System .....59

### Bukharbayeva A.N., Jaksylykov T.S., Assanov K.B.

Investigation of the potential of application Frac-Pack technology as a solution to the problem of sand control and increasing the production of high-viscosity oils at M field .....71

### DRILLING

### Kadbushev A.A., Baymakanov A.Ye., Agzamov F.A., Daribayev Y.A., Betzhanova A.Zh.

Monitoring and elimination of intercasing pressure .....85

### Umraliyev B.T., Seitov A.K., Nugiyev M.A., Makhmudov M.B.

Investigation of factors influencing the process of cement formation and its contacts with casing pipes on the example of Mangystau region fields .....96

### GAS COLLECTION AND TRANSPORTATION

### Seksenbay M.Zh., Kadbushev A.A., Kozhas O.O.

Ways to improve the reliability of gas supply systems ..... 111

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry"

Journal of Research and Practice .....121

Editorial board members of the Kazakhstan journal

of oil and gas industry .....127



# Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

## 5 том, № 3 (2023)

**Ғылыми-практикалық журнал**  
Журнал ҚР Ақпарат және  
қоғамдық даму Министрлігінде  
тіркелген  
Күәлік № 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*  
Өмірәлиев Б.Т., *техн. ғылым.  
докт.*  
Мұнара А., *геология жөніндегі  
PhD*  
Сармурзина Р.Г., *хим. ғылым.  
докт.*  
Нұртаева Г.К., *пед. ғыл. докт.  
хим. ғылым. канд.*  
Исмаилов Ф.С., *техн. ғылым.  
жөніндегі PhD (Әзірбайжан)*  
Ағзамов Ф.А., *техн. ғылым.  
докт. (Ресей)*  
Абилхасимов Х.Б., *геол.-мин.  
ғыл. докт.*  
Габдуллин М.Т., *физ.-мат.  
ғылым. канд., плазма физикасы  
жөніндегі PhD*  
Пятибратов П.В., *техн. ғылым.  
канд. (Ресей)*

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 ЖӘНЕ ГЕОФИЗИКА

Асылбеков Б.Қ., Қалжанов Н.Е., Болысбек Д.Ә.,  
Өзбекалиев К.Ш., Бекбау Б.Е., Құлжабеков Ә.Б.  
Өртүрлі тау жынысының деректері негізінде машиналық  
оқу алгоритмдерінің тиімділігін зерттеу .....5

### МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Ібраев А.Е., Камариденнова Г.С., Балuanов Б.А.,  
Елемесов А.С.  
Машиналық оқыту көмегімен жаңа ұңғымалардың  
сулануын болжау .....20

Мушарова Д.А.  
Әлібекмола кен орнында ағынды бұру технологияларын  
қолдану перспективалары .....35

Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х.  
Қаражанбас кен орнындағы мұнай өндіру  
коэффициентіне бу сапасының әсері .....48

Кильянов М.Ю., Игревский Л.В., Хафизов С.Ф.,  
Вербицкий В.С., Ламбин Д.Н.  
Қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде теңіз суын  
пайдалану кезінде бактерицидтер мен биостаттарды  
қолдану тиімділігін арттыру .....59

Бухарбаева А.Н., Джақсылықов Т.С., Асанов К.Б.  
«М» кен орнында құмның пайда болу мәселесің шешу  
және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіруді арттыру ретінде  
Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу .....71

### ГАЗ ЖИНАУ ЖӘНЕ ТАСЫМАЛУ

Қабдушев А.А., Баймақанов Ә.Е., Ағзамов Ф.А.,  
Дәрібаев Ю.А., Бетжанова А.Ж.  
Бағанаралық қысымды бақылау және жою .....85

Өмірәлиев Б.Т., Сейтов А.К., Нұғиев М.А., Махмұдов М.Б.  
Цемент тасының шегендеу құбырларымен бекісуіне  
әсер ететін факторларды Маңғыстау кен-орындары  
негізінде зерттеу .....96

### БҰРҒЫЛАУ

Сексенбай М.Ж., Кабдушев А.А., Қожас О.О.  
Газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділіктерін арттыру  
жолдары ..... 111

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

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»  
журналының редакциялық алқасының құрамы ..... 128

УДК 519.6  
МРНТИ 28.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>

Получена: 03.05.2023.

Одобрена: 21.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Исследование эффективности алгоритмов машинного обучения на основе данных различных горных пород

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

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

<sup>2</sup>KBTU BIGSoft, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Абсолютная проницаемость играет важную роль в изучении течения жидкостей в пористых средах при разработке нефтегазовых месторождений, закачке CO<sub>2</sub> в пласты для хранения, мониторинге миграции загрязнителей в подземных водоносных слоях, а также моделировании каталитических систем. Следовательно, точная и оперативная оценка её значений является актуальной задачей.

**Цель.** Целью настоящей статьи является изучение применимости методов машинного обучения для прогнозирования абсолютной проницаемости карбонатных образцов, а также путей улучшения прогноза проницаемости.

**Материалы и методы.** В качестве входных используются данные 408 мини-объемов, отобранные из четырех цилиндрических карбонатных образцов, практически полностью состоящих из кальцита. Входные данные включают общую и связанную пористости, удельную площадь поверхности, радиусы всех пор, а также радиусы только соединенных между собой пор, координационные числа, радиусы и длины горловины пор, извилистость и абсолютную проницаемость. Оценка проницаемости осуществляется с помощью регрессионных методов машинного обучения, таких как метод случайного леса, чрезвычайно случайных деревьев и модифицированный метод повышения градиента. Параметры (данные) мини-объемов были определены при помощи поромасштабного моделирования течения воды в их поровом пространстве с применением специализированного программного пакета Avizo.

**Результаты.** Были проанализированы данные мини-объемов, отобранные из трещиноватого и нетрещиноватых образцов, и результаты показали, что имеются хорошие взаимосвязи между многими параметрами мини-объемов. Например, связанная и общая пористости имеют полиномиальную взаимосвязь второй степени с высоким коэффициентом корреляции. С помощью вышесказанных регрессионных методов машинного обучения были спрогнозированы значения абсолютной проницаемости при разделении входных данных на данные обучения и тестирования в соотношении 80/20 и 70/30.

**Заключение.** Использование логарифма проницаемости, а также отдельное рассмотрение трещиноватого и нетрещиноватых образцов позволили увеличить точность прогноза абсолютной проницаемости с применением вышеупомянутых методов машинного обучения до 90%. Метод чрезвычайно случайных деревьев является наиболее точным из трех рассмотренных методов машинного обучения для нашей задачи.

**Ключевые слова:** машинное обучение, Random Forest, XGBoost, Extra Trees, абсолютная проницаемость, карбонатная порода, рентгеновская микрокомпьютерная томография.

#### Как цитировать:

Асилбеков Б.К., Калжанов Н.Е., Болысбек Д.А., Узбекалиев К.Ш., Бекбау Б.Е., Кульджабеков А.Б. Исследование эффективности алгоритмов машинного обучения на основе данных различных горных пород // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 5–19.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>.

**UDC 519.6**  
**CSCSTI 28.23**DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>

Received: 03.05.2023.

Accepted: 21.08.2023.

Published: 30.09.2023.

**Original article****Study of the efficiency of machine learning algorithms based on data of various rocks****Bakytzhan K. Assilbekov<sup>1,2</sup>, Nurlykhan Ye. Kalzhanov<sup>2,3</sup>, Darezhat A. Bolysbek<sup>1,3</sup>, Kenboy Sh. Uzbekaliyev<sup>1</sup>, Bakbergen Ye. Bekbau<sup>1</sup>, Alibek B. Kuljabekov<sup>1,2</sup>**<sup>1</sup>Satbayev University, Almaty, Kazakhstan<sup>2</sup>KBTU BIGSoft, Almaty, Kazakhstan<sup>3</sup>Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan**ANNOTATION**

**Background:** Absolute permeability plays an important role in studying the fluids flow in porous media during the development of oil and gas reservoirs, the injection of CO<sub>2</sub> into reservoirs for storage, the monitoring of pollutants migration in underground aquifers, and the modeling of catalytic systems. Therefore, an accurate and fast evaluation of its values is an important task.

**Aim:** The purpose of this article is to study the applicability of machine learning methods for predicting the absolute permeability of carbonate samples, as well as ways to improve the prediction of permeability.

**Materials and methods:** The input data is 408 small volumes extracted from four cylindrical carbonate samples composed almost entirely of calcite. Input data includes total and connected porosity, specific surface area, radii of all and only connected pores, coordination number, throat radius and length, tortuosity, and absolute permeability. Permeability prediction is carried out using regression machine learning methods such as random forest, extremely random trees and extended gradient boosting. Parameters (data) of small volumes were determined using pore-scale modeling of water flow in their pore space applying a specialized Avizo software.

**Results:** Data of small volumes extracted from fractured and non-fractured samples were analyzed, and the results showed that there are good relationships between many parameters of small volumes. For example, the connected and total porosity have a second-order polynomial relationship with a high correlation coefficient. Using the above-mentioned regression machine learning methods, absolute permeability values were predicted when input data divided into training and testing data in a ratio of 80/20 and 70/30.

**Conclusion:** Using the logarithm of permeability instead of permeability itself and considering fractured and non-fractured samples separately, can increase the accuracy of absolute permeability prediction using the above-mentioned machine learning methods up to 90%. The extremely random trees method is the most accurate among the three machine learning methods considered for our task.

**Keywords:** machine learning, Random Forest, XGBoost, Extra Trees, absolute permeability, carbonate rocks, X-Ray microcomputed tomography.

**To cite this article:**

Assilbekov BK, Kalzhanov NY, Bolysbek DA, Uzbekaliyev KS, Bekbau BY, Kuljabekov AB. Study of the efficiency of machine learning algorithms based on data of various rocks. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):5–19. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>.

ӨЖ 519.6  
ГТАХР 28.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>

Қабылданды: 03.05.2023.

Мақұлданды: 21.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Түпнұсқа зерттеу

### Өртүрлі тау жынысының деректері негізінде машиналық оқу алгоритмдерінің тиімділігін зерттеу

Б.К. Асылбеков<sup>1,2</sup>, Н.Е. Қалжанов<sup>2,3</sup>, Д.Ө. Болысбек<sup>1,3</sup>, К.Ш. Өзбекалиев<sup>1</sup>,  
Б.Е. Бекбау<sup>1</sup>, А.Б. Кульджабеков<sup>1,2</sup>

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

<sup>2</sup>KBTU BIGSoft, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

#### ТҮЙІНДЕМЕ

**Негіздеу.** Абсолютті өткізгіштік мұнай және газ кен орындарын игеруде, сақтау мақсатында CO<sub>2</sub> қабаттарға айдауда, жер асты суы қабаттарын ластаушы заттардың миграциясын бақылауда кеуекті орталардағы сұйықтардың ағысын және каталитикалық жүйелерді модельдеуде маңызды рөл атқарады. Сондықтан оның мөндерін дәл және тез анықтау маңызды мәселе болып табылады.

**Мақсаты.** Бұл мақаланың мақсаты – карбонат үлгілерінің абсолютті өткізгіштігін болжау үшін машиналық оқыту әдістерін қолдану мүмкіндігін, сондай-ақ өткізгіштікті болжауды жақсарту жолдарын зерттеу.

**Материалдар мен әдістер.** Кіріс деректері ретінде, толығымен дерлік кальциттен тұратын төрт цилиндрлік карбонат үлгілерден алынған 408 шағын-көлемдер қолданылды. Кіріс деректері жалпы және байланысқан кеуектілікті, беттің меншікті ауданын, барлық және тек байланысқан кеуектердің радиустарын, координация санын, кеуек мойнының радиусы мен ұзындығын, бұралуды және абсолютті өткізгіштікті қамтиды. Өткізгіштікті болжау кездейсоқ орман, өте кездейсоқ ағаштар және модификацияланған градиентті күшейту сияқты регрессиялық машиналық оқыту әдістерін қолдану арқылы жүзеге асырылады. Шағын көлемдердің параметрлері (деректері) арнаулы Avizo бағдарламалық пакетін пайдалана отырып, олардың кеуекті кеңістігіндегі су ағысын кеуек-масштапта модельдеу арқылы анықталды.

**Нәтижелері.** Сызатты және сызатсыз үлгілерден алынған шағын-көлемдердің деректері талданды және талдаулар шағын-көлемдердің көптеген параметрлері арасында жақсы байланыс бар екенін көрсетті. Мысалы, байланысқан және жалпы кеуектілік жоғары корреляция коэффициентімен екінші дәрежелі полиномдық байланысқа ие. Жоғарыда аталған регрессиялық машиналық оқытудың әдістерін қолдана отырып, кіріс деректерін оқыту және тестілеу деректеріне 80/20 және 70/30 қатынасында бөлу кезінде абсолютті өткізгіштік мөндері болжанды.

**Қорытынды.** Өткізгіштіктің орнына оның логарифмін қолдану, сонымен қатар сызатты және сызатсыз үлгілерді бөлек қарастыру арқылы, жоғарыда аталған машиналық оқыту әдістерін пайдалана отырып, абсолютті өткізгіштікті болжаудың дәлдігін 90%-ға дейін арттыруға болады. Өте кездейсоқ ағаштар әдісі біздің есеп үшін қарастырылған машиналық оқытудың үш әдісінің ішінде ең дәлі болып табылды.

**Негізгі сөздер:** *Машиналық оқыту, Random Forest, XGBoost, Extra Trees, абсолютті өткізгіштік, карбонатты тау жынысы, рентгендік микрокомпьютерлік томография.*

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Асылбеков Б.Қ., Қалжанов Н.Е., Болысбек Д.Ө., Өзбекалиев К.Ш., Бекбау Б.Е., Құлжабеков Ә.Б. Өртүрлі тау жынысының деректері негізінде машиналық оқу алгоритмдерінің тиімділігін зерттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 5–19 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108649>.

## Введение

Абсолютная проницаемость является важной макроколической характеристикой при течении жидкостей в поровом пространстве горных пород, и её определение является актуальной задачей, например, при оценке рациональности разработки нефтегазовых месторождений и эффективности закачки  $\text{CO}_2$  в пласты, эффективности работ каталитических систем, загрязненности подземных вод и т.д. Обычно ищется зависимость между проницаемостью и другими характеристиками пористых материалов на основе множественных лабораторных измерений на керновых образцах, что занимает много времени и требует специального оборудования. Кроме этого, лабораторные условия позволяют осуществлять измерения проницаемости керновых материалов только в сантиметровом масштабе, что является грубоватой оценкой проницаемости, а течение жидкостей в пористых средах происходит в масштабе пор, и, следовательно, должны быть учтены более мелкие масштабы при оценке проницаемости пород.

Альтернативным способом определения проницаемости пород является расчёт по аналитическим формулам. Широко используемым является уравнение Козени-Кармана, которое связывает проницаемость  $k$  с пористостью  $\phi$ , удельной площадью поверхности и извилистостью пористой среды [1, 2]. Однако уравнение Козени-Кармана даёт неправильные значения  $k$  для большинства реальных пористых материалов [2, 3]. В литературе также широко используются уравнения, описывающие связь между проницаемостью и общей пористостью  $k \sim \phi^n$  [4–6], проницаемостью и связанной пористостью  $k \sim \phi_{\text{св}}^n$  [7], проницаемостью и перколяционным порогом пористости  $k \sim (\phi - \phi_c)^n$  ( $n$  – показатель степени) [7, 8]. Кроме этого, применяется уравнение, связывающее проницаемость с характерным размером пористой среды  $l$ :  $k \sim \phi l^2$  [9, 10]. Однако вышеприведенные уравнения имеют как свои преимущества, так и недостатки, и их применимость ограничена такими факторами, как точность расчётов, сложная поровая структура горных пород и труднодоступность многих параметров (связанная пористость, перколяционный порог пористости, характерный размер среды).

За последнее десятилетие машинное обучение стало довольно популярным инструментом в классификации, регрессии и обработке изображений, которые встречаются в различных задачах. Прогнозирование проницаемости пористых сред осуществляется с применением регрессионных методов машинного обучения и методов глубокого

машинного обучения. Для прогнозирования проницаемости методы глубокого машинного обучения используют изображения горных пород как входные данные, полученные с помощью рентгеновской микрокомпьютерной томографии, и в качестве метода обучения применяются свёрточные нейронные сети [11, 12].

Регрессионные методы машинного обучения широко применяются при прогнозировании проницаемости пористой среды, т.к. они являются более удобными в реализации и не требуют изображений образцов в обучающих целях, что не всегда доступно. Эти методы также подходят для классификации типов пород по их петрофизическим характеристикам [13] и прогнозировании проницаемости пород по данным геофизического исследования скважин (далее – ГИС) [14, 15].

Erofeev и др. [16] применили несколько регрессионных методов машинного обучения для прогнозирования изменения пористости и проницаемости после удаления соли из 102 керновых материалов. Их результаты показали, что лучшими методами среди использованных оказались метод опорных векторов и нейронные сети. Они также отметили, что количество независимых признаков (входных параметров) заметно влияет на результаты прогнозирования пористости и проницаемости. Так, например, при использовании всего одного признака для прогнозирования пористости достоверность прогноза составила 69%, а в случае использования всех доступных признаков этот показатель составил 90%.

Tembely и др. [17] использовали регрессионные методы машинного обучения вместе с методами глубокого машинного обучения для прогнозирования абсолютной проницаемости пород на основе данных 1159 карбонатных образцов. В качестве входных признаков для построения моделей были использованы пористость, фактор образования и проницаемость, вычисленная с помощью поросетевого моделирования. Результаты показали, что лучшими методами оказались модифицированный метод повышения градиента (XGBoost) и глубокие нейронные сети, которые спрогнозировали проницаемости с достоверностью 90% и 92% соответственно.

Rezaee и Ekundayo [14] показали, что метод градиентного спуска (GBoost) и случайного леса (Random Forest) являются наиболее мощными во время теста и валидации, хотя GBoost показал наилучший результат при проведении слепого теста. Они использовали данные ГИС в качестве входных признаков в методы машинного



обучения, но авторы выбрали искусственные нейронные сети как самый лучший метод для прогнозирования проницаемости пород, т.к. он даёт практически одинаковые результаты при различных количествах признаков и является самым быстрым.

Mohammadian и др. [13] изучили влияние классификации пород по их типу на результаты прогнозирования абсолютной проницаемости с помощью XGBoost. Они показали, что, если произвести классификацию пород по их индексу зоны течения (FZI), можно достичь высокой точности прогнозирования проницаемости пород. Авторы получили проницаемости с помощью метода машинного обучения с 97%-й точностью по данным 128 образцов кернов, для которых диапазон изменения проницаемости составил 0,11–122,7 мД.

В настоящей статье изучаются пути улучшения прогноза абсолютной проницаемости методами машинного обучения. Разделение данных по признаку трещиноватости и использование логарифма проницаемости вместо самой проницаемости привело к заметному улучшению результатов прогноза проницаемости.

### Материалы и методы

Обучение и тестирование методов машинного обучения проводились по данным 408 мини-объемов (объемом около 512 мм<sup>3</sup>), которые были отобраны из 4 карбонатных цилиндрических образцов до и после закачки в них растворов соляной кислоты. На рис. 1 (а) показаны трехмерные цифровые модели цилиндрических образцов №2, 7, 10 и 13, которые были испытаны во время проведенных нами экспериментов по закачке кислотных растворов [18]. Темно-синими областями на светло-синем фоне выделены каналы растворения. Диаметр и длина образцов составили около 3 и 5 см соответственно. Результаты рентгеновской дифрактометрии показали, что все образцы практически полностью состоят из кальцита, содержание кварца составляет менее 1%. Краткая информация по кислотным растворам и образцам до и после закачки, приведена в табл. 1. Трехмерные цифровые модели образцов до и после закачки кислотных растворов были построены с помощью программного пакета Avizo на основе их томографических изображений.

Процесс отбора кубических мини-объемов из цилиндрических образцов схематически проиллюстрирован на рис. 1 (б), где красный квадрат обозначает место отбора. Идентичность мини-образцов из цифровой модели одного и того же образца до и после закачки кислотного

раствора была максимально обеспечена. Поровые пространства отобранных мини-объемов, которые далее использовались для построения поровой сети, показаны синим на рис. 1 (б). Отметим, что образец №2 имеет явно выраженные трещины, направление которых показаны красной линией на рис. 1 (в). С целью отображения трещин показаны изображения только разного сечения образца, где Z показывает их расстояние от входного сечения. Также отметим, что основной целью отбора мини-объемов являлось увеличение количества пористых сред для формирования входного слоя в методы машинного обучения.

После того как были отобраны мини-объемы, были извлечены их поровые сети (рис. 1, в). Затем была проведена симуляция течения воды на поровых сетях мини-объемов с помощью подходов поромасштабного моделирования с целью расчёта их микроскопических и макроскопических характеристик (табл. 2). Поромасштабное моделирование было проведено с помощью программного пакета Avizo.

В качестве методов машинного обучения были выбраны метод случайного леса (Random Forest), модифицированный метод повышения градиента (XGBoost) и чрезвычайно случайных деревьев (Extra Trees). Все характеристики мини-образцов, кроме проницаемости, были использованы в качестве входных данных методов машинного обучения, а проницаемость являлась целевой переменной, которую нужно прогнозировать. Отметим, что управляемые параметры всех рассмотренных методов машинного обучения были использованы по умолчанию. Метод Random Forest основан на использовании множеств независимых друг от друга деревьев решений, в котором окончательное значение прогнозируемой величины получается осреднением прогнозов по всем деревьям решения [16]. Метод XGBoost является более упорядоченной формой обычного метода повышения градиента и использует расширенную регуляризацию, которая улучшает возможности обобщения модели. XGBoost обеспечивает более высокую производительность по сравнению с обычным методом повышения градиента [19]. Метод Extra Trees является методом, основанным на алгоритме оптимизации обучения методом наименьших квадратов [20]. Методы Extra Trees и Random Forest создают множество деревьев решений, но выборка для каждого дерева является случайной, без замены. Это создаёт набор данных для каждого дерева с уникальными образцами.

Таблица 1. Краткая информация по кислотным растворам и образцам до и после закачки  
Table 1. Summary of acid solutions and samples before and after injection

№ образца Sample number	Пористость до закачки, % Porosity (before injection), %	Концентрация HCl в растворе, % HCl concentration in solution, %	Скорость закачки, мл/мин Injection rate, ml/min	Проницаемость до закачки, $\mu\text{m}^2$ Permeability (before injection), $\mu\text{m}^2$	Проницаемость после закачки, $\mu\text{m}^2$ Permeability (after injection), $\mu\text{m}^2$
2	20,6	18	8	0,43	3,79
7	20,9	12	8	0,71	3,85
10	19,0	18	2	0,29	0,98
13	20,0	12	4	0,45	4,1

Таблица 2. Наименование рассчитанных характеристик мини-объемов  
Table 2. Name of the computed characteristics of small volumes

Удельная площадь поверхности ( $S$ ), $\mu\text{m}^{-1}$ Specific surface area ( $S$ ), $\mu\text{m}^{-1}$	Связанная пористость ( $\phi_c$ ) Connected porosity ( $\phi_c$ )	Общая пористость ( $\phi_t$ ) Total porosity ( $\phi_t$ )	Радиус всех пор ( $r_p$ ), $\mu\text{m}$ Radius of all pores ( $r_p$ ), $\mu\text{m}$	Извилистость ( $\tau$ ) Tortuosity ( $\tau$ )
Координационное число ( $N_c$ ) Coordination number ( $N_c$ )	Радиус горловины ( $r_t$ ), $\mu\text{m}$ Throat radius ( $r_t$ ), $\mu\text{m}$	Длина горловины ( $l_t$ ), $\mu\text{m}$ Throat length ( $l_t$ ), $\mu\text{m}$	Радиус связанных пор ( $r_{pc}$ ), $\mu\text{m}$ Radius of connected pores ( $r_{pc}$ ), $\mu\text{m}$	Проницаемость ( $k$ ), $\mu\text{m}^2$ Permeability ( $k$ ), $\mu\text{m}^2$

## Результаты и их обсуждения

### Прогноз проницаемости методами машинного обучения

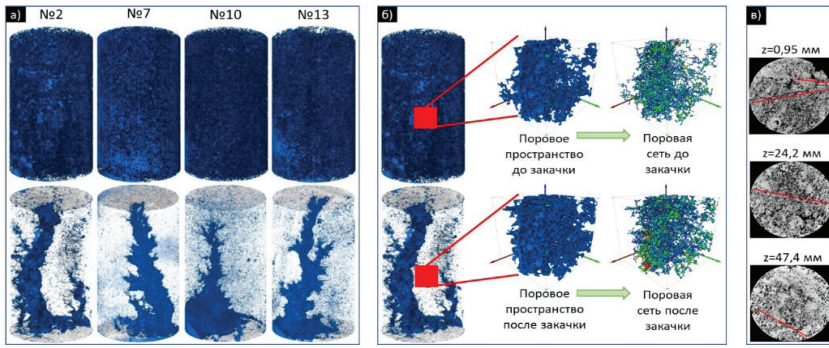
Прежде чем прогнозировать проницаемость, был проведен анализ исходных данных. На рис. 2 (а) показана визуализация исходных данных в виде попарных зависимостей между каждым признаками и диаграммы распределения каждого признака. Как видно на рисунке, имеется четкая взаимосвязь между всеми признаками, за исключением взаимосвязи между извилистостью и остальными признаками. Извилистость остаётся практически постоянной. Отметим, что проницаемость меняется в очень широком диапазоне (0,0002–893  $\mu\text{m}^2$ ) со средним значением в 6,3  $\mu\text{m}^2$ , следовательно, распределение проницаемости проиллюстрировано не лучшим образом. В связи с этим далее в статье рассмотрен логарифм от проницаемости вместо самой проницаемости в целях улучшения не только её распределения, но и прогноза её значений.

На рис. 2 (а) видна чёткая взаимосвязь между связанной и общей пористостями, которая подтверждается высоким коэффициентом корреляции (0,99) (рис. 2, б). Общая пористость образца породы может быть высокой, но, как известно, течение жидкостей в поровом пространстве в основном характеризуется связанной пористостью, т.е. пористостью соединенных между собой пор образца. В среднем для большинства горных пород связанная пористость составляет приблизительно 85–95% общей порис-

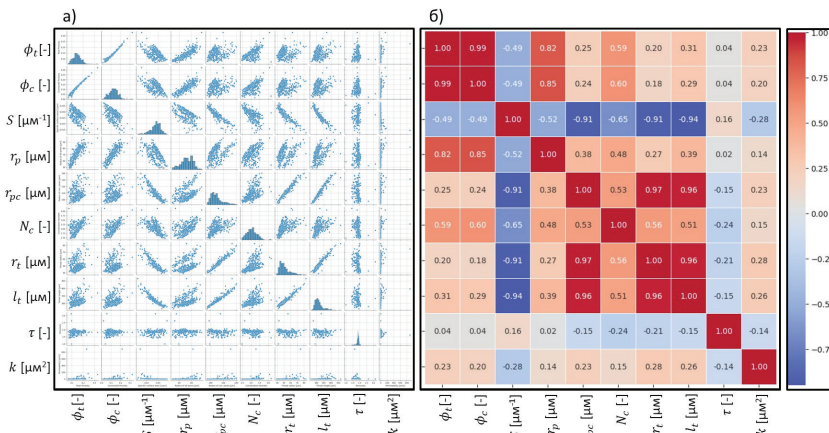
тости. В нашем случае этот показатель составляет 86%.

Взаимосвязь между связанной и общей пористостями позволяет определить так называемый перколяционный порог пористости  $\phi_p$ , ниже которого поровое пространство образца считается непроницаемым, т.е. проницаемость превращается в ноль [7]. Знание перколяционного порога пористости позволяет оценить вместительные и транспортные свойства пород, например, для закачки воды или газа с целью вытеснения нефти из пластов или перед закачкой  $\text{CO}_2$  в пласты для дальнейшего его хранения. В настоящем исследовании  $\phi_p$  был определен как положительный корень квадратного уравнения  $\phi_c = -1,48\phi_t^2 + 1,71\phi_t - 0,09$ , которое описывает взаимосвязь между связанной и общей пористостями, и составил  $\approx 5\%$ .

Из рис. 2 (а) также заметим, что удельная площадь поверхности  $S$  имеет корреляцию со многими признаками. Особенно важной является взаимосвязь между  $S$  и пористостью с коэффициентом корреляции -0,49 (рис. 2, б). Корonen et al. [7] описывали взаимосвязь между  $S$  и пористостью уравнением  $S = -2\phi_t \ln \phi / 18,6$ . В нашем случае данная связь описывалась линейным уравнением  $S = -0,061\phi_t + 0,036$  с коэффициентом корреляции 0,24. Раздельное рассмотрение трещиноватого и нетрещиноватых образцов привело к уравнениям  $S = -0,099\phi_t + 0,037$  и  $S = -0,077\phi_t + 0,041$  с коэффициентами корреляции 0,72 и 0,61 соответственно.



**Рисунок 1. 3D цифровые модели образцов (а), отбор мини-объемов (б) и отображение имеющихся трещин в образце №2 (в)**  
**Figure 1. 3D digital models of samples (a), extraction of small volumes (b) and display of existing fractures in sample #2 (c)**



**Рисунок 2. Парные зависимости (а) и корреляционная матрица (б) исходных данных**  
**Figure 2. Pairwise (a) and correlation matrix (b) for the initial data**

Рис. 2 (а) раскрывает линейную взаимосвязь между радиусом и длиной горловины пор с высоким коэффициентом корреляции 0,96 (рис. 2, б). Это означает, что вместе с ростом радиуса горловины длина горловины также растёт, например, во время растворения породы при закачке кислотных составов в образцы, что указывает на объединение/укрупнение пор.

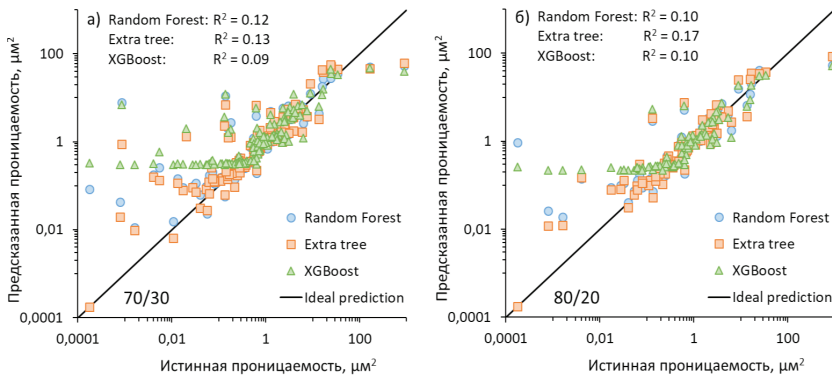
На рис. 2 (б) показаны коэффициенты корреляции между признаками, где красный цвет указывает на прямые корреляции, а синий – на обратные. Как видно, удельная площадь поверхности имеет обратные связи с остальными признаками, за исключением извилистости. Как показывает рис. 2 (б), целевая переменная (проницаемость) имеет низкие коэффициенты корреляции с входными признаками, т.к. проницаемость имеет нелинейный характер при изменении входных признаков. Рис. 2 (б) указывает на очень

важный фактор – исключение тех входных признаков, которые имеют очень высокие коэффициенты корреляции с остальными входными признаками из общего количества признаков. Например, можно исключить либо общую пористость, либо связанную пористость, т.к. они имеют чёткую взаимосвязь между собой. Благодаря лёгкому, по сравнению со связанной пористостью, определению общей пористости, очевидно, что нужно оставить общую пористость в общем количестве входных признаков. Уменьшение количества входных признаков позволяет снизить время обучения и прогноза.

На рис. 3 показаны прогнозируемая и истинная проницаемости мини-объемов при разделении входных данных в соотношении 70/30 (рис. 3, а) и 80/20 (рис. 3, б).

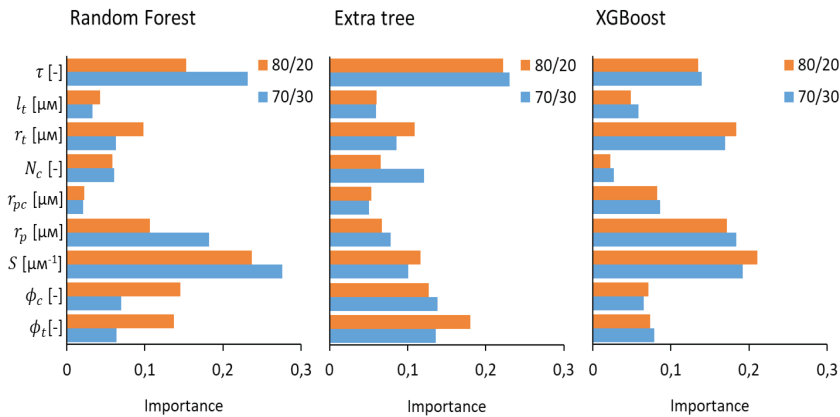
Как видно на рис. 3, все рассмотренные методы машинного обучения прогнозировали проницаемость с низкими коэффициентами





**Рисунок 3. Прогнозная и истинная проницаемости при разделении данных в соотношении 70/30 (а) и 80/20 (б)**

**Figure 3. Predicted and true permeability for data division in the ratio of 70/30 (a) and 80/20 (b)**



**Рисунок 4. Значимость входных признаков при прогнозировании проницаемости методами Random Forest (слева), Extra Tree (в центре) и XGBoost (справа)**

**Figure 4. Feature importances in permeability prediction using Random Forest (left), Extra Tree (center), and XGBoost (right) methods**

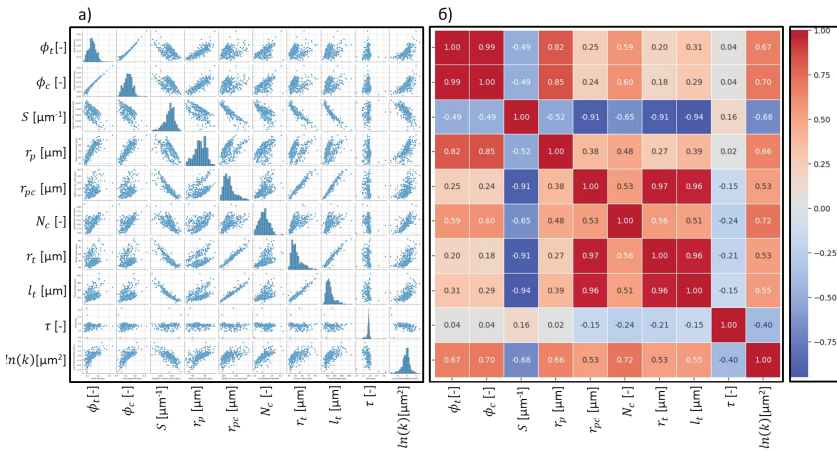
достоверности при обоих соотношениях разделения входных данных. Низкие значения проницаемости были переоценены, указывая на то, что распределение проницаемости имеет нелинейный характер при низких значениях пористости.

Наоборот, высокие значения проницаемости ( $>1 \mu\text{m}^2$ ), полученные с помощью методов машинного обучения, близко находятся к истинным значениям проницаемости. Плохая прогнозирующая способность рассмотренных методов машинного обучения низких проницаемостей также может быть связана с присутствием данных минимальных объемов, отобранных из трещиноватого образца. Далее используется логарифм проницаемости вместо самой проницаемости и отдельно рассматривается трещиноватый образец с целью улучшения прогнозирующей способности методов машинного обучения при низких значениях проницаемости.

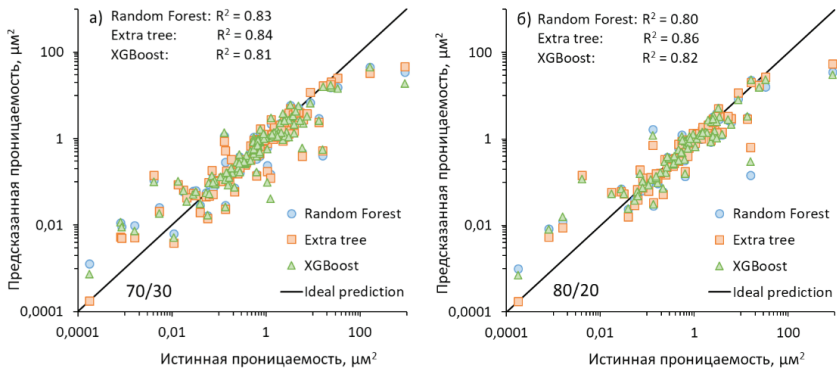
Значимость входных признаков при прогнозировании проницаемости методами Random Forest, Extra Tree и XGBoost показана на рис. 4. Как видно на рисунке, Random Forest и XGBoost считали извилистость и удельную площадь поверхности наиболее важными при прогнозировании, тогда как Extra Tree выбрал наиболее важными извилистость и пористость. Отметим, что эти параметры являются основными составляющими факторами в уравнении Козени-Кармана.

*Использование логарифма проницаемости*

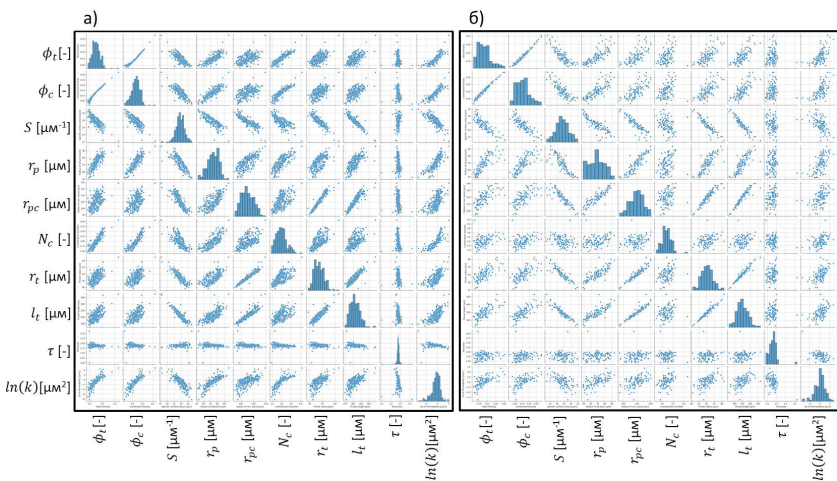
Здесь и далее будем использовать (натуральный) логарифм проницаемости вместо самой проницаемости. Логарифмическая функция резко меняется в интервале (0; 1], и это позволяет считать низкие значения проницаемости наиболее сопоставимыми с ее высокими значениями в логарифмической шкале.



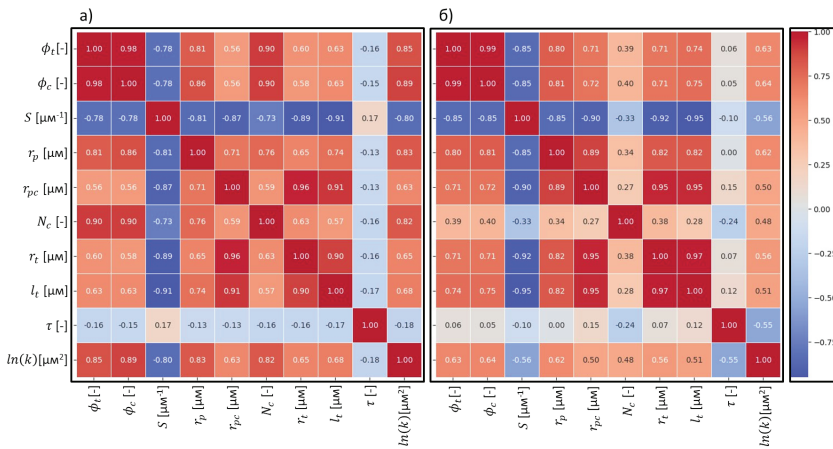
**Рисунок 5. Попарные зависимости (а) и корреляционная матрица (б) исходных данных**  
**Figure 5. Pairwise (a) and correlation matrix (b) for the initial data**



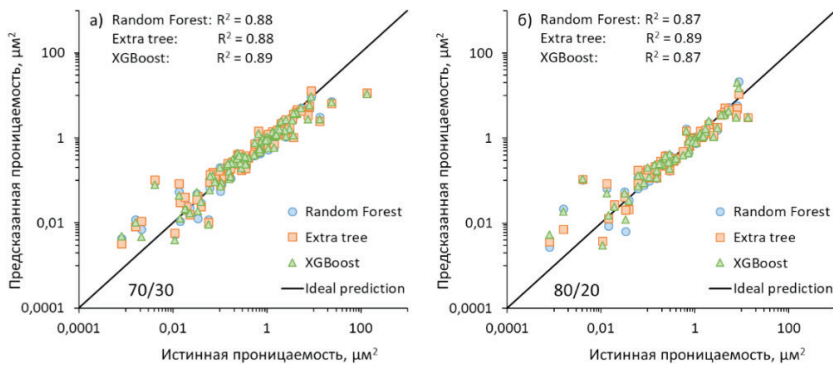
**Рисунок 6. Прогнозная и истинная проницаемости при разделении данных в соотношении 70/30 (а) и 80/20 (б)**  
**Figure 6. Predicted and true permeability for data division in the ratio of 70/30 (a) and 80/20 (b)**



**Рисунок 7. Попарные зависимости и диаграммы распределения данных мини-объемов, отобраные из нетрещиноватых (а) и трещиноватых (б) образцов**  
**Figure 7. Pair-wise and distribution diagrams of small volumes, extracted from non-fractured (a) and fractured (b) samples**



**Рисунок 8. Корреляционная матрица между исходными данными мини-объемов, отобранными из нетрещиноватых (а) и трещиноватых (б) образцов**  
**Figure 8. Correlation matrix for the initial data of small volumes, extracted from non-fractured (a) and fractured (b) samples**

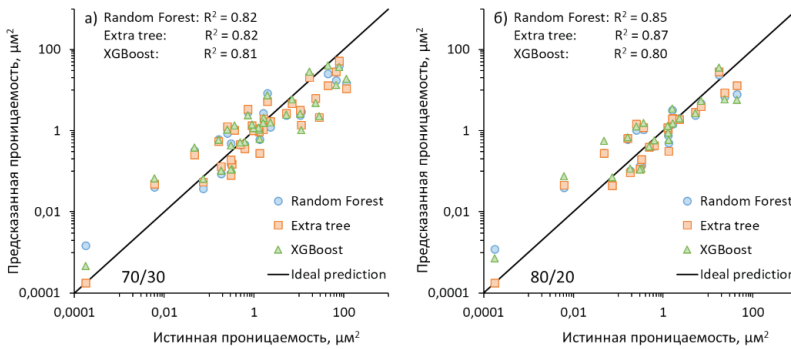


**Рисунок 9. Прогнозная и истинная проницаемости мини-объемов, отобранные из нетрещиноватых образцов, при разделении данных в соотношении 70/30 (а) и 80/20 (б)**  
**Figure 9. Predicted and true permeabilities of small volumes extracted from non-fractured samples for the data division in a ratio of 70/30 (a) and 80/20 (b)**

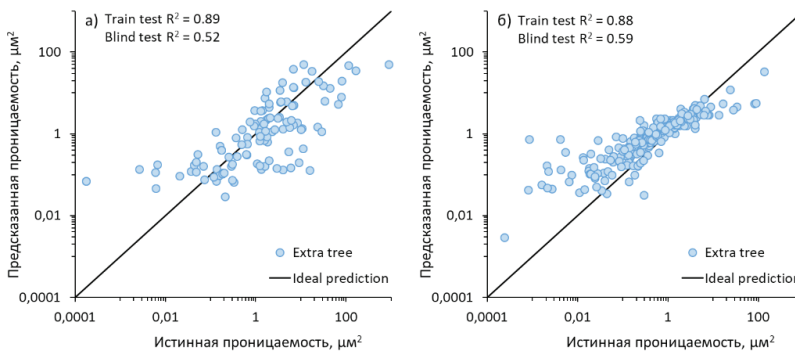
Повторное прогнозирование проницаемости показало, что взаимосвязи между логарифмом проницаемости и входными признаками явно выражены (рис. 5–6) по сравнению со случаем, когда использовалась абсолютная проницаемость (рис. 2, а). Рис. 5 (б) показывает, что коэффициенты корреляции между логарифмом проницаемости и входными признаками существенно увеличились. Например, если коэффициенты корреляции проницаемости с общей пористостью и удельной площадью поверхности составили 0,23 и -0,28 (рис. 2, б) соответственно, то в случае использования логарифма проницаемости эти коэффициенты соответственно выросли до 0,67 и -0,68 (рис. 5, б). Это означает, что логарифм проницаемости имеет лучшую корреляцию с входными признаками, чем просто проницаемость. Причиной этому может

быть то, что в общем случае связь между проницаемостью и другими параметрами пористой среды является нелинейной (степенной закон).

Как показывает рис. 6, все три рассмотренных метода машинного обучения показали лучшие результаты по сравнению со случаем использования самой проницаемости в качестве целевой переменной. Коэффициенты достоверности прогноза этими методами превысили 80% (рис. 6), тогда как эти коэффициенты имели значения чуть больше 10% в случае использования самой проницаемости (рис. 3). Основной причиной улучшения было адекватное прогнозирование низких проницаемостей, которые стали гораздо ближе к истинным значениям проницаемости. Отметим, что сначала был прогнозирован логарифм проницаемости, после чего обратно



**Рисунок 10. Прогнозная и истинная проницаемости мини-объемов, отобранные из трещиноватого образца, при разделении данных в соотношении 70/30 (а) и 80/20 (б)**  
**Figure 10. Predicted and true permeabilities of small volumes extracted from a fractured sample for the data division in a ratio of 70/30 (a) and 80/20 (b)**



**Рисунок 11. Прогнозная и истинная проницаемости мини-объемов, отобранные из трещиноватого (а) и нетрещиноватых (б) образцов, во время слепых тестов**  
**Figure 11. Predicted and true permeabilities of small volumes extracted from (a) fractured and (b) non-fractured samples during blind tests**

преобразовали его к самой проницаемости, чтобы сравнить с истинной проницаемостью. Использование большего количества входных данных для обучения (рис. 6, б) слегка улучшило результаты прогноза проницаемости. Отметим, что метод Extra Tree показал сравнительно лучшие результаты.

Как видно из рис. 8, наблюдается укрепление связи между логарифмом проницаемости и входными признаками для образцов без трещин по сравнению с трещиноватым образцом. Например, если коэффициент корреляции между логарифмом проницаемости и общей пористостью для трещиноватого образца равняется 0,63 (рис. 8, б), то этот же коэффициент для образцов без трещин составляет 0,85 (рис. 8, а). Подобная крепкая связь наблюдается и для остальных признаков, кроме извилистости, для которой наоборот данный коэффициент уменьшился.

Спрогнозированные с помощью рассмотренных методов машинного обучения проницаемости в сопоставлении с истинными проницаемостями для образцов с трещинами

и без приведены на рис. 9 и 10. Как наглядно показано на рисунках, точность прогноза проницаемости улучшилась, когда из общего количества данных удалили данные трещиноватого образца (рис. 9). Коэффициент достоверности прогноза при обоих делениях входных данных достиг практически 90% (рис. 9). Все три рассмотренных метода показали практически одинаковые результаты. В случае, когда отдельно рассматривали трещиноватый образец (рис. 10), точность прогноза проницаемости была выше, чем когда все образцы были рассмотрены вместе (рис. 6). Из рис. 10 можно заметить, что разброс в распределениях параметров трещиноватого образца передавался в прогнозные значения проницаемости.

Далее проведены два слепых теста с целью спрогнозировать проницаемости мини-объемов трещиноватого образца, обучая и тестируя методы машинного обучения на данных мини-образцов, отобранных из нетрещиноватых образцов (рис. 11, а) и наоборот (рис. 11, б). С этой целью использовали

только метод Extra Trees, т.к. он показал лучшие результаты по сравнению с остальными. Данные в обоих случаях были разделены в соотношении 80/20, т.е. 80% на обучение, а 20% – на тестирование. После того как Extra Trees был обучен и протестирован на данных мини-объемов, отобранных из нетрещиноватых образцов, проницаемости мини-объемов трещиноватого образца были прогнозированы. После этого Extra Trees обучается на данных мини-объемов из трещиноватого образца, чтобы спрогнозировать проницаемости мини-объемов из нетрещиноватых образцов.

Прогнозированная с помощью Extra Trees и истинная проницаемости мини-образцов трещиноватого и нетрещиноватых образцов показаны на рис. 11. Как показывает этот рисунок, машинное обучение спрогнозировало проницаемости с точностью 52% (рис. 11, а) и 59% (рис. 11, б) во время слепых тестов, хотя точность была высокой (около 90%) во время обычных тестов. Это означает, что используемые данные для обучения, обычного и слепых тестов должны иметь похожую структуру, чтобы достичь максимальной точности прогнозов, или же следует использовать уже классифицированные данные образцов, по крайней мере, по их поровой структуре (трещиноватость, однородность и карверность).

### Заключение

В статье были рассмотрены регрессионные методы Random Forest, XGBoost и Extra Trees для прогнозирования абсолютной проницаемости 408 мини-объемов карбонатных образцов, которые практически полностью состоят из кальцита. Входные данные включали девять параметров и один выходной параметр (абсолютная проницаемость). Параметры мини-объемов были определены при помощи поромасштабного моделирования течения воды в их поровом пространстве с применением специализированного программного пакета Avizo. По результатам исследования можем сделать следующие выводы:

1. Связанная и общая пористости имеют полиномиальную взаимосвязь  $\phi_c = -1,48\phi_t^2 + 1,71\phi_t - 0,09$  с коэффициентом

корреляции 0,99. Это позволило определить перколяционный порог пористости для рассмотренных карбонатных образцов, значение которого составило  $\approx 5\%$ . Это означает, что 5% порового пространства является непроницаемым, и абсолютная проницаемость превращается в ноль.

2. Удельная площадь поверхности зерен линейно коррелирует с общей пористостью соотношениями  $S = -0,099\phi_t + 0,037$  и  $S = -0,077\phi_t + 0,041$  для трещиноватого и нетрещиноватых образцов соответственно. Коэффициенты корреляции составили 0,72 и 0,61. Это позволяет использовать уравнение Козени-Кармана для оценки абсолютной проницаемости образца при отсутствии данных по удельной площади поверхности.

3. Использование набора данных без какой-либо предобработки привело к прогнозу проницаемости с низкой точностью (9–17%). Использование логарифма проницаемости вместо самой проницаемости позволило повысить точность прогноза абсолютной проницаемости до 86%.

4. Раздельное рассмотрение трещиноватого и нетрещиноватых образцов позволило увеличить точность прогноза абсолютной проницаемости почти до 90%.

5. Прогнозная модель, обученная и протестированная на основе данных мини-объемов трещиноватого образца, плохо прогнозировала проницаемость мини-объемов, отобранных из нетрещиноватых образцов, и наоборот.

6. Метод Extra Trees оказался наиболее точным среди рассмотренных методов машинного обучения для нашей задачи.

В будущем авторы планируют рассматривать другие дополнительно имеющиеся карбонатные образцы, тем самым увеличивая количество мини-объемов, а также использовать изображения образцов из микрокомпьютерной томографии с целью эффективного прогнозирования их абсолютной проницаемости и других макроскопических характеристик. Кроме этого, планируется использовать методы глубокого машинного обучения (искусственные нейронные сети) вместе с регрессионными методами машинного обучения.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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



готовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Асилбеков Б.К. – разработка методики проведения исследования, применение методов машинного обучения, анализ результатов исследования, написание рукописи, Калжанов Н.Е. – обзор и применение методов машинного обучения, Болысбек Д.А. – обработка данных микрокомпьютерной томографии, построение трехмерной цифровой модели цилиндрических образцов, вычисление параметров мини-объемов, Узбекибаев К.Ш. – вычисление параметров мини-объемов, обработка данных с микрокомпьютерной томографии, построение трехмерной цифровой модели цилиндрических образцов, Бекбау Б.Е. – разработка методики проведения исследований, анализ результатов исследований, Кульджабеков А.Б. – разработка методики проведения исследований, анализ результатов исследований.

#### 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 porous media characteristics taking into account rock dissolution patterns at 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: Bakytzhan K. Assilbekov – development of research methodology, use of machine learning techniques, analysis of research results, writing a manuscript; Nurlykhan Ye. Kalzhanov – review and use of machine learning techniques; Darezhat A. Bolysbek – processing data from microcomputed tomography, building a 3D digital model of cylindrical samples, computing of parameters of small volumes; Kenboy Sh. Uzbekaliyev – computing of parameters of small volumes, processing data from microcomputed tomography; Bakbergen Ye. Bekbau – development of research methodology, analysis of research results; Alibek B. Kuljabekov – development of research methodology, analysis of research results.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Carman P.C. Fluid flow through granular beds // Chem Eng Res Des. 1997. Vol. 75. P. 32–48. doi:10.1016/S0263-8762(97)80003-2.
2. Eichheimer P., Thielmann M., Fujita W., et al. Combined numerical and experimental study of microstructure and permeability in porous granular media // Solid Earth. 2020. Vol. 11, N 3. P. 1079–1095. doi:10.5194/se-11-1079-2020.
3. Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images // Math Geosci. 2013. Vol. 45, N 1. P. 103–125. doi:10.1007/s11004-012-9431-4.
4. Luquot L., Rodriguez O., Gouze P. Experimental Characterization of Porosity Structure and Transport Property Changes in Limestone Undergoing Different Dissolution Regimes // Transp Porous Media. 2014. Vol. 101, N 3. P. 507–532. doi:10.1007/s11242-013-0257-4.
5. Noiriel C., Gouze P., Bernard D. Investigation of porosity and permeability effects from microstructure changes during limestone dissolution // Geophys Res Lett. 2004. Vol. 31, N 24. P. 1–4. doi:10.1029/2004GL021572.
6. Smith M.M., Sholokhova Y., Hao Y., Carroll S.A. CO<sub>2</sub>-induced dissolution of low permeability carbonates. Part I: Characterization and experiments // Adv Water Resour. 2013. Vol. 62. P. 370–387. doi:10.1016/j.advwatres.2013.09.008.
7. Koponen A., Kataja M., Timonen J. Permeability and effective porosity of porous media // Phys Rev E. 1997. Vol. 56, N 3. P. 3319–3325. doi:10.1103/PhysRevE.56.3319.
8. Mavko G., Nur A. The effect of a percolation threshold in the Kozeny-Carman relation // GEOPHYSICS. 1997. Vol. 62, N 5. P. 1480–1482. doi:10.1190/1.1444251.
9. Bernabe Y., Brace W.F., Evans B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite // Mech Mater. 1982. Vol. 1, N 3. P. 173–183. doi:10.1016/0167-6636(82)90010-2.
10. Nishiyama N., Yokoyama T. Permeability of porous media: Role of the critical pore size // J Geophys Res Solid Earth. 2017. Vol. 122, N 9. P. 6955–6971. doi:10.1002/2016JB013793.
11. Elmorsy M., El-Dakhkhni W., Zhao B. Generalizable Permeability Prediction of Digital Porous Media via a Novel Multi-Scale 3D Convolutional Neural Network // Water Resour Res. 2022. Vol. 58, N 3. doi:10.1029/2021WR031454.

12. Tian J., Qi C., Sun Y., Yaseen Z.M., Pham B.T. Permeability prediction of porous media using a combination of computational fluid dynamics and hybrid machine learning methods // *Eng Comput.* 2021. Vol. 37, N 4. P. 3455–3471. doi:10.1007/s00366-020-01012-z.
13. Mohammadian E., Kheirollahi M., Liu B., Ostadhassan M., Sabet M. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogenous carbonate reservoir in Iran // *Sci Rep.* 2022. Vol. 12, N 1. P. 4505. doi:10.1038/s41598-022-08575-5.
14. Rezaee R., Ekundayo J. Permeability Prediction Using Machine Learning Methods for the CO<sub>2</sub> Injectivity of the Precipice Sandstone in Surat Basin, Australia // *Energies.* 2022. Vol. 15, N 6. P. 2053. doi:10.3390/en15062053.
15. Gholami R., Shahraki A.R., Jamali Paghaleh M. Prediction of Hydrocarbon Reservoirs Permeability Using Support Vector Machine // *Math Probl Eng.* 2012. Vol. 2012. P. 1–18. doi:10.1155/2012/670723.
16. Erofeev A., Orlov D., Ryzhov A., Koroteev D. Prediction of Porosity and Permeability Alteration Based on Machine Learning Algorithms // *Transp Porous Media.* 2019. Vol. 128, N 2. P. 677–700. doi:10.1007/s11242-019-01265-3.
17. Tembely M., AlSumaiti A.M., Alameri W. A deep learning perspective on predicting permeability in porous media from network modeling to direct simulation // *Comput Geosci.* 2020. Vol. 24, N 4. P. 1541–1556. doi:10.1007/s10596-020-09963-4.
18. Akasheva Z., Bolysbek D., Assilbekov B. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate // *News Natl Acad Sci Repub Kazakhstan Ser Geol Tech Sci.* 2023. Vol. 1, N 457. P. 20–32. doi:10.32014/2023.2518.256.
19. Shahani N.M., Zheng X., Liu C., Hassan F.U., Li P. Developing an XGBoost Regression Model for Predicting Young's Modulus of Intact Sedimentary Rocks for the Stability of Surface and Subsurface Structures // *Front Earth Sci.* 2021. Vol. 9. doi:10.3389/feart.2021.761990.
20. Hameed M.M., AlOmar M.K., Khaleel F., Al-Ansari N. An Extra Tree Regression Model for Discharge Coefficient Prediction: Novel, Practical Applications in the Hydraulic Sector and Future Research Directions // *Math Probl Eng.* 2021. P. 1–19. doi:10.1155/2021/7001710.

## REFERENCES

1. Carman PC. Fluid flow through granular beds. *Chem Eng Res Des.* 1997;75:S32–S48. doi:10.1016/S0263-8762(97)80003-2.
2. Eichheimer P, Thielmann M, Fujita W, et al. Combined numerical and experimental study of microstructure and permeability in porous granular media. *Solid Earth.* 2020;11(3):1079–1095. doi:10.5194/se-11-1079-2020.
3. Mostaghimi P, Blunt MJ, Bijeljic B. Computations of Absolute Permeability on Micro-CT Images. *Math Geosci.* 2013;45(1):103–125. doi:10.1007/s11004-012-9431-4.
4. Luquot L, Rodriguez O, Gouze P. Experimental Characterization of Porosity Structure and Transport Property Changes in Limestone Undergoing Different Dissolution Regimes. *Transp Porous Media.* 2014;101(3):507–532. doi:10.1007/s11242-013-0257-4.
5. Noiriell C, Gouze P, Bernard D. Investigation of porosity and permeability effects from microstructure changes during limestone dissolution. *Geophys Res Lett.* 2004;31(24):1–4. doi:10.1029/2004GL021572.
6. Smith MM, Sholokhova Y, Hao Y, Carroll SA. CO<sub>2</sub>-induced dissolution of low permeability carbonates. Part I: Characterization and experiments. *Adv Water Resour.* 2013;62:370–387. doi:10.1016/j.advwatres.2013.09.008.
7. Koponen A, Kataja M, Timonen J. Permeability and effective porosity of porous media. *Phys Rev E.* 1997;56(3):3319–3325. doi:10.1103/PhysRevE.56.3319.
8. Mavko G, Nur A. The effect of a percolation threshold in the Kozeny-Carman relation. *GEOPHYSICS.* 1997;62(5):1480–1482. doi:10.1190/1.1444251.
9. Bernabe Y, Brace WF, Evans B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite. *Mech Mater.* 1982;1(3):173–183. doi:10.1016/0167-6636(82)90010-2.
10. Nishiyama N, Yokoyama T. Permeability of porous media: Role of the critical pore size. *J Geophys Res Solid Earth.* 2017;122(9):6955–6971. doi:10.1002/2016JB013793.
11. Elmorsy M, El-Dakhkhni W, Zhao B. Generalizable Permeability Prediction of Digital Porous Media via a Novel Multi-Scale 3D Convolutional Neural Network. *Water Resour Res.* 2022;58(3). doi:10.1029/2021WR031454.
12. Tian J, Qi C, Sun Y, Yaseen ZM, Pham BT. Permeability prediction of porous media using a combination of computational fluid dynamics and hybrid machine learning methods. *Eng Comput.* 2021;37(4):3455–3471. doi:10.1007/s00366-020-01012-z.
13. Mohammadian E, Kheirollahi M, Liu B, Ostadhassan M, Sabet M. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogenous carbonate reservoir in Iran. *Sci Rep.* 2022;12(1):4505. doi:10.1038/s41598-022-08575-5.

14. Rezaee R, Ekundayo J. Permeability Prediction Using Machine Learning Methods for the CO<sub>2</sub> Injectivity of the Precipice Sandstone in Surat Basin, Australia. *Energies*. 2022;15(6):2053. doi:10.3390/en15062053.

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

16. Erofeev A, Orlov D, Ryzhov A, Koroteev D. Prediction of Porosity and Permeability Alteration Based on Machine Learning Algorithms. *Transp Porous Media*. 2019;128(2):677–700. doi:10.1007/s11242-019-01265-3.

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

18. Akasheva Z, Bolysbek D, Assilbekov B. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate. *News Natl Acad Sci Repub Kazakhstan Ser Geol Tech Sci*. 2023;1(457):20–32. doi:10.32014/2023.2518-170X.256.

19. Shahani NM, Zheng X, Liu C, Hassan FU, Li P. Developing an XGBoost Regression Model for Predicting Young's Modulus of Intact Sedimentary Rocks for the Stability of Surface and Subsurface Structures. *Front Earth Sci*. 2021;9. doi:10.3389/feart.2021.761990.

20. Hameed MM, AlOmar MK, Khaleel F, Al-Ansari N. An Extra Tree Regression Model for Discharge Coefficient Prediction: Novel, Practical Applications in the Hydraulic Sector and Future Research Directions. Armaghani D, ed. *Math Probl Eng*. 2021;2021:1–19. doi:10.1155/2021/7001710.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Асилбеков Бакытжан Калжанович**  
PhD, ORCID 0000-0002-0368-0131  
e-mail: [assibekov.b@gmail.com](mailto:assibekov.b@gmail.com).

**Қалжанов Нұрлыхан Ерланұлы**  
ORCID 0009-0008-5776-0971  
e-mail: [nurkal022@gmail.com](mailto:nurkal022@gmail.com).

**\*Болысбек Дәрежат Абілсеитұлы**  
ORCID 0000-0001-8936-3921  
e-mail: [bolysbek.darezhat@gmail.com](mailto:bolysbek.darezhat@gmail.com).

**Узбекалиев Кенбой Шералиугли**  
ORCID 0009-0000-6917-4963  
e-mail: [kzkenbai@gmail.com](mailto:kzkenbai@gmail.com).

**Бекбау Бақберген Ермекбайұлы**  
PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626  
e-mail: [bakbergen@gmail.com](mailto:bakbergen@gmail.com).

**Кульджабеков Алибек Бахиджанович**  
PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463  
e-mail: [alibek.kuljabekov@gmail.com](mailto:alibek.kuljabekov@gmail.com).

## AUTHORS' INFO

**Bakytzhan K. Assilbekov**  
PhD, ORCID 0000-0002-0368-0131  
e-mail: [assibekov.b@gmail.com](mailto:assibekov.b@gmail.com).

**Nurlykhan Ye. Kalzhanov**  
ORCID 0009-0008-5776-0971  
e-mail: [nurkal022@gmail.com](mailto:nurkal022@gmail.com).

**\*Darezhat A. Bolysbek**  
ORCID 0000-0001-8936-3921  
e-mail: [bolysbek.darezhat@gmail.com](mailto:bolysbek.darezhat@gmail.com).

**Kenboy Sh. Uzbekaliyev**  
ORCID 0009-0000-6917-4963  
e-mail: [kzkenbai@gmail.com](mailto:kzkenbai@gmail.com).

**Bakbergen Ye. Bekbau**  
PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626  
e-mail: [bakbergen@gmail.com](mailto:bakbergen@gmail.com).

**Alibek B. Kuljabekov**  
PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463  
e-mail: [alibek.kuljabekov@gmail.com](mailto:alibek.kuljabekov@gmail.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



УДК 004.424.62  
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>

Получена: 20.04.2023.

Одобрена: 24.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Прогноз обводнённости новых скважин с помощью машинного обучения

А.Е. Ибраев, Г.С. Камариденова, Б.А. Балуанов, А.С. Елемесов

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Бурение новых скважин относится к одним из наиболее эффективных геолого-технических мероприятий. На зрелых месторождениях, характеризующихся высокой выработкой запасов и обводнённостью, подбор проектных точек для бурения является сложной задачей. Прогнозирование параметров новых скважин возможно с помощью применения геолого-гидродинамических моделей либо аналитических методов. В данной работе авторами предложено использование алгоритмов машинного обучения для прогноза пусковых параметров новых скважин на основе обширного набора геологических и промысловых данных.

**Цель.** В статье приведено описание процесса разработки алгоритмов машинного обучения и продемонстрированы показатели эффективности комплексной модели. В рамках данной работы выполнено апробирование алгоритмов машинного обучения для прогноза пусковой обводнённости потенциальных кандидатов.

**Материалы и методы.** В рамках данной работы были применены различные методы машинного обучения на геолого-технических промысловых данных.

**Результаты.** Разработанная комплексная модель показала приемлемые результаты сходимости на основе метрик классификации и регрессии, что говорит о её применимости для прогноза пусковой обводнённости проектных скважин.

**Заключение.** Данный метод прогнозирования показателей является альтернативным инструментом прогноза пусковой обводнённости новых скважин, позволяющим уточнить и дополнить прогнозные параметры, рассчитанные с помощью геолого-гидродинамической модели или эмпирических зависимостей пусковой обводнённости новых скважин от геологических параметров.

**Ключевые слова:** бурение новых скважин, прогноз обводнённости, распределение, датасет, препроцессинг данных, машинное обучение, оценка эффективности.

#### Как цитировать:

Ибраев А.Е., Камариденова Г.С., Балуанов Б.А., Елемесов А.С. Прогноз обводнённости новых скважин с помощью машинного обучения // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 20–34. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>.

UDC 004.424.62  
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>

Received: 20.04.2023.

Accepted: 24.08.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## Original article

### New well water cut prediction using machine learning

**Aktan Ye. Ibrayev, Gaukhar S. Kamaridenova, Bakytzhan A. Baluanov,  
Azamat S. Yelemessov**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ANNOTATION

**Background:** The drilling of new wells is one of the most effective geological and technical activities. In mature fields characterized by high production of reserves and high water availability, the selection of design points for drilling is a difficult task. Forecasting the parameters of new wells is possible by using geological and hydrodynamic models or analytical methods. In this paper, the authors propose the use of machine learning algorithms to predict the initial parameters of new wells based on an extensive set of geological and field data.

**Aim:** The article describes the process of developing machine learning algorithms and demonstrates the performance indicators of a complex model. As part of this work, testing of machine learning algorithms was performed to predict the start-up water cut of potential candidates.

**Materials and methods:** Within the framework of this work, various machine learning methods were applied on geological and technical field data.

**Results:** The developed complex model showed acceptable convergence results based on classification and regression metrics, which indicates its applicability for predicting the start-up water cut of project wells.

**Conclusion:** This method of predicting indicators is an alternative tool for predicting the start-up water cut of new wells, which makes it possible to clarify and supplement the forecast parameters calculated using a geological and hydrodynamic model or empirical dependencies of the initial water cut of new wells on geological parameters.

**Keywords:** *drilling of new wells, water cut forecast, distribution, dataset, data preprocessing, machine learning, performance evaluation.*

#### To cite this article:

Ibrayev AY, Kamaridenova GS, Baluanov BA, Yelemessov AS. New well water cut prediction using machine learning. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):20–34. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>.

ӨОЖ 004.424.62

ҒТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>

Қабылданды: 20.04.2023.

Мақұлданды: 24.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Түпұнса зерттеу

### Машиналық оқыту көмегімен жаңа ұңғымалардың сулануын болжау

А.Е. Ібраев, Г.С. Қамариденова, Б.А. Балуанов, А.С. Елемесов

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Жаңа ұңғымаларды бұрғылау ең тиімді геологиялық-техникалық шаралардың біріне жатады. Қорлардың жоғары өндірілуімен және сулануымен сипатталатын жетілген кен орындарында бұрғылау үшін жобалау нүктелерін таңдау қиын міндет болып табылады. Жаңа ұңғымалардың көрсеткіштерін болжау геологиялық-гидродинамикалық модельдерді немесе аналитикалық әдістерді қолдану арқылы мүмкін болады. Бұл жұмыста авторлар геологиялық және кәсіптік деректердің кең жиынтығы негізінде жаңа ұңғымалардың іске қосу параметрлерін болжау үшін машиналық оқыту алгоритмдерін қолдануды ұсынды.

**Мақсаты.** Мақалада машиналық оқыту алгоритмдерін жасау процесі сипатталған және күрделі модельдің өнімділік көрсеткіштері көрсетілген. Осы жұмыстың бір бөлігі ретінде әлеуетті үміткерлердің іске қосу сулануын болжау үшін машиналық оқыту алгоритмдерін тестілеу жүргізілді.

**Материалдар мен әдістер.** Бұл жұмыс аясында геологиялық-техникалық кәсіптік деректерге әртүрлі машиналық оқыту әдістері қолданылды.

**Нәтижелері.** Өзірленген интеграцияланған модель топтастыру және регрессия көрсеткіштеріне негізделген конвергенцияның қолайлы нәтижелерін көрсетті, бұл оның жобалық ұңғымаларды іске қосу сулануының болжау үшін қолдану мүмкіндігін көрсетеді.

**Қорытынды.** Көрсеткіштерді болжаудың бұл әдісі геологиялық-гидродинамикалық модельдің немесе жаңа ұңғымалардың іске қосу сулануының геологиялық көрсеткіштеріне эмпирикалық тәуелділіктерінің көмегімен есептелген болжамды көрсеткіштерді нақтылауға және толықтыруға мүмкіндік беретін жаңа ұңғымалардың іске қосу сулануын болжаудың балама құралы болып табылады.

**Негізгі сөздер:** жаңа ұңғымаларды бұрғылау, сулануды болжау, тарату, деректер жинағы, деректерді алдын ала өңдеу, машиналық оқыту, тиімділікті бағалау.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Ібраев А.Е., Камариденова Г.С., Балуанов Б.А., Елемесов А.С. Машиналық оқыту көмегімен жаңа ұңғымалардың сулануын болжау // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 20–34 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108642>.

## Введение

Для месторождений, на которых не применяются геолого-гидродинамические модели (далее – ГГДМ), расчёт пусковой обводнённости проектных скважин ведётся эмпирическим путём. Инженеры анализируют обширный набор параметров, чтобы выбрать подходящую зону для бурения. В результате экспертного анализа собранной информации геологи и разработчики оценивают начальную обводнённость проектной точки.

Такой метод несёт в себе риски ошибки из-за влияния человеческого фактора и невозможности полного охвата входных параметров. В этой связи возникла идея создания алгоритма для прогноза пусковой обводнённости новых скважин. Применение алгоритма вместо экспертной оценки позволит использовать единый подход для каждой зоны и минимизировать влияние человеческого фактора.

Для поиска решения авторы собрали массив данных по добыче, геологии и геофизике, который позволил бы рассчитать обводнённость с помощью общепринятых формул либо выявить эмпирические зависимости между обводнённостью и геолого-техническими параметрами.

Обводнённость напрямую зависит от нефтенасыщенности пласта, но при сборе геологической информации не было обнаружено представительных по объёму источников текущей насыщенности. На момент подготовки алгоритма имеющаяся ГГДМ обновлялась более 5 лет назад. Анализ результатов интерпретации геофизических исследований (далее – РИГИС) новых скважин показал, что обводнённость коррелируется с насыщенностью (рис. 1), но собранных материалов РИГИС недостаточно для масштабирования. Экстраполяция значений насыщенности на всю площадь залежи на основе немногочисленных данных РИГИС по скважинам, пробуренным за последние 3–5 лет, неизбежно приведет к значительным ошибкам из-за того, что скважины расположены неравномерно на объектах и площади нефтеносности очень велики.

Из-за отсутствия возможности масштабирования имеющейся информации использование общепринятых формул оказалось невозможным. Далее авторы предприняли попытки поиска эмпирических зависимостей обводнённости от геолого-физических параметров.

Данные на рис. 2–3 свидетельствуют о слабой корреляции обводнённости от одной переменной, а в некоторых случаях указывают на обратную корреляцию обводнённости от входных переменных, что го-

ворит о невозможности применения данных зависимостей для всех объектов без исключения. В связи с этим дальнейшие попытки обнаружения эмпирических зависимостей были прекращены.

## Литературный обзор

В работе [1] обсуждаются методы интеграции физических традиционных методов прогнозирования добычи, таких как анализ кривых падения (далее – DCA), и автоматическое применение машинного обучения для подбора и сопоставления данных. Авторы отмечают, что одним из недостатков использования машинного обучения при расчёте показателей является то, что алгоритмы могут давать аномальные результаты. Такие нефизические данные вызывают у специалистов скептицизм. В связи с этим авторами было проведено исследование, в котором за основу был взят принятый и проверенный метод анализа кривых падения. Объектом исследования стали 396 горизонтальных скважин месторождения Баккен. Авторы использовали набор данных из открытых источников. При расчёте показателей применялись модификации кривой Арпса: Stretched Exponential Decline Mode, Duong Model, Pan's Combined Capacitance-Resistance Model, Bayesian Neural Ordinary Differential Equation. Каждая модель характеризуется набором коэффициентов, влияющих на результаты расчёта. Для подбора этих коэффициентов применялись методы автоматического машинного обучения, которые самостоятельно выбирают наилучший алгоритм на основе входных данных и целевых переменных. В статье описаны этапы и применяемые методики проведенного исследования. Итоговые комплексные DCA-модели показали хорошие результаты при сопоставлении фактической и расчётной добычи нефти с историей. Авторы пришли к выводу, что машинное обучение можно использовать для создания прогностических моделей с использованием различных параметров. Одним из направлений совершенствования модели является включение в набор признаков геологической информации.

Статья [2] демонстрирует исследование по интеграции DCA, анализ типовых кривых падения (далее – TCM) и результатов численного моделирования пласта. Авторы отмечают, что для зрелых месторождений наиболее распространенной и доступной информацией являются данные по добыче. Эти данные используются в DCA и TCM. Прогноз по кривым падения (далее – PDA) может предоставить приемлемые характеристики резервуара, но у него есть два недостатка: во-первых, для характеристики резервуара

процесс требует данные о забойном или устьевом давлении в дополнение к данным дебита. Данные о забойном или устьевом давлении обычно недоступны на большинстве зрелых месторождений. Во-вторых, методика, позволяющая интегрировать результаты сотен отдельных скважин в связанный анализ всего месторождения или пласта для принятия бизнес-решений, не является частью современного набора инструментов PDA. DCA и TCM были объединены для формирования полного прогноза добычи на основе индивидуальных расчётов для каждой скважины. Общеизвестно, что DCA представляет собой математический метод прогнозирования работы скважины, не имеющий физической основы. Численное моделирование было выполнено с использованием моделирования методом Монте-Карло. Полученные результаты сопоставлены с фактическими данными по 137 скважинам. В этой статье показаны методы интеграции различных методов прогнозирования с численным моделированием.

В работе [3] представлено сравнение результатов прогноза добычи нефти с результатами регрессионного анализа на основе машинного обучения. Авторы выявили сильную корреляцию целевой переменной с технологическими факторами, такими как конструкция скважины и параметры ГРП, на основании которых были построены эмпирические зависимости для расчёта целевой переменной. Также была проведена работа по созданию алгоритма машинного обучения на основе обширной матрицы данных (более 350 параметров) с использованием линейных моделей Лассо из библиотеки `scikit-learn`. На основании ретроспективного анализа можно сделать вывод, что полученные авторами результаты имеют высокую сходимость с фактически производственными данными. Основное влияние на продуктивные характеристики скважин оказывают технологические факторы, характеризующие количественные и качественные параметры жидкостей и пропанта, закачиваемых в пласт при ГРП. Выявлена корреляция между типом жидкости ГРП и величиной стимулированного объема пласта, влияющая на показатели добычи нефти анализируемого фонда. Формируются комплексные параметры, характеризующие добычу нефти скважинами.

Работа [4] посвящена проблеме ранжирования потенциальных кандидатов на уплотняющее бурение по полевым данным. Для этого авторами разработан двухэтапный алгоритм классификации заложенных точек на основе показателей работы скважин в ок-

ружающей среде, а также геологических показателей без использования ГГДМ. Данная работа демонстрирует возможность точного прогнозирования работы скважины без использования моделей пласта, оперируя обширным набором промысловых данных. Стоит отметить, что авторы использовали метод опорных векторов, т.к. входные данные для их задачи показали хорошую взаимную корреляцию.

В статье [5] авторами проведены исследования по рекуррентному прогнозу пластового давления месторождения на основе изменения дебита скважинной жидкости и предыдущих значений замеров пластового давления. В этой статье обсуждается использование машинного обучения для оценки его эффективности и потенциала для определения и прогнозирования значений пластового давления при разработке нефтяных месторождений в сравнении с традиционными статистическими моделями. Были применены два метода: метод линейной регрессии и модель случайного леса. Результаты работы показали необходимость контроля замеров давления для исключения выбросов и привлечения специалистов для корректировки моделей. Предлагается новый метод прогнозирования пластового давления с помощью машинного обучения, основанный на непараметрической многомерной модели, связывающей работу скважины с течением времени. Предлагаемый метод учитывает динамику показателей, характеризующих работу скважин, а прогнозируемое пластовое давление хорошо коррелирует со значениями, измеренными с помощью гидродинамических исследований скважин.

Авторы статьи [6] разработали прикладной инструмент для экспресс-оценки темпов падения добычи на основе минимального набора исходных данных. В статье описан новый метод прогнозирования кривых падения проектных скважин. Метод основан на интеграции ручной группировки кривых спада и применении алгоритмов машинного обучения. Машинное обучение позволяет находить скрытые связи между функциями и выводом. Статья включает анализ кривых падения для двух типов заканчивания скважин: горизонтальных и наклонных, который показывает, что горизонтальные скважины более эффективны, чем наклонные. Представлен критерий оценки достаточности данных, проведено сравнение с расчётами темпов снижения по Арпсу и оценена производительность двух алгоритмов машинного обучения.

В статье [7] предложены алгоритмы прогнозирования обводнённости новых скважин по данным геофизических исследований.

Анализ корреляции между данными ГИС и обводнённостью не выявил видимых закономерностей. Были изучены четыре метода генерации признаков для набора данных, а также четыре метода классификации (деревья решений, случайный лес, градиентное повышение и нейронные сети). Все методы показали схожие результаты. На наборе данных по результатам интерпретации ГИС были обучены классификаторы, которые показали высокую степень точности прогнозов на контрольных данных, но использование фактических данных не дало результатов.

В статье [8] рассматривается возможность использования аналого-статистических методов при прогнозировании обводнённости добывающих скважин с учетом влияния геолого-технологических показателей. Несмотря на свои широкие возможности, методы моделирования разработки нефтегазовых месторождений, основанные на построении ГГДМ, зачастую требуют неоправданно больших финансовых и временных затрат. Для задач проектирования подходит разработка надёжных статистических оценок, позволяющих контролировать текущую нефтеотдачу. Кроме того, статистические оценки более устойчивы к ошибкам в информации, чем методы моделирования разработки месторождений. Одним из ключевых звеньев является построение для аналогов моделей модифицированных зависимостей обводнённости продукции скважин от степени извлечения извлекаемых запасов нефти.

Таким образом, основываясь на результатах рассмотренных научных работ, была предложена гипотеза о том, что для прогноза обводнённости проектных точек возможно применение алгоритмов машинного обучения. Новизна предложенного в данной статье подхода заключается в том, что в отличие от работы [7] в качестве параметров модели были использованы данные по добыче и соседним скважинам, а не геофизические данные, которые отсутствуют на момент заложения проектных точек. Результаты работы [1] обусловили необходимость проверки корректности входных данных, подаваемых для обучения моделей, и целесообразность применения параметров, которые имеют непосредственное влияние на прогнозную обводнённость скважин. Также рассмотренные работы повлияли на дальнейший выбор применяемых в данном исследовании алгоритмов машинного обучения.

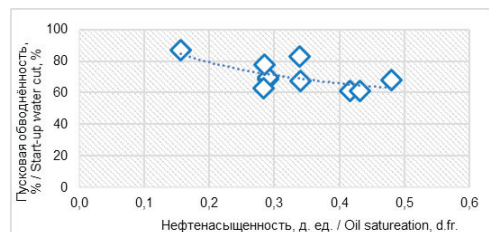
### Выбор алгоритмов машинного обучения

Большое количество разнородных и взаимосвязанных данных навело на идею

тестирования алгоритмов машинного обучения для решения поставленной задачи. Машинное обучение – это класс методов искусственного интеллекта, характерной чертой которых является не прямое решение задачи, а обучение за счёт применения решений множества сходных задач. Для построения таких методов используются средства математической статистики, численных методов, математического анализа, методов оптимизации, теории вероятности, теории графов, различные техники работы с данными в цифровой форме. Существует две классические задачи, решаемые с помощью машинного обучения, – классификация и регрессия.

Задача классификации – задача, в которой имеется множество объектов (ситуаций), разделённых некоторым образом на классы. Задано конечное множество объектов, для которых известно, к каким классам они относятся. Это множество называется выборкой. Классовая принадлежность остальных объектов неизвестна. Требуется построить алгоритм, способный классифицировать произвольный объект из исходного множества.

Регрессионный анализ – набор статистических методов исследования влияния одной или нескольких независимых переменных на зависимую переменную. Терминология зависимых и независимых переменных отражает лишь математическую зависимость переменных, а не причинно-следственные отношения.



**Рисунок 1. Зависимость пусковой обводнённости от нефтенасыщенности**  
**Figure 1. Dependence of start-up water cut on oil saturation**

Для решения задачи авторы выбрали алгоритмы Random forest, заключающиеся в использовании комитета (ансамбля) решающих «деревьев» (подмоделей, обученных на больших частях набора данных). Схема работы Random Forest представлена на рис. 4.

Алгоритм применяется для задач классификации, регрессии и кластеризации. Алгоритм Random forest сочетает в себе две основные идеи: метод бэггинга и метод случайных подпространств. Метод бэггинга подразумевает под собой параллельное



обучение на многочисленных частях данных и выбор лучшего результата путём осреднения полученных результатов. Метод случайных подпространств означает обучение на частях данных, которые выбираются случайным образом. Комбинация методов повышает стабильность и точность алгоритмов обучения.

Основная идея заключается в использовании большого ансамбля решающих деревьев, каждое из которых само по себе даёт невысокое качество классификации, но за счёт большого количества результат получается достоверным. Алгоритмы Random forest обладают следующими преимуществами:

- способность эффективно обрабатывать данные с большим числом признаков и классов;
- нечувствительность к масштабированию значений признаков;
- одинаково хорошо обрабатываются как непрерывные, так и дискретные признаки;
- существуют методы оценивания значимости отдельных признаков в модели.

Для создания модели машинного обучения необходим обширный массив параметров описываемой среды – датасет. В качестве параметров модели использованы такие геолого-физические характеристики, которые описывали бы состояние среды в точках, где отсутствуют скважинные данные. Это означает, что в модель не закладываются значения параметров из РИГИС по одной конкретной скважине, геолого-технические мероприятия, техническое состояние скважины, т.к. такие значения для проектной точки отсутствуют. Поэтому каждая точка характеризуется текущими и накопленными показателями окружения [1] и значениями параметров с геологических карт. Для обучения модели сформирован датасет по ежемесячному действующему фонду скважин, в котором для всех скважин все параметры рассчитывались на каждый календарный месяц в период 2019–2021 гг. Таким образом, итоговый датасет содержит 230 тыс. строк, каждая из которых характеризуется 23 параметрами. В датасете представлены данные по более чем 3 тыс. добывающих скважин по таким параметрам, как накопленная добыча нефти и жидкости, накопленное отработанное время, накопленная и текущая закачка соседних нагнетательных скважин, взаимное расположение скважин и контуров нефтеносности, эксплуатируемый объект, начальные нефтенасыщенные толщины, текущая минерализация пластовой воды и др.

Необходимо отметить, что алгоритмы Random forest автоматически оценивают значимость отдельных признаков и не используют в расчётах нерелевантные параметры.

## Обработка данных и разработка моделей

Перед началом расчётов на модели исходные данные прошли предварительную обработку, которая включает в себя отбраковку выбросов по обводнённости и дебитам жидкости и последующее преобразование параметров для нормализации распределения.

На первом этапе обработки из датасета исключены точки с аномальными значениями обводнённости. Рис. 5 отображает распределение обводнённости в датасете в виде диаграммы разброса (или «ящика с усами»). На диаграмме выбросы рисуются точками выше и ниже «усов».

Минимальное значение для исключения выбросов определялось на основе значений интерквантильного размаха согласно формуле (1):

$$lower\_threshold = Q_{25} - 1,5 \times IQR \quad (1)$$

где  $lower\_threshold$  – минимальное значение обводнённости в выборке;  $Q_{25}$  – 25-й перцентиль выборки;  $IQR$  – интерквантильный размах выборки, который, в свою очередь, рассчитывается по формуле (2):

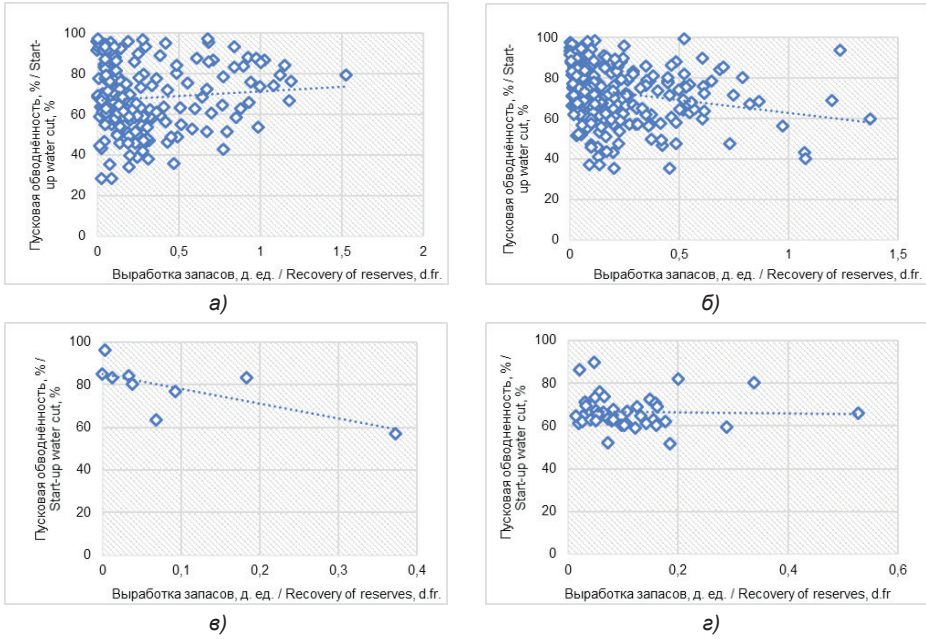
$$IQR = Q_{75} - Q_{25} \quad (2)$$

где  $Q_{75}$  – 75-й перцентиль выборки.

После отбраковки выбросов по обводнённости из датасета исключались точки, которые лежат за пределами доверительного интервала, рассчитанного на основе средних дебитов жидкости по окружению (рис. 6). Ширина доверительного интервала равна 2 среднеквадратическим отклонениям.

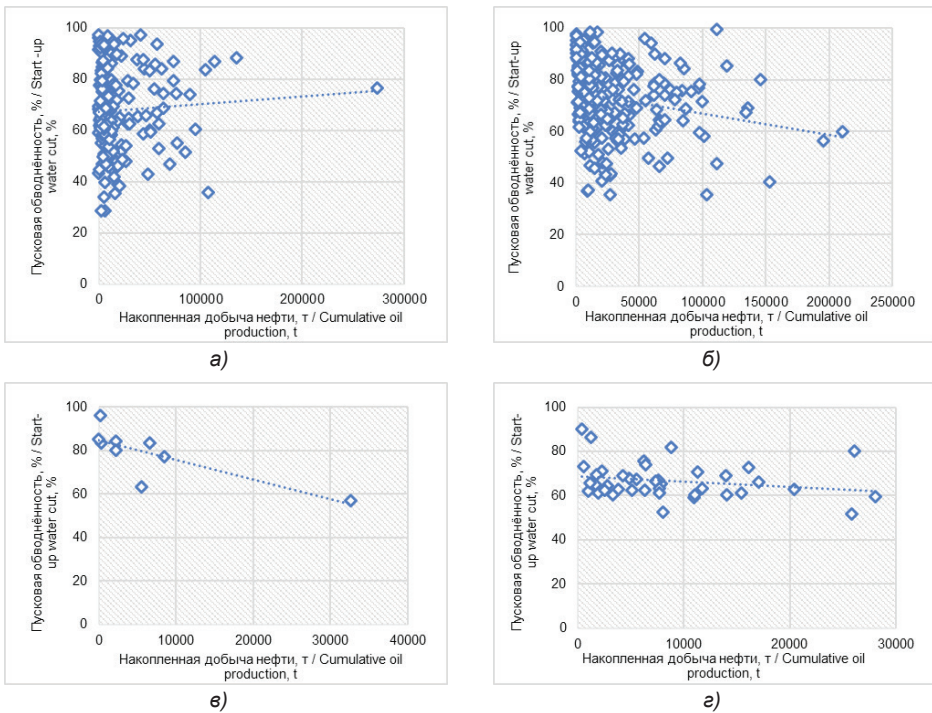
Параметры в датасете характеризуются асимметричными гистограммами распределений. Для повышения точности модели датасет преобразовали с помощью пакета PowerTransformer из библиотеки scikit-learn. На рис. 7 представлен пример преобразования массива по накопленной добыче нефти. Преобразование данных повышает степень различия параметров в датасетах, чтобы алгоритм отчетливо дифференцировал точки при обучении модели.

Для расчётов авторы разработали комплексную модель. Целевая переменная модели – пусковая обводнённость. На первом этапе обработанный датасет проходит через классификатор RandomForestClassifier, который делит скважины на два класса. Во втором этапе для каждого класса регрессор RandomForestRegressor предсказывает дискретное значение целевой переменной (рис. 8).



**Рисунок 2. Зависимость пусковой обводнённости от выработки запасов**  
**Figure 2. Dependence of initial water cut on oil recovery**

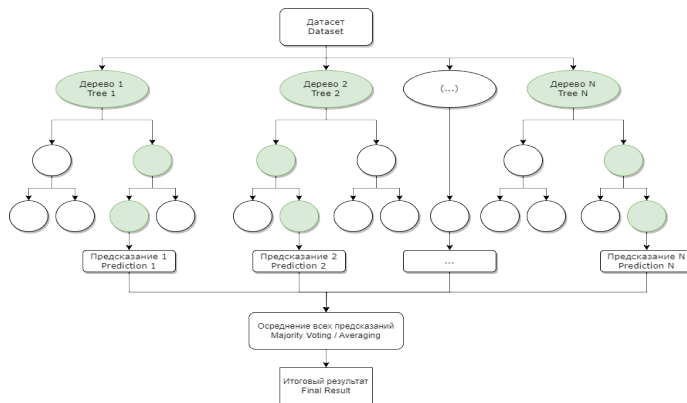
а) 13 горизонт / Horizon 13; б) 14 горизонт / Horizon 14; в) 19 горизонт / Horizon 19;  
 г) 20 горизонт / Horizon 20



**Рисунок 3. Зависимость пусковой обводнённости от накопленной добычи**  
**Figure 3. Dependence of initial water cut on cumulative oil production**

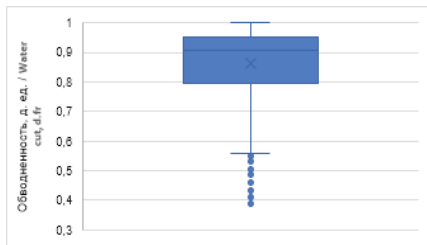
а) 13 горизонт / Horizon 13; б) 14 горизонт / Horizon 14; в) 19 горизонт / Horizon 19;  
 г) 20 горизонт / Horizon 20





**Рисунок 4. Схематическое описание алгоритма Random forest**  
**Figure 4. Random forest algorithm scheme**

Для валидации результатов модели проводилась процедура разделения датасета на тренировочную и тестовую выборки с помощью программного пакета `train_test_split`. Массив со значениями параметров делится случайным образом. Модель обучается на тренировочной выборке, а оценка эффективности проводится на тестовой выборке, которая не применялась для обучения.



**Рисунок 5. Распределение значений обводнённости**  
**Figure 5. Water cut values distribution**

При обучении модели возможны случаи, когда качество модели на обучающей выборке существенно превосходит качество модели на тестовой выборке. Построенная модель хорошо объясняет примеры из тренировочной выборки, но относительно плохо работает на примерах из тестовой выборки. Модель запоминает все возможные примеры вместо того, чтобы научиться подмечать особенности. Такое явление называется переобучением.

Для недопущения переобучения модели применяется метод перекрестной проверки Cross-Validation и подбираются гиперпараметры с помощью функции `GridSearchCV`. При оценке модели датасет разбивается на  $k$  частей. Затем модель обучается на  $k-1$  частях, а оставшаяся часть используется для тестирования. Процедура повторяется  $k$  раз; в итоге каждая из  $k$  частей датасета

используется для тестирования. В результате получается оценка эффективности выбранной модели с равномерным использованием данных. При этом модель обучается для каждого из заданных значений гиперпараметров. Для условий данной задачи выполнялся подбор числа деревьев в «лесу» ( $n\_estimators$ ), минимального числа объектов в простейшем элементе модели ( $min\_samples\_leaf$ ), максимальной глубины дерева решений ( $max\_depth$ ). Схема обучения модели представлена на рис. 9.

Значения целевой переменной в датасете распределяются асимметрично (рис. 10). Если разделить тренировочный датасет по арифметическому среднему значению целевой переменной, то возникнет дисбаланс количества точек в классах. Это приведет к тому, что классификатор будет склонен предсказывать наиболее представительный класс. По этой причине при обучении классификатора датасет делится на два класса с одинаковым количеством точек в каждом классе, используя медианное значение целевой переменной. Такое деление позволяет сбалансированно разделить датасет на классы и повысить точность предсказания обводнённости.

#### Оценка полученных результатов

Оценка эффективности моделей машинного обучения производилась с помощью следующих метрик:

- для классификатора – метрики *accuracy*, *f1\_score* и *matthews\_correlation\_coefficient* (далее – MCC);
- для регрессора – метрики  $R^2$ , *mean\_absolute\_error* и *mean\_squared\_error*.

Оценка классификатора выполняется на основе матрицы ошибок (Confusion Matrix). Матрица ошибок – это метрика производительности классифицирующей модели (рис. 11) [6]. Согласно данной матрице оценка

проводилась по трём метрикам: accuracy, F1 score и MCC.

Метрика accuracy отображает отношение общего количества верно предсказанных классов ко всему количеству точек в датасете (3):

$$Accuracy = \frac{TP + TN}{P + N} \tag{3}$$

Метрика F1 score позволяет оценить, действительно ли классификатор точен в предсказаниях разных классов либо склонен к предсказанию наиболее представительного класса:

$$F1 = \frac{2TP}{2TP + FP + FN} \tag{4}$$

Метрика Matthews correlation coefficient, или phi coefficient, – это статистическая метрика, которая дает высокий балл только в том

$$MCC = \frac{TP \times TN - FP \times FN}{\sqrt{(TP + FP)(TP + FN)(TN + FP)(TN + FN)}} \tag{5}$$

Метрика R<sup>2</sup> для регрессора представляет собой коэффициент детерминации – долю дисперсии зависимой переменной y, объясняемой рассматриваемой моделью зависимости, т.е. объясняющими переменными x (6):

$$R^2 = 1 - \frac{D[y|x]}{D[x]} \tag{6}$$

Средняя абсолютная ошибка mean\_absolute\_error (далее – MAE) рассчитывается как среднее значение абсолютных разностей между целевыми значениями и прогнозами (7):

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)}{n} \tag{7}$$

Средняя квадратическая ошибка mean\_squared\_error (далее – MSE) в основном измеряет среднеквадратическую ошибку прогнозов (8):

		Предсказанные значения PREDICTED VALUES	
		Позитивные (PP)	Негативные (NN)
Фактические значения Actual values	Позитивные (P)	Истинно позитивные (TP)	Ошибочно негативные (FN)
	Негативные (N)	Ошибочно позитивные (FP)	Истинно негативные (TN)

Рисунок 11. Матрица ошибок  
Figure 11. Confusion matrix

случае, если прогноз даёт хорошие результаты во всех четырёх категориях матрицы ошибок пропорционально как размеру положительных элементов, так и размеру отрицательных элементов в наборе данных [9] (5):

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2 \tag{8}$$

Для оценки эффективности модели выполнены расчёты обводнённости на основе фактических данных работы скважин за январь 2022 г. Представлены оценки по тренировочной и по тестовой выборке. Метрики модели представлены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что классификатор правильно предсказал категорию скважин для 90% точек в тестовой выборке. Регрессор для класса 1 также достиг приемлемых показателей эффективности на обеих выборках. Средняя ошибка при определении целевой переменной на тестовой выборке составила 3%. При этом регрессор для класса 2 переобучился, потому что значение R<sup>2</sup> на тренировочной выборке значительно выше, чем на тестовой выборке. Регрессор для класса 2 не представляет интереса, т.к. отсутствует практическая необходимость точного прогнозирования для высо-

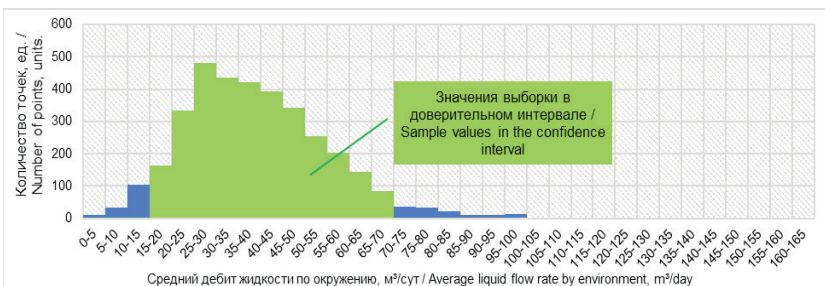
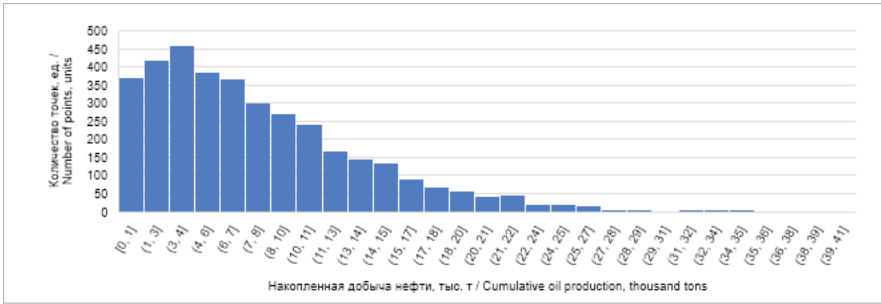
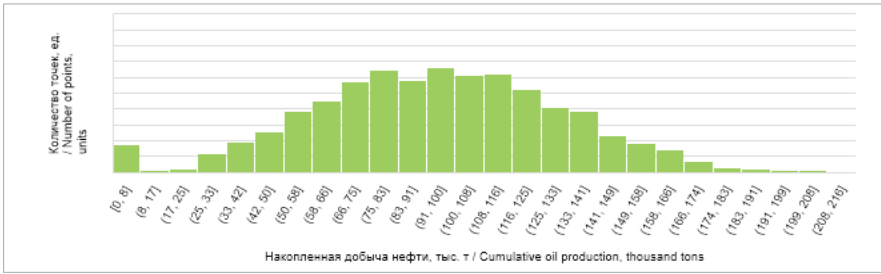


Рисунок 6. Распределение значений средних дебитов жидкости по окружению  
Figure 6. Distribution of average liquid flow rate by environment



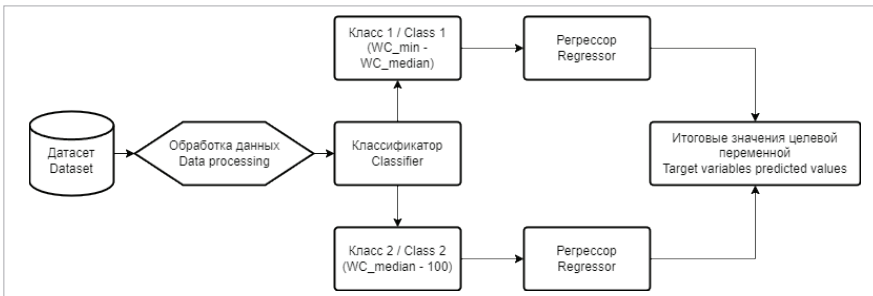
а)



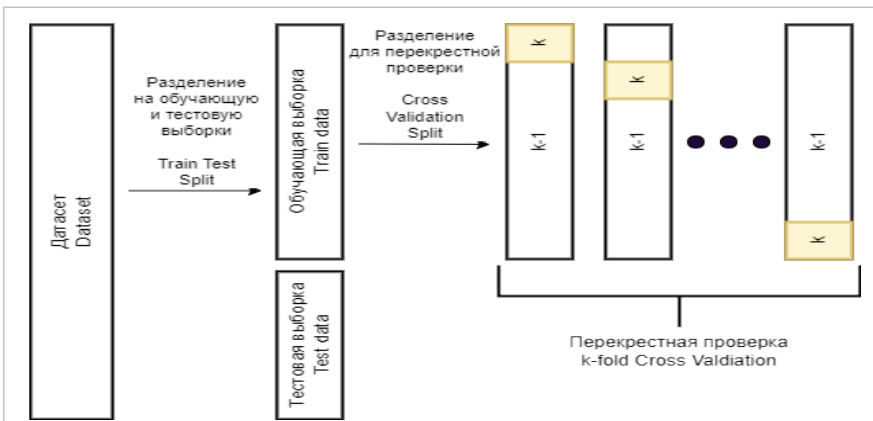
б)

**Рисунок 7. Преобразование данных по накопленной добыче нефти**  
**Figure 7. Cumulative oil production data transformation**

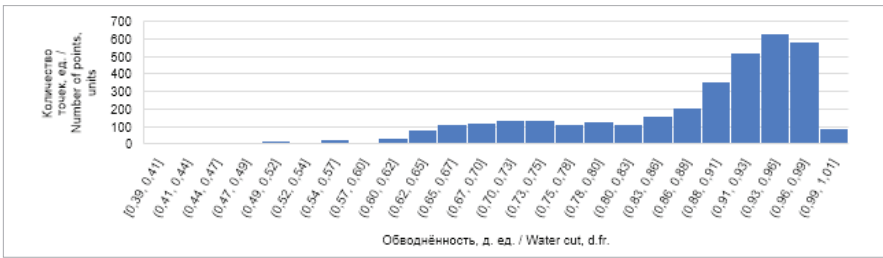
а) исходное распределение / initial distribution; б) преобразованные данные / transformed data



**Рисунок 8. Архитектура модели машинного обучения**  
**Figure 8. ML model architecture**



**Рисунок 9. Схема обучения модели с использованием функций train\_test\_split и GridSearchCV**  
**Figure 9. Model training scheme using train\_test\_split and GridSearchCV functions**



**Рисунок 10. Гистограмма распределения значений обводнённости**  
**Figure 10. Water cut values distribution histogram**

кообводнённых скважин, потому что бурение таких скважин нерентабельно.

**Таблица 1. Оценка эффективности разработанной модели**  
**Table 1. Evaluation of the effectiveness of the developed model**

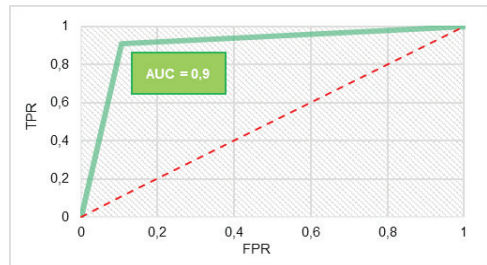
Метрика / Metrics	Тренировочная выборка / Train data	Тестовая выборка / Test data
<b>Классификатор / Classifier</b>		
Accuracy	0,999	0,898
F1 score	0,999	0,897
MCC	0,999	0,797
Границы классов / Class limits	55,9 – 91,8%, 91,8 – 100,0%	
<b>Регрессор для класса 1 / Class 1 regressor (55,9–91,8%)</b>		
R2	0,975	0,818
MAE	0,011	0,030
MSE	0,000254	0,00183
<b>Регрессор для класса 2 / Class 2 regressor (91,8–100,0%)</b>		
R2	0,939	0,554
MAE	0,004	0,011
MSE	0,000026	0,00019

На рис. 12 представлена матрица ошибок по тестовой выборке для разработанного классификатора.

На рис. 13 показана ROC-кривая – график, позволяющий оценить качество бинарной классификации. Этот график отображает соотношение доли объектов от общего количества носителей признака, верно классифицированных как несущие признак (TPR, англ. true positive rate, называемой чувствительностью алгоритма классификации), и доли объектов от общего количества объектов, не несущих признака, ошибочно классифицированных как несущие признак (FPR, англ. false positive rate, величина 1-FPR называется специфичностью алгоритма классификации). Количественная интерпретация ROC даёт показатель AUC (англ. Area Under Curve) — площадь, ограниченная ROC-кривой и осью доли ложных

		Предсказанные значения PREDICTED VALUES	
		Позитивные (PP)	Негативные (NN)
Общая выборка 41012 скважин / Total sampling of 41012 wells.			
Фактические значения Actual values	Позитивные (P)	18309	2197
	Негативные (N)	1889	18617

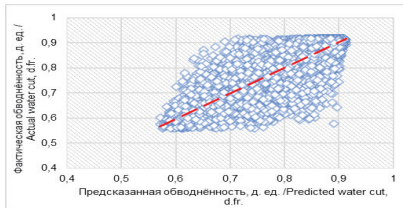
**Рисунок 12. Матрица ошибок разработанного классификатора**  
**Figure 12. Confusion matrix for the developed classifier**



**Рисунок 13. ROC-кривая для разработанного классификатора**  
**Figure 13. ROC-curve for the developed classifier**

положительных классификаций. Чем выше показатель AUC, тем качественнее классификатор, при этом значение 0,5 демонстрирует непригодность выбранного метода классификации (соответствует случайному гаданию). В нашем случае AUC равен 0,9.

На рис. 14 отображено распределение фактических и предсказанных значений обводнённости для скважин в классе 1 (55,9 – 91,8%). Хотя данный график указывает на наличие корреляции между актуальными и расчётными значениями обводнённости, необходимо отметить, что полученные значения сходимости фактических и предсказанных значений на тестовой выборке указывают на необходимость дальнейшей доработки моделей в части процессинга входных данных и расширения возможных параметров моделей.



**Рисунок 14. Значения предсказанной и фактической обводнённости в тестовой выборке**  
**Figure 14. Predicted and actual values of water cut in test data**

Ключевым параметром для оценки эффективности модели для данного исследования была принята метрика MAE, которая для тестовой выборки составила 3% при текущей средней обводнённости на уровне 85–87%. При прогнозе с помощью машинного обучения средняя ошибка получилась ниже значения ошибок при прогнозировании обводнённости на основе экспертного анализа.

Аналогичные расчёты для последующих месяцев показали схожие цифры по эффективности, что говорит о стабильности модели и воспроизводимости расчётов в разные временные периоды.

### Выводы

1. Предложенный метод прогнозирования показателей позволяет уточнить и дополнить прогнозные параметры, рассчитанные с помощью ГГДМ или эмпирических зависимостей.

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ибраев А.Е. – проведение исследования, написание рукописи, Камариденова Г.С. – проверка результатов, редактирование рукописи, Балуюнов Б.А. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования, Елемесов А.С. – концепция исследования, проверка результатов.

2. Анализ информации по геологии и разработке показал отсутствие статистически надёжных и достаточных для применения эмпирических зависимостей пусковой обводнённости новых скважин от геологических параметров для выбранного месторождения. Некоторые из зависимостей показали отрицательную корреляцию между обводнённостью и величиной остаточных запасов.

3. Анализ результатов интерпретации геофизических исследований новых скважин показал, что обводнённость коррелируется с насыщенностью, но имеющихся материалов недостаточно для масштабирования на все объекты месторождения для решения поставленной задачи.

4. Наличие обширного массива данных по историческим показателям работы скважин позволяет применить методы машинного обучения.

5. Разработанная комплексная модель показала приемлемые уровни эффективности на основе метрик классификации и регрессии, что говорит о её применимости для прогноза пусковой обводнённости проектных скважин.

6. Основываясь на полученных результатах, стоит отметить, что модели требуют доработки в части обработки входных данных для улучшения сходимости фактических и предсказанных значений.

7. Предложенный метод минимизирует вклад человеческого фактора и делает возможным автоматизацию прогноза обводнённости в программных решениях.

### 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: Aktan Ye. Ibrayev – conduction of the study, writing of the manuscript; Gaukhar S. Kamaridenova – quality check, revision of the manuscript; Bakytzhan A. Baluanov – acquisition, analysis, interpretation of data for the study; Azamat S. Yelemessov – conception of the study, quality check.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Tadjer A., Hong A., Bratvold R. Bayesian Deep Decline Curve Analysis: A New Approach for Well Oil Production Modeling and Forecasting // *SPE Res Eval & Eng.* 2022. Vol. 25. P. 568–582. doi:10.2118/209616-PA.
2. Gaskari R., Mohaghegh S.D., Jalali J. An Integrated Technique for Production Data Analysis (PDA) With Application to Mature Fields // *SPE Prod & Oper.* 2007. Vol. 22. P. 403–416. doi:10.2118/100562-PA.
3. Шевчук Т.Н., Кашников О.Ю., Мезенцева М.А., и др. Прогноз показателей добычи из пластов баженовской свиты на основе статистических зависимостей и методов машинного обучения // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.* 2020. №4(18). С. 63–68. doi:10.7868/S2587739920040096.
4. Колесов В.В., Курганов Д.В. Расчёт рейтинга скважин-кандидатов при уплотняющем бурении с помощью машинного обучения промысловых данных (метод опорных векторов) // *Вестник Самарского Государственного технического университета. Серия «Технические науки».* 2019. №1 (61).
5. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Захаров Л.А., Шадров Т.А. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.* 2021. Т. 332, № 10. С. 140–149. doi:10.18799/24131830/2021/10/3401.
6. Габитова С.И., Давлетбакова Л.А., Климов В.Ю., и др. Методика прогнозирования темпов падения нефти проектных скважин на основе алгоритма машинного обучения // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.* 2020. №4(18). С. 69–74. doi:10.7868/S2587739920040102.
7. Еникеев М.Р., Фазлытдинов М.Ф., Еникеева Л.В., Губайдуллин И.М. Прогноз обводнённости на проектируемых к бурению скважинах методами машинного обучения // *Сборник трудов ИТНТ-2019: V междунар. конф. и молодеж. шк. «Информ. технологии и нанотехнологии» (ITNT-2019).* 2019. Т. 4. С. 434–444.
8. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Прогноз обводнённости продукции добывающих скважин пермского края с применением аналого-статистических методов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, Нефтяная и газовая промышленность.* 2011. Т. 10, №1. С. 76–84.
9. Chicco D., Jurman G. The advantages of the Matthews correlation coefficient (MCC) over F1 score and accuracy in binary classification evaluation // *BMC Genomics.* 2020. Vol. 6. doi:10.1186/s12864-019-6413-7.

## REFERENCES

1. Tadjer A, Hong A, Bratvold R. Bayesian Deep Decline Curve Analysis: A New Approach for Well Oil Production Modeling and Forecasting. *SPE Res Eval & Eng.* 2022;25:568–582. doi:10.2118/209616-PA.
2. Gaskari R, Mohaghegh SD, Jalali J. An Integrated Technique for Production Data Analysis (PDA) With Application to Mature Fields. *SPE Prod & Oper.* 2007;22:403–416. doi:10.2118/100562-PA.
3. Shevchuk TN, Kashnikov OY, Mezentseva MA, et al. Production Forecast for Bazhen Formation Reservoirs on the Basis of Statistical Analyses and Machine Learning Techniques. *PRONEFT. Professionally no o nefiti.* 2020;4(18):63–68. doi:10.7868/S2587739920040096. (In Russ).
4. Kolesov VV, Kurganov DV. Well Ranking for In-Fill Drilling Using Machine Learning with Production and Geological Data. *Vestnik of Samara State Technical University (Technical Sciences Series).* 2019;1(61). (In Russ).
5. Martyushev DA, Ponomareva IN, Zakharov LA, Shadrov TA. Application of Machine Learning for Forecasting Formation Pressure in Oil Field Development. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering.* 2021;332(10):140–149. doi:10.18799/24131830/2021/10/3401. (In Russ).
6. Gabitova SI, Davletbakova SA, Klimov VY, et al. A new method of decline curve forecasting for project wells on the base of machine learning algorithms. *PRONEFT. Professionally about Oil.* 2020;4:69–74. doi:10.7868/S2587739920040102. (In Russ.).
7. Enikeev MR, Fazlytdinov MF, Enikeeva LV, Gubaidullin IM. The apply of machine learning methods for water cut prediction on the projected wells. *V International Conference on Information Technology and Nanotechnology (ITNT-2019).* 2019;4:434–444. (In Russ.).
8. Ilyushin PY, Galkin SV. Forecast water cut production wells perm with the A-statistical methods. *Vestnik of Perm National Research Polytechnic University. Geology, Oil and Gas Industry.* 2011;10:1. P. 76–84. (In Russ).
9. Chicco D, Jurman G. The advantages of the Matthews correlation coefficient (MCC) over F1 score and accuracy in binary classification evaluation. *BMC Genomics.* 2020. Vol. 6. doi:10.1186/s12864-019-6413-7.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Ибраев Актан Ермекович**e-mail: *a.ibrayev@niikmg.kz.***Камариденова Гаухар Сериковна**e-mail: *g.kamaridenova@niikmg.kz.***Балуанов Бакытжан Айтуарович**e-mail: *b.baluanov@niikmg.kz.***Елемесов Азамат Серикович**e-mail: *ayelemessov@niikmg.kz.***AUTHORS' INFO****\*Aktan Ye. Ibrayev**e-mail: *a.ibrayev@niikmg.kz.***Gaukhar S. Kamaridenova**e-mail: *g.kamaridenova@niikmg.kz.***Bakytzhan A. Baluanov**e-mail: *b.baluanov@niikmg.kz.***Azamat S. Yelemessov**e-mail: *ayelemessov@niikmg.kz.*

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Получена: 15.06.2023.

Одобрена: 14.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола

**Д.А. Мушарова**

*КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Процесс добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов обладает некоторыми особенностями и сопряжен с целым рядом проблем. Основной проблемой является недостаточное вовлечение в активную разработку запасов нефти в низкопроницаемых зонах. В большинстве проектных документов по разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов рекомендуется традиционная закачка воды, которая приводит к быстрому обводнению добывающих скважин вследствие прорыва воды от нагнетательной скважины к добывающей по высокопроницаемым слоям или трещинам.

**Цель.** В условиях низкопроницаемых коллекторов карбонатных месторождений возникает необходимость поиска новых технологий и методов разработки, которые позволят обеспечить экономическую рентабельность разработки месторождений на поздней стадии. Поиск эффективных технологий по водоизоляции притока является актуальным вопросом на сегодняшний день для месторождения Алибекмола.

**Материалы и методы.** Одними из перспективных технологий, способствующих снижению уровня обводненности и вовлечению в разработку неактивной матричной зоны низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, являются потокоотклоняющие технологии, направленные на увеличение коэффициента охвата продуктивных пластов за счет перераспределения фильтрационных потоков, снижение или стабилизацию обводненности, сокращение объема попутно-добываемой воды, получение дополнительной добычи нефти.

**Результаты.** В данной статье представлены результаты лабораторных исследований по подбору оптимальных потокоотклоняющих химических композиций для условий месторождения Алибекмола.

**Заключение.** Проведенные лабораторные исследования доказывают применимость и эффективность потокоотклоняющих композиций для условий карбонатных трещиноватых коллекторов.

**Ключевые слова:** низкопроницаемые карбонатные коллекторы, водоизоляция, методы увеличения нефтеотдачи, обводненность, лабораторные исследования, гелеобразование.

#### Как цитировать:

Мушарова Д.А. Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 3. С. 35–47.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.



UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Received: 15.06.2023.

Accepted: 14.08.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## Original research

### Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field

**Darya A. Musharova**

*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

#### ANNOTATION

**Background:** The process of oil production from low-permeability reservoirs has some features and is associated with a number of problems. The main problem is the lack of involvement in the active development of oil reserves in low-permeability zones. Most design documents for the development of low-permeability carbonate reservoirs recommend conventional water injection, which leads to rapid water encroachment of production wells due to water breakthrough from the injection well to the production well through the high-permeability layers or fractures.

**Aim:** In the conditions of low-permeability reservoirs of carbonate deposits, there is a need to search for new technologies and development methods that will ensure the economic viability of field development at a late stage.

**Materials and methods:** One of the promising technologies that help reduce the level of water cut and involve in the development of an inactive matrix zone low-permeability fractured reservoirs are flow diverter technologies aimed at increasing the sweeping efficiency of productive formations by redistributing filtration flows, reducing or stabilizing water cut, reducing the volume of produced water, obtaining additional oil production.

**Results:** This article presents the results of laboratory studies on the selection of optimal flow diverter chemical compositions for the conditions of the Alibekmola oil field.

**Conclusion:** Conducted laboratory studies prove the applicability and effectiveness of flow diverter compositions for the conditions of carbonate fractured reservoirs.

**Keywords:** *low-permeability carbonate reservoirs, water isolation, enhanced oil recovery methods, water cut, laboratory studies, gellation.*

#### To cite this article:

Musharova DA. Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):35–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.

ӨОЖ 622.276  
ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Қабылданды: 15.06.2023.

Мақұлданды: 14.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023

## Түпұнса зерттеу

### Әлібекмола кен орнында ағынды бұру технологияларын қолдану перспективалары

**Д.А. Мушарова**

*ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан*

#### АҢДАТПА

**Негіздеу.** Өткізгіштігі төмен қабаттардан мұнай өндіру процесі белгілі бір ерекшеліктерге ие және бірқатар мәселелермен байланысты. Басты мәселе – өтімділігі төмен аймақтардағы мұнай қорын белсенді игеруге қатысудың жоқтығы. Өткізгіштіктігі төмен карбонатты қабаттарды игеруге арналған жобалық құжаттардың көпшілігінде дәстүрлі су айдау ұсынылады, бұл айдау ұңғымасынан өндіру ұңғымасына өткізгіштігі жоғары қабаттар немесе жарықтар арқылы судың серпілісіне байланысты пайдалану ұңғымаларын жылдам суландыруға әкеледі.

**Мақсаты.** Карбонатты кен орындарының су өткізгіштігі төмен қабаттары жағдайында кен орындарын игерудің соңғы кезеңде экономикалық тиімділігін қамтамасыз ететін жаңа технологиялар мен игеру әдістерін іздеу қажеттілігі туындайды. Әлібекмола кен орны үшін ағынды су өткізбейтін тиімді технологияларды іздеу бүгінгі күннің өзекті мәселесі болып табылады.

**Материалдар мен тәсілдер.** Сулану деңгейін төмендетуге және өткізгіштігі төмен жарықшақты коллекторлардың белсенді емес матрицалық аймағын игеруге тартуға ықпал ететін перспективалы технологиялардың бірі сүзу ағындарын қайта бөлу есебінен өнімді қабаттарды қамту коэффициентін ұлғайтуға, сулануды төмендетуге немесе тұрақтандыруға, ілеспе өндірілетін су көлемін қысқартуға, қосымша мұнай өндіруді алуға бағытталған ағымды ауытқу технологиялары болып табылады.

**Нәтижелері.** Бұл мақалада Әлібекмола кен орны жағдайлары үшін оңтайлы ағынды бағыттайтын химиялық құрамдарды таңдау бойынша зертханалық зерттеулердің нәтижелері берілген.

**Қорытынды.** Жүргізілген зертханалық зерттеулер ағынды бұру композицияларының карбонатты жарылған коллекторлар жағдайларында қолданылуы мен тиімділігін дәлелдейді.

**Негізгі сөздер:** өткізгіштігі төмен карбонатты қабаттар, суды оқшаулау, күшейтілген мұнай алу әдістері, сулағдыру, зертханалық зерттеулер, гельдену.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Мушарова Д.А. Әлібекмола кен орнында ағынды бұру технологияларын қолдану перспективалары // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, № 3, 35–47 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.

## Введение

В настоящее время особое внимание уделяется разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Запасы низкопроницаемых коллекторов составляют примерно 60% мировых запасов. По информации Управления энергетической информации США, Казахстан относится к четырем десяткам государств мира со значимым сланцевым потенциалом [1]. Согласно данной оценке, запасы сланцевого газа в низкопроницаемых коллекторах Казахстана составляют 778,7 млрд м<sup>3</sup>, нефти – 1,5 млрд т. В результате по «сланцевой» нефти Казахстан обладает долей в 3% от мировых запасов, а запасы страны по газу потенциально увеличиваются на треть.

К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы высоковязких нефтей, низкопроницаемые коллекторы, подгазовые зоны и нефтяные оторочки, выработанные (истощенные) залежи, нетрадиционные источники углеводородного сырья (сланцевые коллекторы) и месторождения, удаленные от инфраструктуры. Для каждого вида такого рода запасов существуют определенные проблемы разработки, ввиду чего актуальным вопросом является поиск специальных технологических решений для эффективной рентабельной добычи нефти.

Низкопроницаемые коллекторы – коллекторы с низкой проницаемостью (плотные), такие как сланцы, плотные песчаники, известняки [2]. Проницаемость таких коллекторов ниже 0,1–0,05 мкм<sup>2</sup>. В эту группу входят песчанистые коллекторы с проницаемостью менее 0,05 мкм<sup>2</sup>, глиносодержащие коллекторы, низкопроницаемые коллекторы со слабо дренируемыми зонами, низкодебитные пласты-коллекторы.

## Краткая характеристика месторождения Алибекмола

К низкопроницаемым коллекторам в Казахстане относится нефтегазоконденсатное карбонатное месторождение Алибекмола. Геологическое строение месторождения представлено обширным распространением трещин, снижающим эффективность процесса вытеснения, карбонатным типом коллектора, снижением пластового давления и слабым влиянием системы поддержания пластового давления (далее – ППД), ввиду чего запасы данного месторождения являются трудноизвлекаемыми.

Выработка запасов на месторождении происходит в пластах КТ-II-1-2 и КТ-II-2-3, которые характеризуются наибольшим вскрытием перфораций по толщине и содержанием основных извлекаемых запасов нефти

месторождения. При этом общая выработка начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) месторождения составляет всего 20,7% при низком значении текущего коэффициента извлечения нефти (далее – КИН), равном 0,077 д. ед. Исходные геолого-физические характеристики месторождения Алибекмола представлены в табл. 1.

Режим работы залежей упруговодонапорный. По данным рентгено-минералогического анализа керна месторождения Алибекмола выявлено, что порода сложена в основном кальцитом (81,3–100%), с примесями иллита (7–18,7%), следами графита и кварца. Нефти КТ-II легкие, плотностью 822–835 кг/м<sup>3</sup>, сернистые (1,14–1,81%), парафинистые (3,2–8,18%), смолистые (2,86–11,9%).

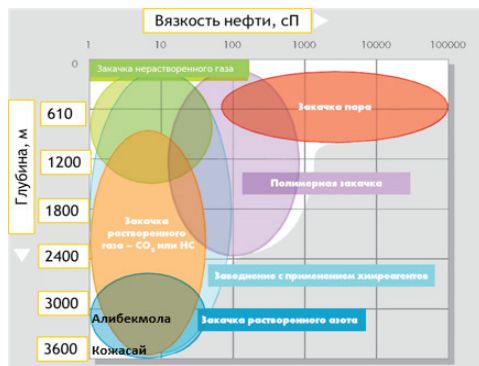
**Таблица 1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта КТ-II месторождения Алибекмола**  
**Table 1. Initial geological and physical characteristics of the production facility КТ-II of the Alibekmola oil field**

Параметры / Parameters	КТ-II
Средняя глубина залегания, м Average occurrence depth, m	-3050
Тип залежи Reservoir type	массивно-пластовая reservoirs with a common contact
Тип коллектора Collector type	карбонатный carbonate
Средняя нефтенасыщенная толщина, м Average oil-saturated thickness, m	39
Средняя пористость, д. ед. Average porosity, unit fraction	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. Oil saturation coefficient, unit fraction	0,81
Средняя проницаемость по керну*10 <sup>-3</sup> , мкм <sup>2</sup> Average core permeability*10 <sup>-3</sup> , μm <sup>2</sup>	6,3
Коэффициент песчаности, д. ед. Net-to-gross ratio, unit fraction	0,36
Коэффициент расчлененности, д. ед. Number of permeable intervals, unit fraction	10,7
Начальная пластовая температура, °С Initial reservoir temperature, °C	67
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	34,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с Viscosity of oil in reservoir conditions, mPa	0,392
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> Density of oil in reservoir conditions, kg/m <sup>3</sup>	668,9
Объемный коэффициент нефти, д. ед. Volumetric coefficient of oil, unit fraction	1,511
Давление насыщения нефти газом, МПа Saturation pressure of oil with gas, MPa	24,41
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т Gas/oil ratio, m <sup>3</sup> /t	244

По результатам проведенного анализа FMI<sup>1</sup> выявлены трещины открытые, частично открытые, залеченные. Максимальная плотность достигает 44 трещин на метр, минимальное значение – 5 трещин на метр. Средняя раскрытость трещин изменяется в диапазоне 0,001–0,1 мм.

### Методы увеличения нефтеотдачи

С учётом общепринятых критериев применимости третичных методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) был проведен экспресс-скрининг низкопроницаемых карбонатных месторождений Алибекмола и Кожасай с целью подбора потенциальных методов повышения нефтеотдачи пластов на данных месторождениях. Результаты представлены на рис. 1. По полученным данным можно отметить, что для более глубоко залегающих коллекторов с высокой температурой и низковязкой нефтью наиболее актуальными являются газовые МУН. Однако для успешной реализации газовых проектов требуется детальное изучение геологических условий (степень трещиноватости) и технологических возможностей закачки газа, в т.ч. наличие газа и объемы его закачки.



**Рисунок 1. Результаты скрининга месторождений Кожасай и Алибекмола**  
**Figure 1. Screening results of the Kozhasai and Alibekmola oil fields**

Общеизвестно, что ключевыми технологиями увеличения дебита нефти для низкопроницаемых коллекторов в первую очередь являются технологии гидроразрыва пласта (далее – ГРП). Различные вариации многостадийного ГРП успешно применяются на многих месторождениях мира.

В большинстве проектных документов по разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов рекомендуется традиционная закачка воды, которая приводит к быстрому обводнению добывающих скважин вследствие прорыва воды от нагнетательной скважины

к добывающей по высокопроницаемым слоям или трещинам. С увеличением текущей компенсации энергетическое состояние пласта не улучшается, дальнейший рост накопленной компенсации приводит к обводнению добывающих скважин. При таком заводнении нагнетаемая вода не успевает распределиться в низкопроницаемые слои коллектора, где значительная часть запасов остается заблокированной, а присутствие свободного газа снижает относительную фазовую проницаемость для нефти.

### Потокоотклоняющие технологии

В настоящее время на трещиноватых низкопроницаемых коллекторах приобретают широко применение потокоотклоняющие технологии (далее – ПОТ).

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования). Целью такой закачки является выравнивание приемистости скважины по разрезу пласта и тем самым создание более равномерного фронта вытеснения, уменьшение прорывов воды в добывающие скважины, получение дополнительной добычи нефти. Основной целью применения технологии ПОТ для условий трещиновато-поровых коллекторов является способность блокирующих составов ПОТ закупоривать трещины и, как следствие, оказывать влияние на матричную часть залежи.

К основным критериям применимости технологии ПОТ относятся следующие факторы:

- вертикальная и латеральная неоднородность по проницаемости;
- неравномерный профиль приемистости по нагнетательной скважине;
- прогрессирующая динамика обводнения реагирующих скважин;
- отсутствие деформаций и нарушений ЭК, заколонных перетоков.

Авторами Ю.В. Земцовым, А.В. Барановым и А.О. Гордеевым проведен обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях [3]. В данной работе рассмотрены технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, показана эффективность применения различных потокоотклоняющих технологий для выравнивания

<sup>1</sup> Formation Micro Imager, азимутальный электрический микроимиджер

профиля приемистости (далее – ВПП). Матрица применимости технологий ВПП с учётом основных геолого-физических и промысловых условий представлена на рис. 2.

Из представленных авторами данной работы технологий можно отметить, что для низко-проницаемых высокотемпературных условий коллекторов с высокой степенью обводненности могут применяться осадкообразующие, термотропные и нефтеотмывающие составы. Так, осадкообразующие технологии имеют простой принцип создания водоотклоняющих барьеров, основанный на ионообменной реакции и образовании нерастворимой соли, выпадающей в осадок. Например, смешение растворов хлористого кальция  $CaCl_2$  и сульфата натрия  $Na_2SO_4$  приводит к образованию нерастворимого осадка сульфата кальция  $CaSO_4$ , способного достаточно эффективно закупорить поровое пространство породы [4]. Такие технологии отличаются высокой селективностью воздействия на пласт в силу улучшенной фильтрации его в водонасыщенную пористую среду и низкой вязкостью на уровне воды для ППД. Осадкообразующие технологии широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах 400–2900 т на одну скважино-обработку [5].

Термотропные реагенты в технологиях ВПП используются для заполнения высокопроницаемых зон и участков первоначально маловязким раствором и способствуют их закупорке образующимся гелем.

На месторождениях Западной Сибири данные технологии довольно широко применяются на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами 85–110°C и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. Технологическая эффективность термотропных технологий составляет 390–1450 т на одну скважино-обработку.

Нефтеотмывающие технологии направлены в первую очередь на увеличение нефтеотдачи за счет доотмыва остаточной нефти. Отмыв производится с помощью поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), снижающих поверхностное натяжение на границе раздела «вода – нефть». При низкой приемистости скважин в зонах низкопроницаемого коллектора (10–20 мД) воздействию малообъемных оторочек ПАВ от 10 до 20 м³ на 1 пог. м интервала перфорации предшествует кислотная обработка призабойной зоны (далее – ОПЗ) [6].

Стоит отметить успешный опыт проведения обработок с применением потокоотклоняющих составов на трещиноватых коллекторах месторождения Жанажол в Казахстане и других месторождениях в мире (табл. 2), на которых отмечается значительное негативное влияние прорывов воды по трещинам от нагнетательных к добывающим скважинам.

**Оценка применимости технологий ПОТ для месторождения Алибекмола**

На участках месторождения Алибекмола выработка неоднородных пластов происходит крайне неравномерно: скважины

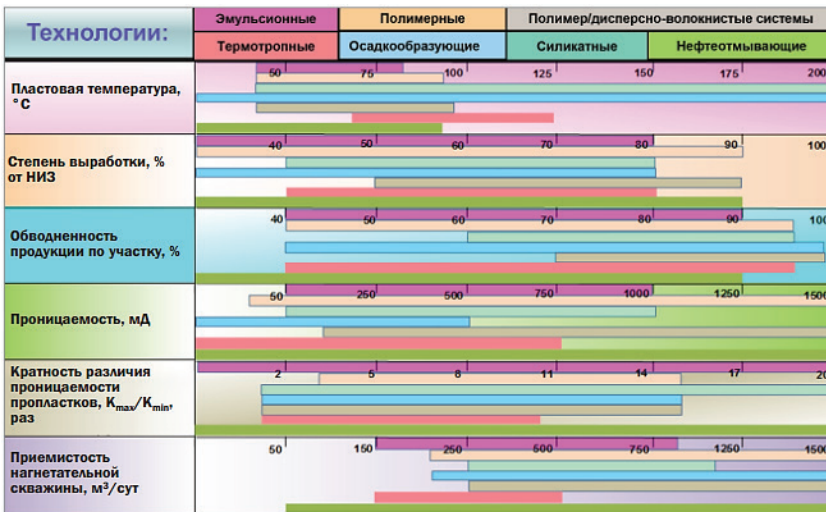


Рисунок 2. Матрица применимости технологий ВПП с учётом основных геолого-физических и промысловых условий  
 Figure 2. Matrix of applicability of conformance control technologies, taking into account the main geological, physical and field conditions

быстро обводняются, а матричная часть залежи не участвует в разработке, что приводит к снижению дебита нефти и росту обводненности. Одним из способов для борьбы с прогрессирующим обводнением скважин является воздействие на пласт водоизолирующими технологиями с целью охвата пласта заводнением посредством блокирования высокопроницаемых водопроточных каналов фильтрации и/или трещин, что, как следствие, способствует вовлечению в разработку матричной части залежи.

С целью обоснования применимости потенциально эффективных технологий по вовлечению в разработку матричной части поро-

ды проведен анализ обработок с применением потокоотклоняющих составов на месторождении-аналоге Жанажол, а также выполнен комплекс лабораторных работ по оценке эффективности потокоотклоняющих составов для условий месторождения Алибекмола. Составление основных геолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) месторождений Алибекмола и Жанажол приведено в табл. 3.

В 2006–2007 гг. на месторождении Жанажол были проведены обработки с применением шитых полимерных составов на продуктивной толще КТ-II с глубиной залегания до 3900 м. Закачка производилась до 400 м<sup>3</sup>.

**Таблица 2. Опыт применения технологий ПОТ на карбонатных месторождениях в Казахстане и в мире**  
**Table 2. Experience in the application of Flow Diverter technologies in the carbonate deposits in Kazakhstan and in the world**

№	Наименование месторождения, страна Name of oil field, country	Показатели Indicators	Применяемые химические композиции ПОТ Applied chemical compositions of FDT	Примечание по эффекту Note on the effect
1	Жанажол (Казахстан) Zhanazhol (Kazakhstan)	пористость / porosity – 9,5–12,6%; проницаемость / permeability – 6,1 мД; глубина / depth – 1900–3600 м; температура / temperature – 77–81°C.	Шитые полимерные системы Cross-linked polymer systems	Средняя удельная эффективность обработки по технологии ПОТ на 1 нагнетательную скважину составляет в среднем 2867 т нефти The average specific efficiency of treatment using the FDT technology per 1 injection well is on average 2867 tons of oil
2	Раман (Турция) Raman (Türkiye)	пористость / porosity– 18%; проницаемость / permeability – 10–100 мД	Полиакриламид и сшиватель (соль ацетат хрома) Polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salt)	Увеличение дебита нефти от 3,6 до 26,4 т/сут в 7 добывающих скважинах в течение 8 мес. Increase in oil production from 3.6 to 26.4 t/day in 7 production wells within 8 months
3	Месторождение в Северном Омане Oil Field in Northern Oman	пористость / porosity– 10–30%; проницаемость / permeability – 2–3 мД; температура / temperature– 70–85°C,	Высокомолекулярный полиакриламид и сшиватель (соли ацетат хрома) (20:1) High molecular weight polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salts) (20:1)	Снижение обводненности с 90 до 75% в 3 добывающих скважинах в течение года Reduction of water cut from 90 to 75% in 3 production wells during the year
4	Месторождение в Южной Мексике Oil Field in Southern Mexico	пористость / porosity – 6–14%; проницаемость / permeability – 10–120 мД; глубина / depth – 3824 м; температура / temperature – 150°C	Высокотемпературный полимер High-temperature polymer	Снижение обводненности с 85 до 10% в течение года Reduction of water cut from 85 to 10% during the year
5	Биг Лейк (США) Big Lake (USA)		Полиакриламид и сшиватель (соль ацетат хрома) Polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salt)	Зарегистрировано снижение дебита нефти с 34 до 9 м <sup>3</sup> /сут в одной скважине в течение года Decrease in oil production from 34 to 9 m <sup>3</sup> /day in one well during the year was registered
6	Поинт Аргуэлло (США) Point Arguello (USA)		Полимерный гель Polymer gel	Дебит нефти вырос с 20 до 60 т/сут (300%), снижение обводненности на 50% в одной скважине в течение 3 мес. Oil rate increased from 20 to 60 tons/day (300%), water cut reduction by 50% in one well within 3 months



**Таблица 3. Сопоставление основных геолого-физических и ФЕС месторождений Алибекмола и Жаназол**  
**Table 3. Comparison of the main geological-physical and reservoir properties of the Alibekmola and Zhanazhol oil fields**

Параметры / Месторождение Parameters / Oil Fields	Алибекмола Alibekmola	Жаназол Zhanazhol
Залежь Deposit	КТ-I-II	КТ-I-II
Средняя глубина залегания, м Average depth, m	1722–3200	1900–3600
Тип коллектора Collector type	карбонатный carbonate	карбонатный carbonate
Средняя общая толщина коллектора, м Average total collector thickness, m	31,5	7,7–54
Пористость, д. ед. Porosity, unit fraction	0,08–0,1	0,095–0,126
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Permeability, $10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	6,3	6,1
Начальная пластовая температура, °C Initial reservoir temperature, °C	40–67	77–81
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	34,25	37,5–39,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с Viscosity of oil in reservoir conditions, mPa·s	0,392	0,4134
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> Density of oil in reservoir conditions, kg/m <sup>3</sup>	668,9	681,2
Минерализация пластовой воды, г/л Formation water salinity, g/l	82,7–122,7	93,5–133,7
Кэффициент вытеснения, % Displacement ratio, %	45,2–68,8	43,2–67,1
Средняя приемистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут Average injectivity of an injection well, m <sup>3</sup> /day	103,3	102,6
Средний дебит нефти добывающей скважины, т/сут Average production well oil flow rate, t/day	11,45	9,23

На начало 2008 г. дополнительная добыча по обработкам 8 нагнетательных скважин составила более 11000 т нефти [7]. В целом, с учётом средней удельной эффективности 1375 т на скважину, можно отметить, что после проведения обработок произошёл значительный рост уровней добычи нефти за счет снижения обводненности. Были созданы условия эффективного вовлечения матрицы неоднородного пласта в разработку, что говорит о целесообразности и успешном опыте применения ПОТ для условий трещино-поровых низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

### Лабораторный проект по оценке эффективности составов ПОТ

При условии правильного выбора химических композиций для данной технологии и адаптации технологических параметров к конкретному месторождению можно ожидать высокую эффективность обработок нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами. В этих целях инициирован лабораторный проект по подбору химических композиций ПОТ для условий месторождения Алибекмола. Далее перед промышленным внедрением подобранные в ходе лабораторных исследований ПОТ необходимо апробировать в реальных условиях месторождения, проводя опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ).

С целью подбора оптимальных химических композиций для месторождения Алибекмола проведен комплексный лабораторный проект с участием двух потокоотклоняющих композиций. Проект по лабораторным работам включает в себя три основных этапа:

1. Физико-химический анализ химических реагентов и определение совместимости химических реагентов с закачиваемыми и пластовыми водами.

2. Определение реологических и гелеобразующих свойств химических композиций, индукционного периода гелеобразования.

3. Фильтрационные исследования по оценке водоизолирующей способности композиций ПОТ в пластовых условиях.

Для затворения и приготовления химических композиций ПОТ использовалась техническая вода водозаборной скважины месторождения Алибекмола как менее жесткая (19 мг-экв/дм<sup>3</sup>), с меньшей минерализацией (1,6 г/л) по сравнению с пластовой водой месторождения (жесткость 74 мг-экв/дм<sup>3</sup>, минерализация – 22,6 г/л).

По всем представленным химическим реагентам используются деструкторы (щелочи, а также смесь на основе метанола). По результатам проведенных исследований по оценке деструктора отмечается эффективность деструкторов (вязкость составов ПОТ снижается до 1–2 сП). Целевая пластовая температура исследований, соответствующая пластовой, – 67°С.

Результаты физико-химического анализа полимеров представлены в табл. 5. Все основные компоненты полимерных потокоотклоняющих композиций – полимеры – совместимы с закачиваемыми и пластовыми водами, обеспечивается полная растворимость в условиях применяемых пластовых вод.

Положительным результатом входного контроля опытных партий полимера считается отклонение не более  $\pm 15\%$  от показателей

**Таблица 4. Информация по химическим составам-участникам проекта ПОТ**  
**Table 4. Information on the chemical compositions participating in the FDT project**

№ п/п	Наименование компании Company name	Наименование компонента Component name	Концентрация Concentration	Время гелеобразования Gelation time	Информация о деструкторе Destructor information
1	Компания 1 Company 1	Полимер 1 Polymer 1	0,5 г/дл 0.5 g/dl	24 ч 24 h	Гипохлорит натрия NaClO водный раствор с содержанием 12% по активному хлору / Sodium hypochlorite NaClO aqueous solution containing 12% active chlorine. Монопероксигидрат (порошок) применяется 10% водный раствор / Monoperoxyhydrate (powder) 10% aqueous solution is applied.
		Сшиватель ацетат хрома Chromium acetate crosslinker	0,05 г/дл 0.5 g/dl		
2	Компания 2 Company 2	Полимер 2 Polymer 2	0,65%	48 ч 48 h	Смесь концентрированного раствора перекиси водорода (исходная концентрация 30% или 50%) и метанола в соотношении 40%: 60% / A mixture of a concentrated solution of hydrogen peroxide (initial concentration 30% or 50%) and methanol in a ratio of 40%: 60%

физико-химических свойств лабораторного образца. Наряду с полимерами были проанализированы физико-химические свойства применяемых сшивателей, добавок промышленного производства, по которым входной контроль опытных партий проводится документационно на предмет годности и соответствия технической документации.

По добавкам промышленного производства, используемым при приготовлении шитых полимерных систем (к примеру, соль ацетат хрома, используемая в качестве сшивателей полимеров и др.), проводился документационный анализ технической документации и проверка срока годности химической продукции.

**Таблица 5. Результаты физико-химического анализа полимеров**  
**Table 5. Results of the physicochemical analysis of polymers**

Наименование параметра Parameter name	Внешний вид Appearance	Фракционный состав, % Fractional composition, %	Время растворения, мин Dissolution time, min		Молекулярная масса, млн Дальтон Molecular weight, mln Daltons
			пластовая reservoir	моделная (5 г/л) model (5 g/l)	
Требования к полимерам для ПНП Polymer requirements for oil recovery improvement	не регламентируется not regulated	фракции более 1,0 мм <10% fractions over 1.0 mm <10%	в минерализованной воде не более 240 мин in mineralized water no more than 240 min		не регламентируется not regulated
Полимер №1 Polymer No. 1	гранулированное твердое вещество белого цвета granular white solid	8,11%	90	90	8,98
Полимер №2 Polymer No. 2		9,27%	90	90	10,58

*продолжение таблицы / Table continuation*

Наименование параметра Parameter name	Степень гидролиза, % Degree of hydrolysis, %	Содержание основного вещества, % Basic substance content, %	Характеристическая вязкость, дл/г Intrinsic viscosity, dl/g	Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup> Bulk density, g/cm <sup>3</sup>	Нерастворимый остаток, % Insoluble residue, %
Требования к полимерам для ПНП Polymer requirements for oil recovery improvement	5–30%	≥88%	15–30 дл/г	не регламентируется not regulated	≤1,0%
Полимер №1 Polymer No. 1	12,41	90,88	14,73	0,95	0,00
Полимер №2 Polymer No. 2	12,39	91,96	16,78	0,77	0,00

По результатам определения реологических гелеобразующих свойств химических композиций, индукционного периода гелеобразования и тестам по термостабильности (рис. 4–5) можно отметить следующее:

1. Состав № 1. Рабочая вязкость композиции на устье (при пластовой скорости сдвига) порядка 260 сП. По классификации ПОТ состав №1 относится к гелеобразующему / структурообразующему типу.

Индукционный период непродолжительный: при 25°C – менее 1,4 ч, с момента приготовления начинается процесс гелеобразования. Вязкость композиции при пластовой температуре до выдержки – 12068 сП, после выдержки – 7633 сП (при пластовой скорости сдвига).

По данной композиции отмечается высокая начальная вязкость композиции, наблюдается снижение вязкости системы после 7 сут (на 46% на 15-й день и 30% на 30-й день), максимальная вязкость достигается на 7-й день, адгезия к стенкам стеклянного сосуда присутствует, процесс гелеобразования происходит ускоренно, моментально при повышенных температурах, что может вызывать риски при продолжительной закачке и фильтрации композиции в пласте (рис. 3).

2. Состав №2. Рабочая вязкость композиции на устье (при пластовой скорости сдвига) порядка 157 сП. По классификации ПОТ состав №2 относится к гелеобразующему / структурообразующему типу. Индукционный период продолжительный: при 25°C – не менее 6,9 ч. Вязкость композиции при пластовой температуре до выдержки – 102 сП, после выдержки – 7612 сП (при пластовой скорости сдвига).

Данная композиция показывает довольно высокую стабильность и набор вязкости системы в течение 30 дней, отмечается небольшое снижение вязкости (на 9% на 30-й день), минимальная вязкость – на 15-й день, адгезия к стенкам стеклянного сосуда присутствует, процесс гелеобразования имеет положительную динамику, после образования текучего гелевого раствора происходят внутримолекулярная сшивка и формирование прочного геля (рис. 4).

Керновые исследования были проведены на реальном керне месторождения Алибекмола с выбуренным сквозным отверстием диаметра 1,3 мм. Геометрия отверстия отдаленно моделирует естественные характеристики трещиноватой карбонатной породы, в действительности же имеет ухудшенные характеристики (большой диаметр отверстия по всей длине кернового образца) по сравнению с геометрическими размерами естественных трещин. Исследования на керне проводятся с целью качественной оценки гелеобразующей и водоизолирующей способности химических композиций ПОТ.

Результаты фильтрационных исследований, выполнены в несколько этапов, позволяют оценить блокирующие, фильтрационные и водоизоляционные характеристики тестируемых химических композиций (рис. 6). Изначально закачивалась вода в направлении «скважина – пласт» для моделирования этапа



0 дней / 0 days    15 дней / 15 days    30 дней / 30 days

**Рисунок 3. Внешний вид потокоотклоняющего состава №1 по результатам тестов на термостабильность (0, 15, 30 дней)**

**Figure 3. Appearance of flow diverter composition No. 1 according to the results of tests for thermal stability (0, 15, 30 days)**



0 дней / 0 days    15 дней / 15 days    30 дней / 30 days

**Рисунок 4. Внешний вид потокоотклоняющего состава №2 по результатам тестов на термостабильность (0, 15, 30 дней)**

**Figure 4. Appearance of flow diverter No. 2 according to the results of tests for thermal stability (0, 15, 30 days)**

Керн с модельной трещиной размер отверстия – 1,3 мм)  
Core with a model crack (hole size – 1.3 mm)



Образец №8

Образец №20

Образец №8 / Sample No.8

Образец №20 / Sample No.20

**Рисунок 5. Внешний вид керновых образцов с модельными отверстиями**

**Figure 5. Appearance of core samples with model holes**

закачки воды, далее в том же направлении была произведена закачка потокоотклоняющей композиции с выдержкой на гелеобразование (24–48 ч). После выдержки система была запущена под воду с целью оценки градиентов давления вымыва или разрушения композиции ПОТ.

По результатам фильтрационных исследований, по составу №1 в сравнении с составом №2 отмечается высокий показатель максимального градиента давления закачки композиции (216,1 атм/м) и фактор начального

сопротивления (3202,5), что, вероятно, может привести к преждевременному повышению давления нагнетания и рискам создания трещин автоГРП при закачке композиции. Начальный градиент давления сдвига выше по составу ПОТ №1, что позволяет сделать вывод об улучшенных адгезионно-прочностных характеристиках данного состава к породе.

Определены коэффициент снижения проницаемости и фактор остаточного сопротивления (далее – ФОС): по составу №2 – 98,6% и 19,70 ед., по составу №1 – 97,3% и 36,36 ед. соответственно.

Сводные результаты всех выполненных лабораторных исследований представлены в табл. 6. По полученным данным реологических, гелеобразующих и фильтрационных исследований можно сделать следующие выводы:

- по составу №1: быстрый процесс свивки и гелеобразования, непродолжительный индукционный период, отмечается снижение вязкости при пластовой температуре с течением времени, пониженные градиенты давления сдвига, степень водоизоляции пониженная, слабые прочностные характеристики;

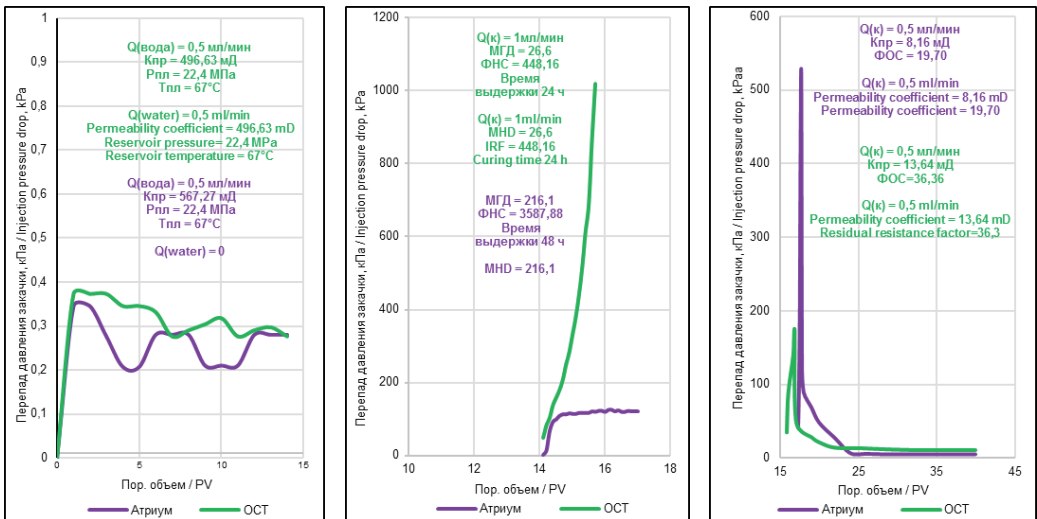
- по составу №2: положительные реологические свойства, продолжительный индукционный период, стабильность при пластовой температуре с течением времени, улучшенные водоизоляционные и прочностные характеристики.

По результатам положительной динамики гелеобразования и сравнительного анализа с учётом улучшенных фильтрационных характеристик на ОПИ потокоотклоняющий состав №2 может быть выбран как потенциально эффективный для условий месторождения Алибекмола. Проведенные лабораторные исследования доказывают применимость и эффективность потокоотклоняющих композиций для условий карбонатных трещиноватых коллекторов.

### Выводы и рекомендации

Проанализировав мировой опыт разработки с применением различных технологий МУН для условий низкопроницаемых коллекторов с обширным распространением трещин и низкими ФЭС месторождения Алибекмола, принимая во внимание положительный опыт проведения ОПИ с применением ПОТ на месторождении-аналоге Жанажол и положительные результаты лабораторных работ по оценке применимости ПОТ рекомендуется апробирование ПОТ с применением шитых полимерных систем с модификациями (добавки ПАВ, наполнителей и др.), пенных систем, гелеобразующих составов на месторождении Алибекмола.

Промысловые испытания технологии ПОТ должны быть проведены с учётом результатов лабораторных исследований, согласно оптимальному разработанному дизайну



**Рисунок 6. Фильтрационные зависимости перепада давлений на разных этапах закачки композиции ПОТ для двух составов**  
**Figure 6. Filtration dependences of pressure drop at different stages of injection of the FDT composition for two compositions**

а) фильтрация воды / water filtration; б) закачка композиции / composition injection;  
 в) фильтрация воды / water filtration

**Таблица 6. Итоговые результаты по лабораторным исследованиям по оценке эффективности композиций ПОТ**  
**Table 6. Final results of laboratory studies evaluating the effectiveness of FDT compositions**

№	Состав № Composition	Классификация системы ПОТ Classification of the FDT system	Совместимость с водами месторождения Аликбекмола Compatibility with the waters of the Alibekmola oil field	Индукционный период при 25°C Induction period at 25°C			Вязкость состава ПОТ при 7,32 с <sup>-1</sup> при 67°C сП FDT composition viscosity at 7,32 c <sup>-1</sup> at 67°C, cP		Термостабильность в течении 30 дней Thermal stability for 30 days time
				время, ч time, h	вязкость при 7,32 с <sup>-1</sup> , сП viscosity at 7,32 c <sup>-1</sup> , cP	вязкость при 100–150 с <sup>-1</sup> , сП viscosity at 100–150 c <sup>-1</sup> , cP	исходный original	готовый finished	
1	Состав №1 Composition No. 1	гелеобразующий / структурообразующий тип Gel forming/ texturizer type	совместим compatible	<1,4	260	50–62	12068	7633	снижение вязкости в среднем на 34–38% viscosity reduction by an average of 34–38%
2	Состав №2 Composition No. 2	гелеобразующий / структурообразующий тип Gel forming/ texturizer type	совместим compatible	<6,9	157	34–41	102	7612	снижение вязкости не наблюдается no decrease in viscosity observed

*продолжение таблицы / Table continuation*

№	Состав № Composition	Начальный градиент давления сдвига, атм/м Initial shear pressure gradient, atm/m	ФОС RRF	Максимальный градиент давления при закачке, атм/м Maximum pressure gradient during injection, atm/m	Снижение Кпр, % Decrease in Pc, %	Примечание Note
1	Состав №1 Composition No. 1	36,5	36,4	217	97,3	быстрый процесс сшивки и гелеобразования, непродолжительный индукционный период, отмечается снижение вязкости при пластовых температурах с течением времени, пониженные градиенты давления сдвига, степень водоизоляции пониженная, слабые прочностные характеристики / fast process of cross-linking and gelation, short induction period, there is a decrease in viscosity at reservoir temperatures over time, reduced shear pressure gradients, reduced degree of water isolation, poor strength characteristics
2	Состав №2 Composition No. 2	109,8	19,7	26	98,6	положительные реологические свойства, продолжительный индукционный период, стабильность при пластовой температуре с течением времени, улучшенные по сравнению с составом №1 водоизоляционные и прочностные характеристики / positive rheological properties, long induction period, stability at reservoir temperature over time, improved water isolation and strength characteristics compared to composition No. 1

закачки. Для качественного подбора скважин-кандидатов, мониторинга проведения обработок ПОТ и достоверной оценки эффективности должна быть выполнена программа исследовательских работ на скважинах-кандидатах для получения достоверной информации о характере поступления воды в скважину и остаточной нефтенасыщенности пласта, герметичности колонны надлежащими профилями приемистости целевых интервалов коллектора до и после обработки и т.д.

Для карбонатных глинодержащих низкопроницаемых коллекторов с пониженной степенью трещиноватости или отсутствием

трещин рекомендуется применение в условиях неэффективного базового заводнения химических добавок – ПАВ немоногенного типа и стабилизаторов глин, снижающих катионообменную ёмкость глинистых минералов.

Необходимо активизировать работу по развитию третичных МУН для выработки трудноизвлекаемых запасов и низкопроницаемых коллекторов с принятием возможных мер государственной поддержки применения МУН при выработке трудноизвлекаемых запасов и низкопроницаемых коллекторов.



**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.** Author declares that she has no competing interests.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Запуганный нефтяной рынок. 21.12.2015 [дата обращения: 10.05.2023]. Капитал: центр деловой информации. Kapital.kz [интернет]. Режим доступа: <https://kapital.kz/economic/46407/zapugannyy-neftyanoj-rynok.html>.
2. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. Москва : МО МАНПО, 2000.
3. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. №7(198). С. 11–21.
4. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Нарожный О.Г., и др. Опыт внедрения осадкообразующих соединений для увеличения нефтеотдачи пластов ТПП «Урайнефтегаз» на поздней стадии разработки // Нефтепромысловое дело. 2000. № 1. С. 2–6.
5. Мазаев В.В., Андрианов В.В., Александров В.М., Асмандияров Р.Н. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: сборник докладов XII научно-практической конференции. 2009. Т. 2. С. 72–81.
6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск : Наука, 1995.
7. Нурпейсов Н.Н., Мухамеджанов М.А. Потокоотклоняющие технологии заводнения пластов на нефтяных месторождениях Западного Казахстана // Известия НАН РК: Серия геологическая. 2008. №5. С. 58–63.

**REFERENCES**

1. Zapuganny neftyanoj ryok. 21.12.2015 [cited 2023 May 10]. Kapital: tsentr delovoy informatsii. Kapital.kz [Internet]. Available from: <https://kapital.kz/economic/46407/zapugannyy-neftyanoj-rynok.html>. (In Russ).
2. Khavkin AY. *Gidrodinamicheskiye osnovy razrabotki zalezhey nefiti s nizkopronitsaemyimi kollektorami*. Moscow : MO MANPO; 2000. (In Russ).
3. Zemtsov YV, Baranov AV, Gordeyev AO. Obzor fiziko-khimicheskikh MUN, primenyaemykh v Zapadnoy Sibiri, i effektivnost' ikh ispol'zovaniya v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyah. *Neft'. Gaz. Novacii*. 2015;7(198):11–21. (In Russ).
4. Gussev SV, Koval YG, Narozhny OG., et al. Opyt vnedreniya osadkoobrazuyushchikh soyedineniy dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov TPP «Urayneftegaz» na pozdney stadii razrabotki. *Neftepromyslovoye delo*. 2000;1:2–6. (In Russ).
5. Mazayev VV, Andrianov VV, Aleksandrov VM, Asmandiyarov RN. Perspektivy primeneniya dispersnykh i osadkoobrazuyushchikh sostavov potokootklonyayushchego deystviya pri izvlechenii nefiti iz kollektorov yurskiikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potenciala HMAO-Yugry: sbornik dokladov XII nauchno-prakticheskoy konferentsii*. 2009;2:72–81. (In Russ).
6. Altunina LK, Kuvshinov VA. *Uvelicheniye nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV*. Novosibirsk: Nauka; 1995. (In Russ).
7. Nurpeyissov NN, Mukhamedzhanov MA. Potokootklonyayushchiye tekhnologii zavodneniya plastov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnogo Kazakhstana. *Izvestiya NAN RK: Seriya geologicheskaya*. 2008;5:58–63. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**Мушарова Дарья Александровна**  
e-mail: [d.musharova@niikmg.kz](mailto:d.musharova@niikmg.kz).

**AUTHOR'S INFO**

**Darya A. Musharova**  
e-mail: [d.musharova@niikmg.kz](mailto:d.musharova@niikmg.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



УДК 574.46  
МРНТИ 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Получена: 20.12.2022.

Одобрена: 12.09.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Влияние качества пара на коэффициент извлечения нефти месторождения Каражанбас

**Ж.С. Айдарбаев, Д.Х. Хасанов**

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

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Закачка пара в качестве теплового агента позволяет снизить вязкость нефти и значения отношений подвижностей, что увеличивает коэффициенты вытеснения и охвата, и в конечном итоге позволяет существенно повысить коэффициенты извлечения нефти. Данное утверждение послужило обоснованием для определения влияния энтальпии пара на коэффициент извлечения нефти, а также в целях достоверного определения расхода сжигаемого газа, вследствие чего будет производиться реконструкция существующего газопровода, расчет необходимого количества пресной воды и распространение парозакачки в целом на месторождении Каражанбас.

**Цель.** Цель статьи заключается в рассмотрении влияния качества пара, производимого на парогенераторных установках месторождения Каражанбас, на коэффициент извлечения нефти. Основным параметром, определяющим качество пара, является сухость, при расчёте которой использовались фактические значения котла (давление, температура, расход газа), исследования дымовых газов на специальном приборе, а также проведённые лабораторные исследования для определения теплотворной способности сжигаемого газа.

**Материалы и методы.** В данной работе использовались материалы геолого-гидродинамического моделирования, результаты исследований дымовых газов котлов и тепловой баланс.

**Результаты.** Расчёт показал низкое качество производимого пара, что отрицательно влияет на коэффициент извлечения нефти.

**Заключение.** Проведённые оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара (сухость пара, температура с точки зрения эффективности разработки) показали, что чем больше температура и сухость пара на устье и забое нагнетательной скважины, тем выше коэффициент извлечения нефти на месторождении Каражанбас.

**Ключевые слова:** насыщенный пар, сухость пара, парогенераторная установка, энтальпия, низшая теплота сгорания, коэффициент извлечения нефти.

#### Как цитировать:

Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х. Влияние качества пара на коэффициент извлечения нефти месторождения Каражанбас // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

UDC 574.46  
CSCSTI 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Received: 20.12.2022.

Accepted: 12.09.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## Original article

### Effect of steam quality on the oil recovery factor of the Karazhanbas field

**IZhanibek A. Aydarbayev, Dauren Kh. Khassanov**

*KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Background:** The injection of the thermal agent as "steam" reduces the viscosity of the oil and the mobility ratio, which increases the displacement and coverage factor, and ultimately significantly increases the oil recovery factor. This statement was the basis for determining the effect of steam enthalpy on the oil recovery factor, as well as for reliably determining the flow rate of flared gas, as a result of which the existing gas pipeline will be reconstructed, the required amount of fresh water will be calculated, and the distribution of steam pumping in the entire Karazhanbas field.

**Aim:** The purpose of the article is to consider the influence of the quality of steam produced at the steam generator units of the Karazhanbas field on the oil recovery factor. The main parameter that determines the quality of steam is dryness, which was calculated using the actual values of the boiler (pressure, temperature, gas flow), flue gas tests on a special device, as well as laboratory tests to determine the heat value of the combusted gas.

**Materials and methods:** This work used materials from GHM (geological and hydrodynamic modeling), results of studies of boiler flue gases and heat balance.

**Results:** The calculation showed a low quality of the produced steam, which negatively affects the recovery factor.

**Conclusion:** Evaluation to determine the optimal value of saturated steam parameters (steam dryness, temperature in terms of development efficiency) showed that the higher the temperature and dryness of steam at the wellhead and bottom hole of the injection well, the higher the oil recovery factor at the Karazhanbas field.

**Keywords:** *saturated steam, steam dryness, steam generator unit, enthalpy, net heat value, oil recovery factor.*

#### To cite this article:

Aydarbayev ZA, Khassanov DK. Effect of steam quality on the oil recovery factor of the Karazhanbas field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

ӨОЖ 574.46  
ГТАХР 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Қабылданды: 20.12.2022.

Мақұлданды: 12.09.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Түпұнса зерттеу

### Қаражанбас кен орнындағы мұнай өндіру коэффициентіне бу сапасының әсері

**Ж.С. Айдарбаев, Д.Х. Хасанов**

*ҚМГ Инжиниринг «ҚазФЗЖИмұнайгаз» Филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Жылу агентін «бу» ретінде айдау мұнайдың тұтқырлығын және қозғалыс қатынастарының мәнін төмендетуге мүмкіндік береді, бұл ығыстыру және қамту коэффициентін ұлғайтады және ақырында мұнайды өндіру коэффициентін айтарлықтай арттыруға мүмкіндік береді. Бұл тұжырым бу энтальпиясының мұнай шығару коэффициентіне әсерін айқындау үшін, сондай-ақ жағылатын газдың шығынын анықтау мақсатында негіздеме болды, соның салдарынан қолданыстағы газ құбырын қайта жаңарту, тұщы судың қажетті мөлшерін есептеу және тұтастай алғанда Қаражанбас кен орнында бу айдауды тарату үшін жүргізіледі.

**Мақсаты.** Мақаланың мақсаты Қаражанбас кен орнының бу генераторлық қондырғыларында өндірілетін бу сапасының мұнай өндіру коэффициентіне әсерін қарастыру болып табылады. Бұдың сапасын анықтайтын негізгі параметр құрғақтық болып табылады, оны есептеу кезінде қазандықтың нақты мөндері (қысым, температура, газ шығыны), арнайы құрылғыдағы түтін газдарын зерттеу, сондай-ақ жанатын газдың калориялық құндылығын анықтау үшін зертханалық зерттеулер жүргізілді.

**Материалдар мен тәсілдер.** Бұл жұмыста геологиялық-гидродинамикалық модельдеу материалдары, қазандықтардың түтінді газдарын зерттеу нәтижелері және жылу балансы пайдаланылды.

**Нәтижелері.** Есептеу өндірілген бұдың сапасының төмендігін көрсетті, бұл мұнай өндіру коэффициентіне теріс әсер етеді.

**Қорытынды.** Қаныққан бу параметрлерінің оңтайлы мәнін анықтау бойынша жүргізілген бағалау жұмыстары (бұдың құрғақтығы, игеру тиімділігі тұрғысынан температура) айдау ұңғымасының сағасы мен кенжарындағы бұдың температурасы мен құрғақтығы неғұрлым көп болса, Қаражанбас кен орнында мұнай алу коэффициенті соғұрлым жоғары болатынын көрсетті.

**Негізгі сөздер:** қаныққан бу, құрғақ бу, бу генераторы, энтальпия, төмен жану жылуы, мұнай өндіру коэффициенті.

#### Дәйексөз келтіру үшін :

Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х. Қаражанбас кен орнындағы мұнай өндіру коэффициентіне бу сапасының әсері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 48–58 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

### Введение

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) являются наиболее эффективными методами воздействия на залежи высоковязкой нефти. Их применение обусловлено способностью нефтяного пласта накапливать и передавать тепловую энергию, а эффективность связана с характером изменения его температурного поля. То, каким образом будет меняться поле, во многом определяется характеристикой теплоносителя (насыщенный пар). Насыщенный пар – это пар, находящийся в динамическом равновесии с водой при температуре, равной температуре воды [1]. Основными параметрами, характеризующими насыщенный пар как теплоноситель, являются расход, давление и сухость.

Одним из серьезных упущений является отсутствие в проектных документах на разработку месторождения Каражанбас требований к качеству закачиваемого пара (показателя теплосодержания: сухости, температуры и давления на устье и забое паронагнетательных скважин). В целом закачка пара на месторождении осуществляется произвольным способом, без утвержденных количественных и качественных проектных показателей.

Определение параметров теплосодержания на забое скважины и прогнозирование их изменения в процессе фильтрации по пласту необходимо для оценки эффективности паротеплового воздействия. Однако прежде чем передать насыщенный пар в пласт, его необходимо доставить на забой скважины от парогенератора. В процессе движения по паропроводу и скважине изменяется как давление, так и сухость пара, поэтому начальное значение сухости на выходе из парогенератора имеет очень большое значение.

В качестве теплоносителя используется насыщенный пар, вырабатываемый на парогенераторных установках (далее – ПГУ). Номинальные параметры насыщенного пара (по паспортным данным):

- мобильная парогенераторная установка (далее – МПГУ) – 11,2 т/ч, рабочее давление  $P_{раб} = 17,2$  МПа, рабочая температура  $T_{раб} = 353^{\circ}\text{C} - 5$  ед.;
- стационарная парогенераторная установка (далее – СПГУ) – 18 т/ч,  $P_{раб} = 12$  МПа,  $T_{раб} = 325^{\circ}\text{C} - 14$  ед.;  $P_{раб} = 17,2$  МПа,  $T_{раб} = 353^{\circ}\text{C} - 5$  ед.;
- МПГУ – 23 т/ч,  $P_{раб} = 10,5$  МПа,  $T_{раб} = 315^{\circ}\text{C} - 4$  ед.;  $P_{раб} = 6$  МПа,  $T_{раб} = 276^{\circ}\text{C} - 8$  ед.

$$Q_{эфф} = Q_{вод} + Q_{пар} = Q_{пар} * (h_{пар} - h_{пит}) + Q_{вод} * (h_{вод} - h_{пит}) \quad (2)$$

где  $Q_{пар}$  и  $Q_{вод}$  – расход насыщенного пара и воды, кг/ч;  $h_{пар}$ ,  $h_{пит}$  и  $h_{вод}$  – энтальпия насыщенного пара со степенью сухости,

Основное количество ПГУ располагается на восточном участке месторождения Каражанбас, на котором применяется паротепловое воздействие на пласт, некоторые располагаются на северном участке месторождения. Помимо того, что ПГУ подают пар на отдельные скважины, часть из них подключены к стационарным паропроводам.

### Расчет сухости пара, производимого на ПГУ

Термин «влажность пара», противоположный сухости пара, многими трактуется по-разному. Если большинство рассматривают влажность насыщенного пара как наличие воды в паре в виде взвешенных мельчайших частиц, то другие считают, что к этому надо добавить донный конденсат (насыщенную воду). Важно отметить, что оба утверждения верны, и всё зависит от того какие процессы и состояния водяного пара мы рассматриваем.

Для определения влажности пара было предложено очень много приборов, основанных на механическом отделении воды, на перегреве пара путем его мятья (дросселирования) или путем нагревания электрическим током и т.п.

Все эти методы прямого и косвенного измерения влажности требуют наличия специального лабораторного оборудования и квалифицированного персонала, но можно использовать штатные измерительные приборы на котле и с их помощью провести расчёты.

Согласно закону сохранения энергии, между приходом и расходом теплоты в котле существует равенство (1):

$$\eta = \frac{Q_{эфф}}{Q_{общ}} * 100\% \quad (1)$$

где  $Q_{эфф}$  – эффективно использованное тепло;  $Q_{общ}$  – общий расход тепла, выделенного при сжигании топлива.

Эффективно использованной теплотой  $Q_{эфф}$  считается теплота, отобранная из котла с паром. Для котлов с одновременным отбором насыщенной воды и насыщенного пара  $Q_{эфф}$  состоит из суммы полезной теплоты, отобранной из котла с насыщенным водой  $Q_{вод}$ , и полезной теплоты, отобранной из котла с насыщенным паром ( $Q_{пар}$ ) (2):

энтальпия питательной воды (при  $20^{\circ}\text{C}$ ) и насыщенной воды, кДж/кг.

В свою очередь  $Q_{\text{общ}}$  рассчитывается по следующей формуле (3):

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} \quad (3)$$

где  $Q_{\text{мон}}$  – расход топлива,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $\text{HHV}_{\text{мон}}$  – низшая теплота сгорания топлива.

Низшая теплота сгорания ( $\text{HHV}_{\text{мон}}$ ) – это количество тепла, которое выделяется при сжигании единицы топлива до продуктов полного сжигания при условии, что вода, содержащаяся в продуктах сгорания, находится в виде пара, охлаждённого до  $20^\circ\text{C}$  [2].

$$\eta = \frac{Q_{\text{эфф}}}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} = \frac{Q_{\text{пар}} * (h_{\text{пар}} - h_{\text{пит}}) + Q_{\text{воды}} * (h_{\text{воды}} - h_{\text{пит}})}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} \quad (5)$$

Учитывая формулу (5), уравнение теплового баланса можно записать

$$\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} = Q_{\text{пар}} * (h_{\text{пар}} - h_{\text{пит}}) + Q_{\text{воды}} * (h_{\text{воды}} - h_{\text{пит}}) \quad (6)$$

Если принять во внимание, что мы не знаем количество пара и воды на выходе из котла, но знаем равенства (7–8), то формулу (8) можно объединить с формулой (6), вследствие чего получим следующую формулу (9):

$$Q_{\text{пара}} = \frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} - Q_{\text{пит}} * (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{пар}} - h_{\text{вод}}} \quad (9)$$

Как известно, общая энтальпия пара равна сумме энтальпии питательной воды

и энтальпии парообразования (10):

$$h_{\text{пар}} = h_{\text{пит}} + h_{\text{парообр}} \quad (10)$$

Итоговая формула определения количества пара, которая образуется при нагреве, будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{\text{пара}} = \frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} - Q_{\text{пит}} * (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{парообр}} + h_{\text{пит}} - h_{\text{вод}}} \quad (11)$$

Определив количество пара на выходе и зная количество питательной воды на входе, легко узнать количество насыщенной воды (воды, доведенной до состояния

Эффективность использования тепловой энергии топлива, сгораемого в топке, характеризуется КПД котла ( $\eta$ ) [3].

Коэффициент полезного действия (далее – КПД,  $\eta$ ) котла можно определить, как отношение эффективно использованной теплоты к теплоте сгорания топлива (4):

$$\eta = \frac{Q_{\text{эфф}}}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} \quad (4)$$

Выразив эффективно использованную теплоту через паропроизводительность котла, получим выражение для КПД (5):

в следующем виде:

$$Q_{\text{пит}} = Q_{\text{пар}} + Q_{\text{вод}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{воды}} = Q_{\text{пит}} - Q_{\text{пар}} \quad (8)$$

кипения), а также можно определить сухость пара. Формула расчета сухости по тепловому балансу следующая (12):

$$\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} = (X * h_{\text{парообр}} + h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}}) * Q_{\text{пит}} \quad (12)$$

где  $X$  – сухость пара.

Учитывая формулу (12), сухость пара можно определить следующим образом (13):

$$X = \frac{\left( \frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}}{Q_{\text{пит}}} \right) - (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{парообр}}} \quad (13)$$

### Определение параметров, необходимых для расчета сухости пара

Производство пара в паровом котле, как любой другой процесс трансформации энергии, сопровождается неизбежными потерями тепла.

КПД котла является необходимым параметром при расчёте сухости пара, которая варьируется в зависимости от текущей нагрузки и режима горелки, поэтому были проведены исследования уходящих (дымовых) газов по трём ПГУ разной производительности (МПГУ 23 т-10, СПГУ 18 т-10, МПГУ 11 т-5). В результате значение сухости пара по всем трём ПГУ будет максимально приближено к фактическому, а при расчёте сухости пара других ПГУ будут использованы те же значения КПД, соответствующие по производительности.

Исследование дымовых газов выполнено на приборе Testo 330-2 LL (Германия). Результаты исследования представлены в табл. 1.

На месторождении Каражанбас сжигаемый газ – это природный газ с месторождения Каламкас, смешиваемый с попутным нефтяным газом. Ввиду особенности сжигаемого топлива, а также учитывая, что на каждом ПГУ эти свойства различны, отобраны пробы газа непосредственно на установке для определения теплотворной способности по всем МПГУ и СПГУ. Результаты исследования представлены на рис. 1.

В расчётах в основном пользуются нижней теплотой сгорания топлива по причине высокой, по сравнению с температурой конденсации водяных паров, температуры уходящих газов в топливопитающих устройствах.

Таблицы насыщенного водяного пара – необходимый инструмент, который используется для определения зависимости температуры насыщенного пара от парового давления или, наоборот, давления от тем-

Таблица 1. Результаты исследований дымовых газов  
Table 1. Results of flue gas studies

Наименование Name	МПГУ 23 т-10 MSGP 23 t-10	СПГУ 18т-10 SSGP 18 t-10	МПГУ 11т-5 MSGP 11 t-5
Расход газа, м <sup>3</sup> /ч / Gas flow rate, m <sup>3</sup> /h	1476	700	740
Температура дымовых газов, °С / Flue gas temperature, °С	128,8	237,4	212,2
CO <sub>2</sub> , %	9,97	11,84	8,16
O <sub>2</sub> , %	3,4	0,1	6,6
CO, ppm	0	1916	10
КПД установки, % / Installation efficiency, %	90,7	84	85
Температура атмос- феры, °С / Atmospheric temperature, °С	15,7	17,7	18,9
Тяга, мбар / Traction, mbar	1,50	0,53	0,54
NO, ppm	52	46	47
КПД котла, % / Boiler efficiency, %	91	79	83
Потери с дымовыми газами, % / Losses with flue gases, %	4,5	10	5,5

пературы насыщенного пара. Кроме этих параметров, таблицы обычно включают и другие показатели, такие как удельная энтальпия и удельный объём.

Данные таблицы насыщенного водяного пара всегда отображают информацию о конкретной точке насыщения, известной как точка кипения. Это точка, в которой вода (жидкость) и пар (газ) могут сосуществовать при одинаковых температуре и давлении. Поскольку вода может быть и в жидком, и в газообразном состоянии, нам будут необходимы две подборки данных: данные о насыщенной воде (жидкости) и о насыщенном паре (газе). Значения энтальпии, которые будут использоваться при расчёте сухости пара,

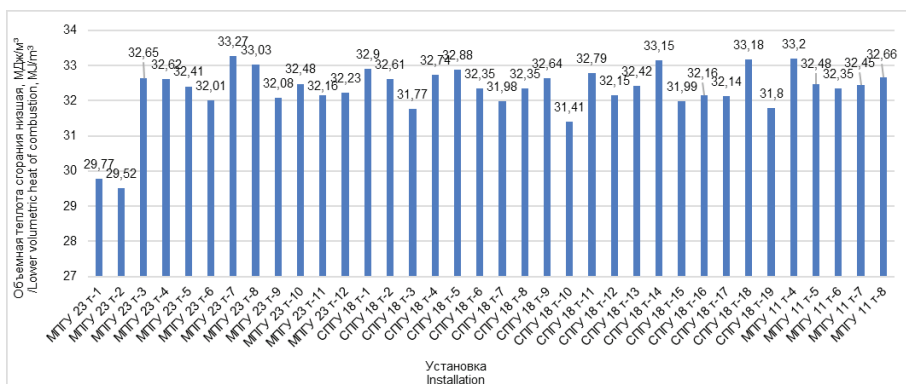


Рисунок 1. Теплотворная способность сжигаемого газа  
Figure 1. Heating value of flared gas



– это табличные значения, определенные по давлению и температуре в котле.

Расчёт сухости пара по данным котла, лабораторным исследованиям и справочным данным представлен в табл. 2.

Значения сухости пара варьируются в широких диапазонах, и установки сильно отличаются друг от друга расходами питательной воды и сжигаемого газа. На некоторых установках сухость пара равна

$$h_{1\text{вод}} + h_{1\text{пар}} * X = h_{2\text{вод}} + h_{2\text{пар}} * X_2 + W_{\text{паропр}} + W_{\text{тр}} \quad (14)$$

где  $h_{1\text{вод}}$  – энтальпия воды нагретой до состояния кипения на выходе из котла;  $h_{1\text{пар}}$  – энтальпия пара на выходе из котла;  $h_{2\text{вод}}$  – энтальпия воды нагретой до состояния кипения на устье скважины;  $h_{2\text{пар}}$  – энтальпия пара на устье скважины;  $X_1$  – сухость пара на выходе из котла;  $X_2$  – сухость пара на устье скважины;  $W_{\text{паропр}}$  – теплопотери в паропроводе;  $W_{\text{тр}}$  – потери на трение паропровода.

В левой части уравнения представлена энтальпия пара на выходе из парогенератора, в правой части энтальпия пара на устье ПНС. Как видно из уравнения сохранения энергии, основное влияние на сухость пара на устье скважины оказывают теплопотери в паропроводе и потери на трение паропровода, а это в свою очередь зависит от таких параметров как:

- тип трубы и её шероховатость;
- создаваемые возмущения в трубопроводе (смена диаметра, наличие штуцера, задвижки, тройники, отводы);
- окружающая среда (температура и скорость ветра);
- режим течения теплоносителя (ламинарный или турбулентный);
- тип изоляции или её отсутствие;
- длина паропровода и его диаметр;
- режим закачки (массовый расход пара);
- параметры парогенератора (давление, температура, сухость);
- пластовое давление.

В связи с вышеизложенным на текущем этапе на основе геолого-гидродинамического моделирования (далее – ГГДМ) проведены оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара на забое: сухости пара, температуры с точки зрения эффективности разработки, т.е. степени выработки запасов.

Для проведения оценочных работ были подобраны 2 участка на Северном (СПГУ-3 и СПГУ-6) и Восточном участках (СПГУ-1, СПГУ-11 и СПГУ-2) с учетом следующих критериев: пластовое давление (Рпл), средние фильтрационно-емкостые

0% (СПГУ 18 т-15, СПГУ 18 т-18): установка не производит насыщенный пар, а по сути производит горячую воду. Максимальное значение сухости составляет 64,8% на МПГУ 23 т-6.

Процесс передачи тепла от парогенератора к устью и забое паронагнетательной скважины рассчитывается по закону сохранения энергии, где в соответствующем уравнении (14):

свойства, остаточные извлекаемые запасы сформированность сетки скважин.

По выбранным участкам построены секторные геолого-гидродинамические модели в программном продукте tNavigator с использованием композиционного ядра (e300) с включенной термальной опцией (thermal), т.к. на данных участках ранее проводились паротепловые обработки скважин (далее – ПТОС), а в настоящее время закачивается пар.

После проведения адаптации ГГДМ были рассчитаны основные технологические показатели разработки на долгосрочную перспективу (до 2035 г.) при разных температурах закачиваемого пара на забое ПНС (выбраны интервалы значений, зарегистрированные на участках парозакачки Северного блока), для выбранных значений температуры рассмотрено несколько значений сухости пара – от 10% до 90%, с шагом 20%.

По участку моделирования в пределах Северного блока были рассмотрены 6 вариантов с различной температурой закачиваемого пара на забое нагнетательных скважин (180°C; 200°C; 220°C; 240°C; 260°C; 280°C), для каждого из которых использованы следующие значения сухости пара на забое ПНС: 10%, 30%, 40%, 50%, 70%, 90%.

На рис. 2 и 3 представлены прогнозные показатели КИН при разных сухостях и температурах к концу расчетного периода (2035 г.). Как видно из графиков, значение конечного КИН повышается с увеличением сухости при заданной температуре. Наиболее высокий КИН – 60,3–60,6% – по Северному участку к 2035 г. достигается при сухости 90% и при температурах 240°C, 260°C и 280°C.

При этом по данным вариантам к концу эффективного периода (2035 г.) КИН превышает значение утвержденного параметра по Северному блоку (24,6%).

Исходя из существующего потенциала парогенераторов по сухости вырабатываемого пара (70–80% на выходе), с учётом потерь при транспортировке по системе паропроводов и по стволу скважин, а также учитывая тот факт, что более половины фонда участка ра-

Таблица 2. Значения сухости пара по ПГУ  
Table 2. Steam dryness values for SGU

Установка Installation	Данные котла Boiler data			КПД, % Efficiency, %	Лабораторные исследования: теплотворная способность газа, МДж/м <sup>3</sup> Laboratory tests: gas heating value, MJ/m <sup>3</sup>	Справочные данные, кДж/кг Reference data, kJ/kg			Сухость пара, % Steam dryness, %
	Рпар, МПа P <sub>steam</sub> , MPa	Тпар, °С T <sub>steam</sub> , °C	Qвод, т/ч Q <sub>water</sub> , t/h			Qгаз, м <sup>3</sup> /ч Q <sub>gas</sub> , m <sup>3</sup> /h	скрытая теплота парообразования hidden heat of vaporization	энтальпия воды water enthalpy	
МПГУ 11 Т-4 / MSGP 11 t-4	3,9	248,8	11,2	83	33,2	1721,5	1079,9	83,9	26,1
МПГУ 11 Т-5 / MSGP 11 t-5	3,4	240,9	11,0	83	32,48	1761,1	1041,8	83,9	23,1
МПГУ 11 Т-6 / MSGP 11 t-6	4,4	256,3	11,0	83	32,35	1682,0	1116,5	83,9	28,2
МПГУ 11 Т-7 / MSGP 11 t-7	3,8	247,0	11,0	83	32,45	1730,7	1071,1	83,9	15,4
МПГУ 11 Т-8 / MSGP 11 t-8	5,3	268,0	11,0	83	32,66	1616,4	1174,9	83,9	5,2
СПГУ 18 Т-1 / SSGP 18 t-1	4,3	255,1	14,3	79	32,9	1688,5	1110,6	83,9	37,8
СПГУ 18 Т-2 / SSGP 18 t-2	5,1	265,5	14,1	79	32,61	1630,8	1162,3	83,9	47,5
СПГУ 18 Т-3 / SSGP 18 t-3	3,5	242,1	15,8	79	31,77	1755,3	1047,6	83,9	19,5
СПГУ 18 Т-4 / SSGP 18 t-4	3,8	247,0	15,3	79	32,74	1730,7	1071,1	83,9	8,3
СПГУ 18 Т-5 / SSGP 18 t-5	3,2	237,7	15,9	79	32,88	1776,7	1026,6	83,9	20,2
СПГУ 18 Т-6 / SSGP 18 t-6	4,3	255,3	13,9	79	32,89	1687,4	1111,6	83,9	34,5
СПГУ 18 Т-7 / SSGP 18 t-7	3,8	246,7	14,6	79	33,07	1732,2	1069,7	83,9	36,0
СПГУ 18 Т-8 / SSGP 18 t-8	4,1	252,7	15,7	79	32,35	1701,2	1098,9	83,9	22,3
СПГУ 18 Т-9 / SSGP 18 t-9	4,2	253,6	15,4	79	32,64	1696,5	1103,3	83,9	30,6
СПГУ 18 Т-10 / SSGP 18 t-10	5,6	271,2	14,5	79	31,41	1597,5	1191,2	83,9	5,6
СПГУ 18 Т-11 / SSGP 18 t-11	4,1	251,8	15,8	79	32,79	1706,0	1094,5	83,9	14,5
СПГУ 18 Т-12 / SSGP 18 t-12	4,4	256,3	15,2	79	32,15	1682,0	1116,5	83,9	12,4
СПГУ 18 Т-13 / SSGP 18 t-13	3,7	246,1	15,9	79	32,42	1735,3	1066,8	83,9	21,5
СПГУ 18 Т-14 / SSGP 18 t-14	3,7	245,8	15,4	79	33,15	1736,8	1065,4	83,9	16,4
СПГУ 18 Т-15 / SSGP 18 t-15	5,4	268,5	14,2	79	31,99	1613,4	1177,5	83,9	0,0
СПГУ 18 Т-16 / SSGP 18 t-16	4,5	257,5	16,0	79	32,16	1675,5	1122,4	83,9	24,5
СПГУ 18 Т-17 / SSGP 18 t-17	4,4	256,2	15,7	79	32,14	1682,6	1116,0	83,9	36,0
СПГУ 18 Т-18 / SSGP 18 t-18	7,2	288,6	15,9	79	33,18	1486,4	1282,3	83,9	0,0
СПГУ 18 Т-19 / SSGP 18 t-19	4,3	255,7	15,7	79	31,8	1685,3	1113,6	83,9	28,2
МПГУ 23 Т-1 / MSGP 23 t-1	5,9	275,0	20,6	91	29,77	1574,4	1210,7	83,9	47,9
МПГУ 23 Т-2 / MSGP 23 t-2	6,0	275,6	22,6	91	29,52	1570,8	1213,8	83,9	35,8
МПГУ 23 Т-3 / MSGP 23 t-3	6,5	280,6	20,2	91	32,65	1539,3	1236,8	83,9	48,2
МПГУ 23 Т-4 / MSGP 23 t-4	6,6	281,6	20,2	91	32,62	1532,9	1245,1	83,9	50,9
МПГУ 23 Т-5 / MSGP 23 t-5	4,8	260,9	23,3	91	32,41	1656,8	1139,3	83,9	54,9
МПГУ 23 Т-6 / MSGP 23 t-6	4,6	258,6	23,0	91	32,01	1669,5	1127,9	83,9	64,8
МПГУ 23 Т-7 / MSGP 23 t-7	4,4	255,6	23,2	91	33,27	1685,8	1113,1	83,9	50,8
МПГУ 23 Т-8 / MSGP 23 t-8	4,2	253,8	22,8	91	33,03	1695,4	1104,2	83,9	57,6
МПГУ 23 Т-9 / MSGP 23 t-9	4,4	256,3	22,8	91	32,08	1682,0	1116,5	83,9	55,8
МПГУ 23 Т-10 / MSGP 23 t-10	4,4	255,9	23,3	91	32,48	1684,2	1114,6	83,9	53,4
МПГУ 23 Т-11 / MSGP 23 t-11	5,1	265,0	23,0	91	32,16	1633,7	1159,8	83,9	41,4
МПГУ 23 Т-12 / MSGP 23 t-12	5,1	265,0	23,1	91	32,23	1633,7	1159,8	83,9	49,1

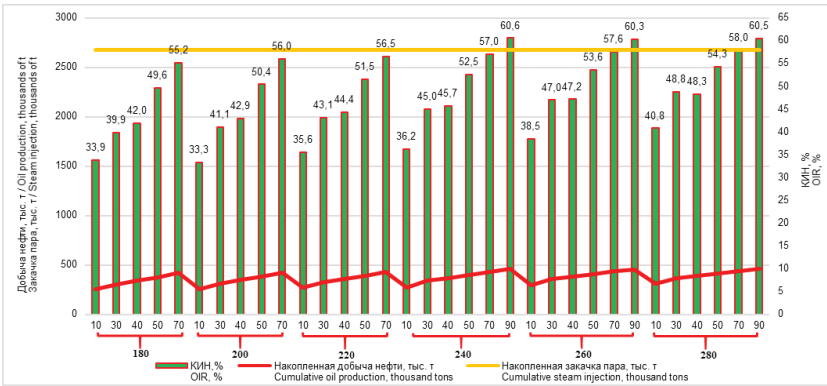


Рисунок 2. Прогнозные технологические показатели Северного блока по температуре  
 Figure 2. Forecast technological indicators of the Northern block by temperature

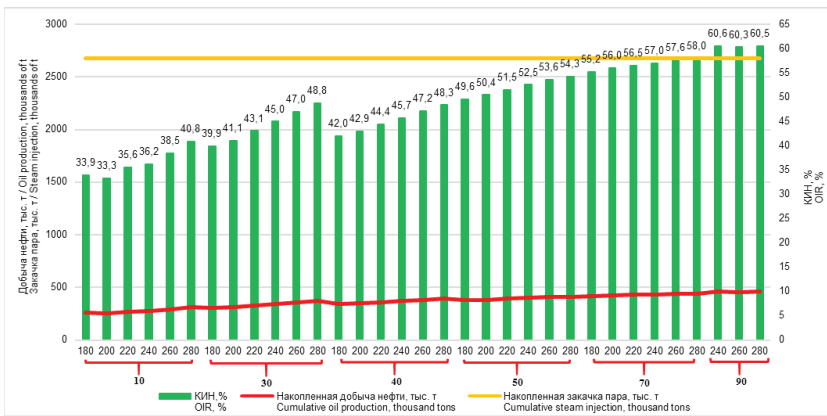


Рисунок 3. Прогнозные технологические показатели Северного блока по сухости пара  
 Figure 3. North Block forecast process parameters by steam dryness

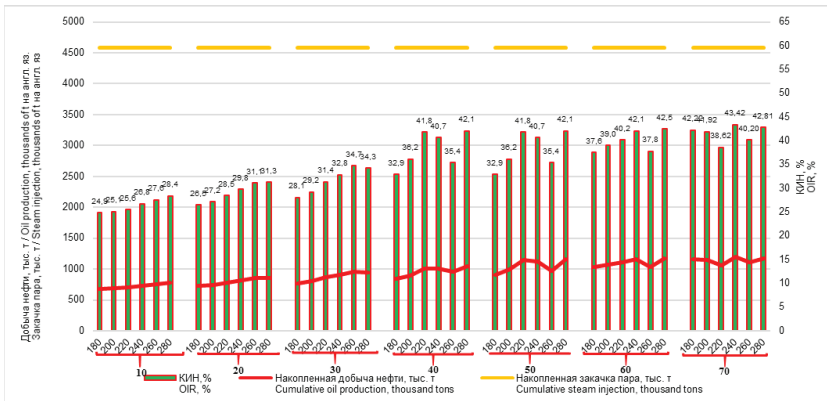


Рисунок 4. Прогнозные технологические показатели Восточного блока по температуре  
 Figure 4. East Block forecast process parameters by temperature

ботает с температурой на заборе более 220°C, необходимо для данного участка обеспечить сухость на заборе не менее 30%, температуру не ниже 180°C.

По участку моделирования в пределах Восточного блока были также рассмотрены 6 вариантов с температурой закачиваемого пара на заборе нагнетательных скважин

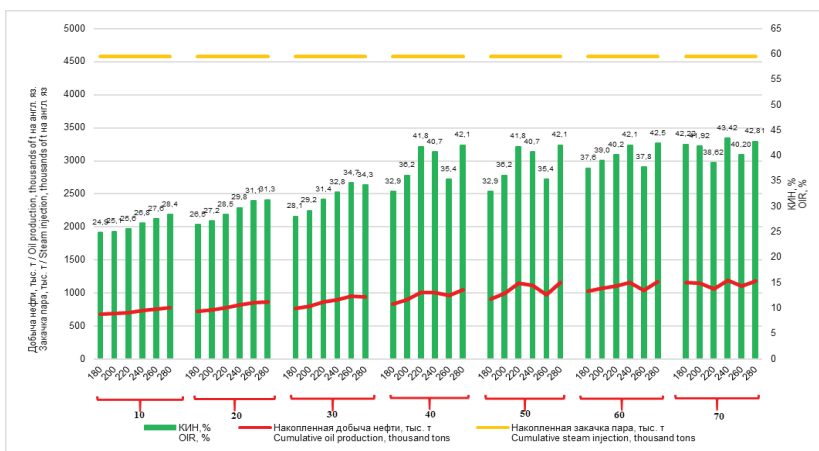


Рисунок 5. Прогнозные технологические показатели Восточного блока по сухости пара  
Figure 5. East Block forecast process parameters by steam dryness

(180°C; 200°C; 220°C; 240°C; 260°C; 280°C), для каждого из которых использованы следующие значения сухости пара на забое ПНС: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%.

На рис. 4 и 5 представлены прогнозные показатели КИН при разных сухостях и температурах к концу расчетного периода (2035 г.). Аналогично Северному участку, значение КИН за оценочный период на Восточном участке тем выше, чем выше температура и сухость закачиваемого пара. Согласно расчётам, максимальный достигаемый КИН Восточного участка в диапазоне температур 180–280°C составил 38,6–42,8% при сухости пара 70%.

Таким образом, исходя из существующего потенциала парогенераторов на Восточном участке по сухости вырабатываемого пара (54–75% на выходе), с учётом текущих потерь при транспортировке по системе паропроводов и по стволу скважин, а также учитывая тот факт, что более половины фонда 6 блока Восточного участка I объекта работает с температурой на забое более 200°C, необходимо для Восточного участка обеспечить сухость на забое не менее 40%, температуру – не ниже 180°C. При данных параметрах агента технология обеспечит выработку запасов всего Восточного участка в соответствии с проектными показателями.

## 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.

## Выводы

Тепловые методы воздействия на пласт являются наиболее эффективными методами в условиях месторождения Каражанбас.

Проведенные на базе ГГДМ оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара (сухость, температура с точки зрения эффективности разработки) показали, что чем больше температура и сухость пара, тем выше КИН, но более 80% фонда парогенераторных установок не достигают даже 50% сухости производимого пара.

На сегодняшний день сухость пара по МПГУ-11 т в среднем составляет 19,6%, СПГУ-18 т – 22%, МПГУ-23 т – 51%.

По результатам проведенного анализа и исследования, необходимо для Северного участка обеспечить сухость на забое не менее 30%, температуру не ниже 180°C; для Восточного участка – сухость на забое не менее 40%, температуру не ниже 180°C.

Учитывая вышеизложенное, требуется повысить сухость вырабатываемого пара из ПГУ на максимально возможное значение (согласно паспортным значениям, 80%) путём увеличения расхода сжигаемого газа по установкам или же уменьшить подачу питательной воды при тех же расходах газа.

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Айдарбаев Ж.С. –

концепция работы, сбор, анализ, интерпретация данных, написание, Хасанов Д.Х. – контроль за выполнением работы, написание и редактирование рукописи.

#### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception

of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Zhanibek A. Aydarbayev – conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data, drafting; Dauren Kh. Khassanov – supervising of the work, drafting and editing of the manuscript.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев Г.Н. Общая теплотехника. Москва : Высшая школа, 1980. 67 с.
2. Крутов В.И. Расчет горения газообразного топлива. Методические указания к курсу «Теплотехника». Алматы : Минвуз Казахской ССР, 1983. 32 с.
3. Болдырев О.Н. Судовые энергетические установки. Часть 2. Котлотурбинные энергетические установки. Северодвинск : СЕВМАШВТУЗ, 2004. 187 с.
4. Бурже Ж., Комбарну М., Сурио П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва : Недра, 1989. 422 с.
5. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар : Советская Кубань, 2000. 464 с.
6. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань : Новое Знание, 2000. 226 с.
7. ТОО «М-Техсервис». Отчеты о результатах исследования профиля приемистости пара в паронагнетательных сважинах месторождения Каражанбас.
8. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. Москва : Энергоатомиздат, 1985. 232 с.

#### REFERENCES

1. Alekseev GN. *Obshchaya teplotekhnika*. Moscow: Vysshaya shkola; 1980. 67 p. (In Russ).
2. Krutov VI. *Rashchet gorenija gazoobraznogo topliva*. Metodicheskie ukazaniya k kursu «Teplotekhnika». Almaty: Minvuz Kazahskoy SSR; 1983. 32 p. (In Russ).
3. Boldyrev ON. *Sudovye energeticheskiye ustanovki. Part II. Kotloturbinnye energeticheskiye ustanovki*. Severodvinsk: SEVMASHVTUZ; 2004. 187 p. (In Russ).
4. Bourget J, Surio P, Combarnu M. *Thermal Methods of Enhanced Oil Recovery*. Moscow: Nedra; 1989. 422 p.
5. Antoniad DG, Garushev AR, Ishkhanov VG. *Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefti*. Krasnodar: Sovetskaya Kuban'; 2000. 464 p. (In Russ).
6. Muslimov RH, Musin MM, Musin KM. *Opyt primeneniya teplovykh metodov razrabotki mestorozhdeniyakh Tatarstana*. Kazan: Novoe Znanie; 2000. 226 p. (In Russ).
7. ТОО «М-Техсервис». Отчеты о результатах исследования профиля приемистости пара в паронагнетательных сважинах месторождения Каражанбас.
8. Safonov AP. *Sbornik zadach po teplofikacii i teplovyim setyam*. Moscow: Energoatomizdat; 1985. 232 p. (In Russ).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

\*Айдарбаев Жанибек Султангалиевич

e-mail: z.aidarbaev@kmge.kz.

Хасанов Дәурен Хасанұлы

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

#### AUTHORS' INFO

\*Zhanibek A. Aydarbayev

e-mail: z.aidarbaev@kmge.kz.

Dauren Kh. Khassanov

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

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



УДК 622.276: 620.193

МРНТИ 52.47.97: 81.33.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>

Получена: 24.02.2023.

Одобрена: 17.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

---

## Научный обзор

### Повышение эффективности применения бактерицидов и биостатов при использовании морской воды в системе поддержания пластового давления

М.Ю. Кильянов, Л.В. Игревский, С.Ф. Хафизов,

В.С. Вербицкий, Д.Н. Ламбин

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

#### АННОТАЦИЯ

В статье приведены материалы по классификации групп коррозионно-опасных бактерий, развивающихся на объектах нефтепромыслов, классификация нефтяных месторождений по микробиологическим проблемам, даны критические точки по развитию сульфатовосстанавливающих бактерий, а также классификация способов борьбы с микробиологической коррозией. Также дано описание влияния УФ-облучения на угнетение микроорганизмов. Приведены предложения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина по совместному применению биоцидов, биостатов и УФ-облучения для борьбы с сульфатовосстанавливающими бактериями.

**Ключевые слова:** сульфатовосстанавливающие бактерии, биоциды, биостаты, ультрафиолетовое облучение.

#### Как цитировать:

Кильянов М.Ю., Игревский Л.В., Хафизов С.Ф., Вербицкий В.С., Ламбин Д.Н. Повышение эффективности применения бактерицидов и биостатов при использовании морской воды в системе поддержания пластового давления // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 59–70. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>.

**UDC 622.276: 620.193**

**CSCSTI 52.47.97: 81.33.00**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>

Received: 24.02.2023.

Accepted: 17.08.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## **Review article**

### **Efficiency improvement of Bactericides and Biostats Application when Using Seawater in a Reservoir Pressure Maintenance System**

**Mikhail Yu. Kilyanov, Leonid V. Igrevsky, Sergey F. Khafizov,  
Vladimir S. Verbitsky, Dmitry N. Lambin**  
*Gubkin University, Moscow, Russia*

#### **ABSTRACT**

The article presents materials on the classification of groups of corrosion-hazardous bacteria developing at oilfield facilities, classification of oil fields by microbiological problems, critical points for the development of sulfate-reducing bacteria, as well as classification of methods to combat microbiological corrosion. The effect of UV irradiation on the inhibition of microorganisms is also described. The proposals of the Gubkin Institute on the joint application of biocides, biostats and UV irradiation to combat sulfate-reducing bacteria are given.

**Key words:** *sulfate-reducing bacteria, biocides, biostats, ultraviolet irradiation.*

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

Kilyanov MY, Igrevsky LV, Khafizov SF, Verbitsky VS, Lambin DN. Efficiency improvement of Bactericides and Biostats Application when Using Seawater in a Reservoir Pressure Maintenance System. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):59–70. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>.

ӨЖ 622.276: 620.193

ҒТАХР 52.47.97: 81.33.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>

Қабылданды: 24.02.2023.

Мақұлданды: 17.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Ғылыми шолу

### Қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде теңіз суын пайдалану кезінде бактерицидтер мен биостаттарды қолдану тиімділігін арттыру

М.Ю. Кильянов, Л.В. Игревский, С.Ф. Хафизов,

В.С. Вербицкий, Д.Н. Ламбин

*И.М. Губкин атындағы мұнай және газ РМУ, Мәскеу қаласы, Ресей*

#### АННОТАЦИЯ

Мақалада мұнай кәсіпшілігі нысандарында дамитын коррозияға қауіпті бактериялар топтарының жіктелуі, мұнай кен орындарының микробиологиялық проблемалар бойынша жіктелуі, сульфатты қалпына келтіретін бактериялардың дамуы бойынша сыни нүктелер, сондай-ақ микробиологиялық коррозиямен күресу тәсілдерінің жіктелуі туралы материалдар келтірілген. Сондай-ақ, ультракүлгін сәулеленудің микроорганизмдердің тежелуіне әсері сипатталған. Сульфатты қалпына келтіретін бактериялармен күресу үшін биоцидтерді, биостаттарды және ультракүлгін сәулеленуді бірлесіп қолдану бойынша И.М. Губкин атындағы Мұнай және газ РМУ (ҒЗУ) ұсыныстары келтірілген.

**Негізгі сөздер:** сульфатты қалпына келтіретін бактериялар, биоцидтер, биостаттар, ультракүлгін сәулелену.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Кильянов М.Ю., Игревский Л.В., Хафизов С.Ф., Вербицкий В.С., Ламбин Д.Н. Қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде теңіз суын пайдалану кезінде бактерицидтер мен биостаттарды қолдану тиімділігін арттыру // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 59–70 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>.

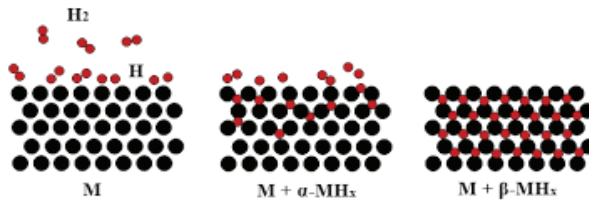
**Введение**

Среди специалистов нефтегазовой промышленности распространено мнение, что главной угрозой коррозии оборудования является не её ускорение при воздействии на него сероводородных соединений, а насыщение металла водородом, что приводит к ухудшению его прочности и возникновению коррозионной трещинной деградации. Исследования показали, что этот процесс протекает особенно быстро в присутствии влаги и происходит в результате выделения водорода, так называемой водородной деполаризации, при электрохимической коррозии. Для этого требуется наличие

подходящих потенциалов железа и водорода. Кроме сероводорода, другие серосодержащие соединения, такие как SO<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>S и коллоидная сера, также способствуют насыщению металла водородом [1].

В настоящее время выделены пять основных групп коррозионно-опасных бактерий, развивающихся на объектах нефтепромыслов (табл. 1).

Результаты многих исследований свидетельствуют о том, что представители рода Thiobacillus (тионовые бактерии) являются основными участниками в окислении большого количества соединений серы до сульфатов. Эти тионовые (сероокисляющие) бактерии [1]



**Рисунок 1. Насыщение металла водородом**  
**Figure 1. Hydrogen saturation of the metal**

**Таблица 1. Виды углеводородных бактерий**  
**Table 1. Types of hydrocarbon bacteria**

Виды бактерий Type of bacteria	Описание / Description
Железобактерии Iron bacteria	Аэробные автотрофные организмы, не требующие для своего развития органических веществ, поглощающие железо в ионном состоянии и выделяющие его в виде нерастворимых соединений. Возникающая электрохимическая гетерогенность поверхности усиливает коррозию. Aerobic autotrophic organisms that do not require organic matter for their development, absorb iron in the ionic state and excrete it in the form of insoluble compounds. The resulting electrochemical heterogeneity of the surface enhances corrosion. <i>Pod: Galionella, Leptothrix, Crenotrix Genus: Galionella, Leptothrix, Crenotrix</i>
Денитрифицирующие бактерии Denitrifying bacteria	Аэробные гетеротрофные бактерии, восстанавливающие нитраты до свободного азота, источником энергии для них являются органические соединения нефти. Aerobic heterotrophic bacteria that reduce nitrate to free nitrogen, their energy source is organic compounds from petroleum. <i>Pod: Pseudomonas denitrificans, Pseudomonas fluorescens, Bacillus Genus: Pseudomonas denitrificans, Pseudomonas fluorescens, Bacillus</i>
Углеводород окисляющие бактерии Hydrocarbon oxidizing bacteria	Аэробные гетеротрофные бактерии, окисляющие углеводороды нефти и сопутствующего газа с образованием промежуточных продуктов неполного окисления типа спиртов, альдегидов, диоксида углерода и кислот Heterotrophic Aerobic Bacteria that oxidize petroleum hydrocarbons and associated gas to form incomplete oxidation intermediates such as alcohols, aldehydes, carbon dioxide and acids. <i>Pod: Pseudomonas Genus: Pseudomonas</i>
Тионовые (сероокисляющие) бактерии Thionic (sulfur-oxidizing) bacteria	Аэробные или анаэробные (в зависимости от рода) автотрофные микроорганизмы, осуществляющие окисление сероводорода, сульфида кальция, серы, тиосульфатов, тетрагидратов, гидросульфидов и некоторых других соединений серы до состояния сульфатов и серной кислоты Aerobic or anaerobic (depending on the genus) autotrophic microorganisms that oxidize hydrogen sulfide, calcium sulfide, sulfur, thiosulfates, tetrathionates, hydrosulfides and some other sulfur compounds to the state of sulfates and sulfuric acid <i>Pod: Thiobacillus thioiparus, T. thiooxidans, T. Ferrooxidans Genus: Thiobacillus thioiparus, T. thiooxidans, T. Ferrooxidans</i>
Сульфатвосстанавливающие бактерии Sulfate-reducing bacteria	Анаэробные автотрофные бактерии, восстанавливающие многие соединения серы, в т.ч. сульфаты, до сульфидов. У некоторых сульфатвосстанавливающих бактерий обнаружена способность окислять молекулярный водород. Anaerobic autotrophic bacteria that reduce many sulfur compounds, including sulfates, to sulfides. Some sulfate-reducing bacteria have been found to have the ability to oxidize molecular hydrogen. <i>Pod: Desulfomonas, Desulforomonas, Desulfovibrio Desulfotomaculum Genus: Desulfomonas, Desulforomonas, Desulfovibrio Desulfotomaculum</i>

выполняют важную роль в природном превращении серы. Благодаря упомянутой окислительной активности, сероокисляющие бактерии в состоянии конкурировать с процессами окисления различных серосодержащих соединений.

В то же время сульфатвосстанавливающие бактерии (далее – СВБ) являются исключительно анаэробами и могут размножаться при определенной температуре 25–44°C и pH 5,5–9,0 (оптимально 7,2). Они остаются жизнеспособными при температурах до 800°C и концентрации сероводорода до 2000 мг/л. Несмотря на то, что СВБ – анаэробы, относящиеся к облигатным и не переносящие кислорода, они не погибают от него. Этим объясняется их широкое распространение в природе.

В результате жизнедеятельности тиобактерий образуется серная кислота, приводящая к коррозии металла нефтепромыслового оборудования. Однако этим негативное влияние данных бактерий на металлы не ограничивается. Бактерии *T. ferrooxidans* окисляют так называемый железный купорос ( $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ) до сульфата трехвалентного железа ( $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ ), являющегося агрессивным окислителем металла нефтепромыслового оборудования. При контакте с железом или сталью сульфат железа (III) восстанавливается до железного купороса, который, в свою очередь, вновь окисляется тиобактериями до сульфата железа (III). При благоприятных для жизнедеятельности бактерий условиях этот цикл может повторяться многократно, приводя к постоянному разрушению металла нефтепромыслового оборудования.

По микробиологическим проблемам нефтяные месторождения можно разделить на три группы [4]:

1. Месторождения на начальной стадии разработки, в продукции которых отсутствует сероводород, а мероприятия по интенсификации добычи только начинают применяться.

При разработке месторождений, отнесенных к первой группе, целью борьбы с микробиологическими проблемами является недопущение заражения продуктивных горизонтов. Достигается данная цель решением нескольких задач: правильным выбором источника воды (при этом основным критерием является отсутствие СВБ), обязательной обработкой закачиваемой воды для предупреждения заражения, поскольку в процессе заводнения происходит интенсивный водообмен. При этом дозировка бактерицида выбирается постоянная и минимальная, а сам бактерицид подлежит замене каждые

4–6 мес., чтобы исключить адаптацию к нему бактерий.

2. Месторождения, находящиеся на заключительной стадии разработки и использующие систему поддержания пластового давления (далее – ППД), могут приводить к появлению сероводорода в результате закачки воды.

На таких месторождениях необходимо бороться с бактериальным восстановлением сульфатов в двух направлениях: защита оборудования от коррозии и подавление жизнедеятельности бактерий в условиях пласта. Подача ударных доз бактерицидов в закачиваемую в пласт воду, непосредственно в нагнетательные скважины, позволяет подавить СВБ в пласте. Нефтепромысловое же оборудование следует защищать составами комплексного действия (бактерицид и ингибитор) и вводить их на различных участках системы сбора и подготовки.

3. Месторождения, на которых продукция содержит сероводород с начала разработки, требуют особого внимания. Необходимо проводить мероприятия по защите оборудования от коррозии и обеспечивать безопасность работников. Для этого можно применять обработку продукции биологическими препаратами, а также применять системы контроля и автоматического регулирования параметров эксплуатации.

Для данной группы месторождений рекомендуются антикоррозионные мероприятия с использованием ингибиторов коррозии и бактерицидов.

### **Основные элементы промышленного обустройства, страдающие от СВБ**

В соответствии с работами [5, 6] элементы нефтепромыслового обустройства по степени критичности воздействия коррозии классифицируются следующим образом:

1. Элементы конструкции скважин (в первую очередь буровое оборудование и эксплуатационные колонны). В эту же группу можно отнести поверхностное оборудование: металлические части буровых установок, цементировочное и противовибросовое оборудование, запорно-регулирующая арматура, устьева арматура, автоматизированные системы управления и т.п., глубинно насосное оборудование.

2. Система ППД, как контактирующая преимущественно с водой, наиболее уязвима к СВБ. В полной мере подвержены воздействию коррозии: все водоводы высокого и низкого давления, в т.ч. водозабора, все элементы водоочистных сооружений, промышленные

насосные станции (кустовые и блочные кустовые), разводящие трубопроводы от блоков гребенок и водораспределительных пунктов до нагнетательных скважин.

3. Системы промышленного сбора и транспорта скважинной продукции, включающие всё оборудование (ёмкости и сепараторы, запорно-регулирующую арматуру, измерительные установки и т.п.) и трубопроводы для транспорта скважинной продукции.

4. Оборудование системы промышленной подготовки нефти. Это агрегаты и аппараты (насосы, компрессоры, абсорберы и т.п.), ёмкостное оборудование разных этапов подготовки (газожидкостные сепараторы, трехфазные разделители, отстойники горизонтальные, электродегидраторы и т.п.), теплообменное оборудование (печи трубчатые блочные, путевые подогреватели, аппараты типа «Хиттер-Триттер» и т.д.), оборудование по подготовке газа.

5. Оборудование для хранения товарной и промышленной нефти, светлых и темных нефтепродуктов, например, резервуары вертикальные стальные, резервуары горизонтальные. Причем ёмкости, контактирующие с водой (в любом её состоянии), сильнее подвержены коррозии.

Как показывает практика по микробиологической зараженности наземного оборудования, а также воды и нефти в промышленных условиях [2, 3], наиболее сильно заражены СВБ сточные и подтоварные воды для нужд систем ППД, поступающие из резервуаров очистных сооружений цеха по подготовке и перекачки нефти.

Существуют два варианта классификации методов противодействия бактериальной коррозии [7, 8].

#### **1-й вариант классификации:**

1) использование специальных составов ингибиторов-бактерицидов;

2) продувка кислородом среды, заражённой бактериями;

3) использование устойчивых к воздействию СВБ защитных покрытий;

4) регулирование параметров пластовой воды – pH фактора;

5) катодная защита устойчивых к воздействию СВБ поверхностей;

6) удаление из среды веществ, питательных для СВБ.

#### **2-й вариант классификации:**

1) воздействие на поверхность металла:

а. физическое удаление загрязнений,

б. придание поверхности гидрофобных свойств,

с. полное удаление воды из среды или облучение,

д. использование коррозионностойких сплавов и покрытий,

е. изменение адгезионных свойств,

ф. применение смазочных материалов и ингибиторов коррозии,

г. применение специальных покрытий поверхности оборудования с добавлением биоцидов;

2) воздействие на среду обитания бактерий, термобарические условия:

а. поддержание температуры близкой к стандартной и влажности менее 80%,

б. недопущение проникновения бактерий путем герметизации и/или очистки, осушки,

с. применение катодной защиты с целью угнетения процессов жизнедеятельности бактерий,

д. подавление жизнедеятельности биоцидами

3) воздействие непосредственно на бактерии:

а. применение радиации,

б. применение антибиоза,

с. применение паразитических микроорганизмов,

д. применение бактерицидов.

**Химические методы уничтожения микроорганизмов** включают обработку среды веществами, которые вызывают гибель микробов. В нефтепромысловых областях используются бактерициды и биостаты. Бактерициды уничтожают микроорганизмы, а биостаты тормозят их рост, не убивая их.

Биостаты ограничивают развитие микроорганизмов, тогда как бактерициды их уничтожают. Использование биостатов вместе с бактерицидами даёт более эффективный результат, по сравнению с применением одного из них. Некоторые органические бактерициды могут также действовать как биостаты, однако не все биостаты могут уничтожать бактерии.

Для борьбы с бактериальным восстановлением сульфатов широко используется метод закачки высокоминерализованных вод хлоркальциевого типа в пласт. Периодическая закачка высокоминерализованных сточных вод необходима не реже, чем раз в 9–11 мес., в течение не менее 3 дней.

Действие окисляющих бактерицидов активно против всех видов СВБ, в то время как некоторые из них могут оставаться устойчивыми к органическим бактерицидам, которые не обладают окислительными свойствами. В основном это касается хлорорганических соединений, которые, несмотря на свою высокую эффективность, могут привести к некоторым осложнениям при использовании.



**Неокисляющие органические бактерициды** работают путём влияния на проницаемость клеточных стенок и нарушения их биологических процессов.

В нефтепромысловой практике из неокислительных органических бактерицидов чаще всего применяют пентандиаль и гидроксиметил фосфония с небольшим количеством формальдегида и акролеина. Результаты исследований показывают, что эффект от использования бактерицидов значительно выше, чем любое возможное отрицательное коррозионное воздействие.

**Биостаты** являются эффективными веществами, препятствующими росту микроорганизмов, но не уничтожающими их. Влияние биостатического агента приводит к торможению репродуктивной способности микроорганизмов. Когда препарат перестаёт действовать, микроорганизмы возобновляют свою жизнедеятельность и размножение.

В нефтегазовой промышленности биостатические вещества широко используются для поддержания низких уровней СВБ и ингибирования метаболической активности, предотвращая образование сероводорода. Для достижения желаемого эффекта концентрация биостатиков в водных растворах гораздо ниже, чем для органических бактерицидов.

В отличие от органических бактерицидов, которые часто применяются в виде ударных доз, реагенты-биостатики дозируются периодически или непрерывно. Они почти нечувствительны к качеству обеззараживаемой воды.

Эффективный уровень концентрации биостатиков, необходимый для уничтожения бактерий, достигается при дозировании в воде. Это даёт возможность обеззараживать и все элементы водного транспорта, включая резервуары, водопроводы и призабойную зону пласта нагнетательных скважин, которые являются источниками распространения микрофлоры. Прерывистые обработки необходимы только для восстановления биопленки с адгезированными бактериями, и частота обработок зависит от активности бактерий и их среды обитания. Обычно обработки проводятся 1–3 раза в квартал.

Существует три подхода при проведении бактерицидных обработок [9, 10]:

1. Для подавления бактерий в оборудовании промыслового обустройства и пласте при забоях нагнетательных скважин проводить периодическую ударную обработку бактерицидами ёмкостей сбора и подготовки товарной воды. В первый год внедрения технологии обработка проводится не менее 6 раз, во второй год – 4 обработки, и две обработки осуществляются на третий год.

2. Для подавления жизнедеятельности в прискважинной зоне пласта нагнетательных скважин бактерицид периодически добавляется на вход насосов кустовой насосной станции в течение 2 сут. В первый год применения технологии ударные обработки выполняются не менее 6 раз, на следующий год количество обработок снижается до 4, в третий год проводятся 2 обработки.

3. Постоянная обработка закачиваемой воды бактерицидом с периодическим увеличением дозировки до ударной. Увеличение дозировки бактерицидов до ударных производится для обработки ёмкостной системы подготовки товарной воды, системы водоводов и прискважинной зоны пласта в нагнетательных скважинах. Периодичность в первый год составляет не менее 4 раз по 2 сут и 4 раза в течение следующих двух лет с равной периодичностью.

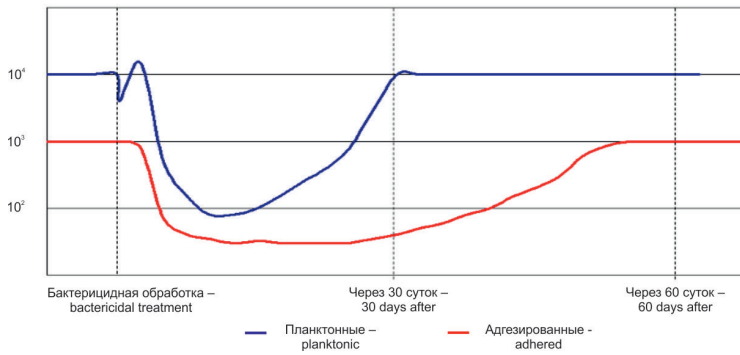
По результатам внедрения технологий защиты от коррозии и биокоррозии можно констатировать следующее:

1. При использовании биоцидов в сточной воде наблюдается значительное снижение количества СВБ, обусловленное уменьшением планктонных форм бактерий, но этот эффект сохраняется лишь несколько суток, поскольку отложения твёрдых примесей и биоплёнка на внутренней поверхности ёмкостей и водоводов вновь способствуют росту адгезированных форм СВБ. После обработки, через 1–2 недели количество СВБ в сточной воде может быть ниже фоновых значений на 2–3 порядка. Тем не менее отмечено, что спустя месяц количество планктонных СВБ в пробах воды фактически восстанавливается до исходного уровня.

2. На рис. 2 показаны средние значения количества СВБ различных форм в процессе обработки биоцидами. Из рисунка видно, что количество осевших на поверхности СВБ снижается на один – два порядка. Эффект от обработки длится 1,5–2 мес., после чего количество СВБ восстанавливается.

3. Анализ адгезированных на поверхности форм СВБ, ответственных за локальную коррозию систем сбора скважинной продукции и водоводов на нефтепромыслах России [11], является важнейшим критерием оценки эффективности технологий обработок биоцидами.

Угнетение микроорганизмов возможно различными **физическими методами**, к которым можно отнести ультрафиолетовые (далее – УФ) и рентгеновские лучи, ультразвуковое излучение,  $\gamma$ -,  $\beta$ - и  $\alpha$ -излучения, высокочастотные токи. Указанные методы не загрязняют биосферу.



**Рисунок 2. Средние значения количества СРБ различных форм в процессе обработки биоцидами**  
**Figure 2. Average values of the number of SRB (sulfate-reducing bacteria) of different forms in the process of biocide treatment**

Фотохимические реакции в структуре ДНК и РНК молекул, вызванные воздействием УФ-лучей и оказывающие бактерицидное действие, необратимо повреждают их. Также к фатальному для микроорганизмов результату приводят необратимые нарушения в их клеточных стенках и структуре мембран [12].

**Вакуумный УФ в области длин волн 100...200 нм [13] может разрушать органику (остаточную нефть) и вызывать образование**

озона из молекул кислорода, растворённого в воде. Он также воздействует на молекулы органических соединений, что позволяет проводить глубокую фотохимическую очистку воды от нефтепродуктов, пестицидов, токсических и мутагенных циклических органических соединений.

УФ-излучение в области длин волн 205...315 нм используется для обеззараживания воды от микроорганизмов (максимальный эффект достигается при 260 нм). Необратимые повреждения ДНК и РНК микроорганизмов происходят под воздействием УФ-излучения в результате фотохимических реакций в их структуре. Кроме того, нарушения структуры мембран и клеточных стенок микроорганизмов также вызывают их гибель.

Преимущества применения УФ-излучения:

- эффективность и универсальность воздействия на различные микроорганизмы в воде;

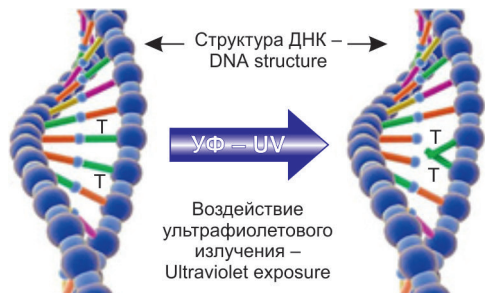
- безопасность для жизни и здоровья человека и экологичность;
- относительно низкая цена;
- невысокие эксплуатационные расходы;
- низкие капитальные затраты;
- простота обслуживания установок.

Температура и pH воды не имеют влияния на фотохимические процессы, а их зависимость от химического состава незначительна. Чтобы повысить эффективность, можно сочетать их с другими методами обеззараживания и физическими воздействиями. Например, одновременное использование кавитации или ультразвука и ультрафиолета, а также небольших доз озона после обработки снижает необходимую дозу облучения и гарантирует полную очистку воды даже при наличии взвесей. Введение небольших доз активного хлора создаёт эффект последствия, который предотвращает повторное загрязнение воды.

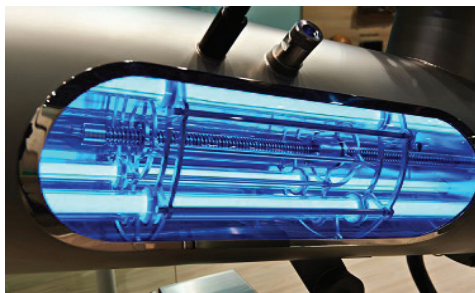
**Таблица 2. Степень обеззараживания**  
**Table 2. Level of disinfection**

Микроорганизм Microorganism	Степень обеззараживания при дозе УФ-облучения, мДж/см <sup>2</sup> Level of disinfection at UV dose, mJ/cm <sup>2</sup>		
	16	40	80
<b>Бактерии / Bacteria</b>			
Aeromonas hydrophila	>6	>6	>6
Campylobacter jejuni	>6	>6	>6
Clostridium tetani	1,8	4,4	>6
Escherichia coli	6	>6	>6
Enterococcus	1,6	4	8
Fecal Coliform	>6	>6	>6
Fecal Streptococcus	1,6	4	8
Pseudomonas aeruginosa	>6	>6	>6
Salmonella paratyphi	5	>6	>6
Salmonella typhi	>6	>6	>6
Shigella dysenteriae	>6	>6	>6
Shigella flexneri	>6	>6	>6
Vibrio cholerae	>6	>6	>6
<b>Вирусы / Viruses</b>			
Hepatitis A	2,9	>4	>4
Coliphage	4,4	>4	>4
Coliphage MS-2	0,7	1,7	3,5
Coxsackie	2,7	>4	>4
Poliovirus	2,1	>4	>4
Rotavirus	1,8	>4	>4
<b>Простейшие / Protozoa</b>			
Giardia lamblia	0,19	0,49	1,5
Cryptosporidium parvum		4 (0,1*)	

\*различные методы анализа / various methods of analysis



**Рисунок 3. Воздействие УФ-излучения на ДНК бактерии**  
**Figure 3. UV radiation effect on bacterium DNA**



**Рисунок 4. Установка бактерицидная ультрафиолетовая с ультразвуком ЛАЗУРЬ М-500КА [14]**  
**Figure 4. Installation of bactericidal ultraviolet ultrasound LASUR M-500KA [14]**

Этот же эффект достигается при использовании серебра, меди или йода для обеззараживания воды.

На рис. 4 показана установка бактерицидная ультрафиолетовая с ультразвуком ЛАЗУРЬ М-500КА [14].

Бактерицидная лампа УФ-спектра разрушает органику (остаточную нефть), убивает СВБ, защищена кварцевой трубкой.

Дополнительное ультразвуковое излучение:

- создает кавитацию в воде, которая разрушает оболочки вредных бактерий и вирусов;
- ведёт к образованию активных радикалов, что улучшает эффективность обработки воды ультрафиолетом и приводит к интенсивному окислению органических примесей;
- препятствует биообрастанию и соляризации как защитной кварцевой трубки, так и внутренней поверхности корпуса реактора.

Перед подачей воды в установку требуется её дополнительная подготовка. Обработка ультрафиолетом убивает бактерии, но не имеет отложенного действия: если далее вода попадает в зараженные ёмкости, требуется применение бактерицида. Со временем концентрация применяемого бактерицида может быть понижена до нуля.

Авторами изучены материалы по влиянию закачки морской воды на ряде месторождений, в том числе Узень (Казахстан), Белый Тигр (Вьетнам). Разработка месторождения Узень осуществляется с ППД путём закачки воды в пласт через блочные кустовые насосные станции. В качестве рабочего агента при закачке используется подтоварная и морская вода.

Закачка морской воды началась в 1967 г. и быстро привела к заражению пластовых вод СВБ и продуктами их жизнедеятельности (сероводород, сульфид железа), которое приводит к осложнениям при эксплуатации инфраструктуры месторождения, процессам

коррозии нефтепромыслового оборудования, образованию стойких трудноразрушаемых эмульсий и многим другим проблемам. Особенно интенсивно СВБ развиваются в прискважинной зоне пласта вокруг нагнетательных скважин, где складываются наиболее благоприятные условия для формирования жизнедеятельности СВБ. Таким образом, чем более эффективно работает система ППД, тем более интенсивно происходит заражение.

На месторождении Белый Тигр на шельфе Вьетнама закачка морской воды начата в 1987 г. Следует отметить, что при разработке месторождения был учтен опыт закачки морской воды на месторождении Узень.

Поэтому началу закачки предшествовала тщательная подготовка, в т.ч. были проведены лабораторные анализы морской воды в районе месторождения. В результате проведенных исследований было установлено, что морская вода в зоне отбора практически не содержит взвешенных частиц и нефтепродуктов и может быть использована без дополнительной очистки. Первоначальный опыт использования морской воды для закачки в пласт на месторождении Белый Тигр показал, что наибольшей технологичностью и эффективностью обладают установки электроцентробежных насосов (далее – УЭЦН) в обычном, некоррозионностойком исполнении. В то же время необходимость борьбы с СВБ была очевидна, и для неё было принято решение применять ингибиторы и бактерициды.

Тем не менее после начала закачки заражение происходило достаточно интен-

Общая масса УФ-установки: 390 кг.  
 Потребляемая мощность: не более 12500 Вт.  
 Производительность: 250–1000 м³/ч.  
 Ресурс ламп: 16000 ч (почти 2 года)  
 Total mass of the UV system: 390 kg.  
 Power consumption: not more than 12500 W.  
 Capacity: 250-1000 m³/h.  
 Lamp resource: 16000 h (almost 2 years)

Тем не менее после начала закачки заражение происходило достаточно интен-

Тем не менее после начала закачки заражение происходило достаточно интен-

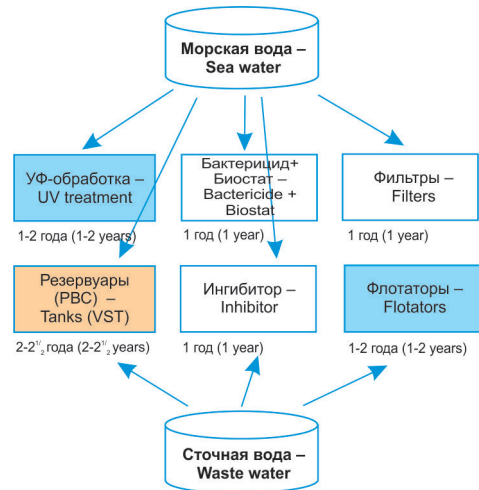
сивно. Кроме того, выяснилось, что применённые виды УЭЦН в обычном исполнении не обеспечивали расчётной продолжительности работы (наработки на отказ) и параметров закачки. Таким образом, несмотря на все подготовительные меры, обеспечить необходимые показатели работы оборудования не удалось [14].

Средством борьбы с заражением СВБ традиционно считалась закачка в пласт различных бактерицидов, действующих на различные классы бактерий. Как показывают приведённые выше примеры, использование бактерицидов, воздействующих на определённые виды бактерий, не вполне эффективно. По мнению авторов, эффективным будет применение жёсткого УФ-облучения воды, действующего на все виды бактерий. Метод недорогой как по капитальным вложениям, так и по операционным затратам (электричество, замена ламп раз в год, периодическая промывка и замена фильтров, обслуживание системы подготовки воды).

Предлагается реализация в несколько основных этапов:

1. Первый этап. Подготовка воды из водозабора и её дезинфекция с помощью УФ-облучения. Бактерицид вводится перед закачкой в пласт (для дезинфекции уже заражённого пласта). Подтоварная вода также подготавливается и дезинфицируется ультрафиолетом, чтобы снизить затраты на бактерициды, но в систему сбора вводится бактерицид (для дезинфекции заражённых участков). Вводится регулярный мониторинг СВБ в системе сбора.

2. Второй этап. По мере очистки водоочистного оборудования от СВБ будет снижаться требуемое количество вводимого комплекса «бактерицид + биостат» (в перспективе до нуля). Оборудование для УФ-обработки добываемой из скважин воды остаётся.



**Рисунок 5. Сравнение затрат на подготовку воды для системы ППД**

**Figure 5. Comparison of water treatment costs for the RPM (reservoir pressure maintenance) system**

*PBC / VST – резервуар вертикальный стальной / vertical steel tank*

*Цифрами показаны сроки реализации.*

*Figures denote the timeframe for implementation*

3. Третий этап. Когда фиксируется снижение заражения добываемой из скважин воды, начинается снижение объёмов закачиваемого в пласт бактерицида и биостата (в перспективе до нуля).

4. Четвертый этап. Остаются УФ-станции на водозаборе, т.к. СВБ изначально содержатся в морской воде. Оборудование для УФ-обработки подтоварной воды отключается. Бактерицид более не требуется, но остаётся регулярный мониторинг СВБ в системе сбора.

На рис. 5 показано сравнение затрат на подготовку воды для системы ППД. Оценочные затраты на подготовку воды для ППД показаны на рис. 6.



**Рисунок 6. Оценочные затраты на подготовку воды для ППД, долл. США/1000 м³**

**Figure 6. Estimated costs of water treatment for RPM, US dollar/1000 m³**

*УФО / UVI – ультрафиолетовое облучение / ultraviolet irradiation.;*

*УДО / DEU – установка демульсионного отстоя / de-emulsification unit*



## Выводы

Механизм воздействия сероводорода на сталь применяемого нефтепромыслового оборудования заключается в насыщении металла водородом, что приводит к ухудшению его прочности и возникновению коррозионной трещинной деградации.

Основными представителями СВБ являются представители рода *Thiobacillus* (тионовые бактерии). Они окисляют большое количество соединений серы до сульфатов.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Кильянов М.Ю. – концепция работы, сбор, анализ, интерпретация данных, написание и редактирование рукописи, Игrevский Л.В. – интерпретация данных, Хафизов С.Ф. – концепция работы, интерпретация данных, контроль за выполнением работы, Вербицкий В.С. – концепция работы, сбор и интерпретация данных,

Наиболее сильно заражены СВБ сточные и подтоварные воды для нужд систем ППД, поступающие из резервуаров очистных сооружений цеха по подготовке и перекачки нефти.

Наиболее эффективным и экономически оправданным способом борьбы с СВБ является комплексное воздействие бактерицидами и жестким УФ-излучением. Со временем долю бактерицида можно будет сокращать.

Ламбин Д.Н. – написание и редактирование рукописи.

## ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Mikhail Yu. Kilyanov – conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and editing of the manuscript; Leonid V. Igrrevsky – interpretation of data for the work; Sergey F. Khafizov – conception of the work, interpretation of data for the work, supervising of the work; Vladimir S. Verbitsky – conception of the work, interpretation of data for the work; Dmitry N. Lambin – drafting and editing of the manuscript .

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Чеботарев Е.Н.* Биохимия сульфатовосстанавливающих бактерий // Итоги науки и техники. Сер. Микробиология. 1978. Т. 7. С. 5–64.
2. *Хисамутдинов Н.И., Телина А.Г., и др.* Обследование зараженности закачиваемых и добываемых вод микроорганизмами-агентами биокоррозии и биообразований для разработки технологии повышения нефтеотдачи применением биоцидов. Отчет малого предприятия «Нефтегазтехнология», 1991–1992.
3. *Кузнецов С.И.* Роль микроорганизмов в круговороте веществ в озерах. Москва: Академия наук СССР, 1952. С. 300.
4. *Андреева Д.Д., Фахрутдинов Р.З.* Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений // Проблемы нефтедобычи, нефтехимии, нефтепереработки и применения нефтепродуктов. № 10, 2013. С. 137–142.
5. *Абдуллин И.Г., Давыдов С.Н., Худяков М.А., Кузнецов М.В.* Коррозия нефтегазового и нефтепромыслового оборудования. Уфа: Издательство Уфимского нефтяного института, 1990. С. 72.
6. *Гутман Э.М., Низамов К.Р., Гетманский М.Д., и др.* Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. Москва: Недра, 1983. С. 152.
7. *Багдасарова Ю.А., Багдасаров Р.С.* Физико-химические основы коррозии. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2004. С. 98.
8. *Перельгин Ю.П., Лось И.С., Киреев С.Ю.* Коррозия и защита металлов от коррозии. Пенза: Издательство ПГУ, 2015. С. 88.
9. *Овинников Н.В., Битнер А.К., Пиляев П.В., и др.* Отчет о научно-исследовательской работе «Исследования проб добываемого флюида, сырой нефти и попутного нефтяного газа Юрубчено-

Тохомского месторождения, Док.ВС-367-09. Отчет о НИР.». Красноярск, ООО РН-КрасноярскНИПИнефть, 2009г. С. 203.

10. Силин М.А., Рыжков В.И., Белоусов А.В., Ампилов Ю.П., и др. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья», Москва, НП «Национальный институт нефти и газа», 2014.С. 452.

11. Кварцевые лампы для дезинфекции помещений. <https://koffkindom.ru/kvarcevye-lampy-dlya-dezinfekcii-pomeshhenij.htm>

12. svarog-uv.ru. [интернет]. Бактерицидная установка обеззараживания питьевой воды и сточных вод ультрафиолетом (УФ) с применением ультразвука «Лазурь М-500КА» [дата обращения 21.02.2023]. Доступ по ссылке: [https://www.svarog-uv.ru/l\\_500ka.htm?ysclid=le5cc253pq382867912](https://www.svarog-uv.ru/l_500ka.htm?ysclid=le5cc253pq382867912).

13. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Иванов А.Н., и др. Из истории экспериментальной закачки морской воды для поддержания пластового давления на месторождении Белый Тигр на шельфе Социалистической Республики Вьетнам // Нефтяное хозяйство. 2020. № 1156. С. 36–41. doi: 10.24887/0028-2448-2020-2-36-40.

## REFERENCES

1. Chebotaryov YN. Biochemistry of sulfate reducing bacteria. Itogi nauki i tekhniki. *Mikrobiologiya*. 1978;7:5–64. (In Russ).

2. Khissamutdinov NI, Telin AG, et al. Survey of contamination of injected and produced waters with microorganisms-agents of biocorrosion and bioformations for the development of technology for enhanced oil recovery using biocides. Report of the small enterprise "Neftegaztehnologiya", 1991–1992. (In Russ).

3. Kuznetsov SI. *The role of microorganisms in the cycle of substances in lakes*. Moscow: USSR Academy of Sciences; 1952. P. 300. (In Russ).

4. Andreyeva DD, Fakhrutdinov RZ. Corrosion-dangerous microflora of oil fields // *Problems of oil production, petrochemistry, oil refining and the use of petroleum products*. 2013;10:137–142. (In Russ).

5. Abdullin IG, Daydov SN, Khudyakov MA, Kuznetsov MV. *Corrosion of oil and gas and oilfield equipment*. Ufa : Publishing house of the Ufa Oil Institute; 1990. P. 72. (In Russ).

6. Gutman EM, Nizamov KR, Getmansky MD, et al. *Protection of oilfield equipment against corrosion*. Moscow: Nedra; 1983. P. 152. (In Russ).

7. Bagdassarova YA, Bagdassarov RS. *Physical and chemical bases of corrosion*. Samara: Samara Polytech Flagship University; 2004. P. 98. (In Russ).

8. Perelygin YP, Los IS, Kireyev SY. *Corrosion and protection of metals from corrosion*. Penza : Publishing House of Penza State University ПГУ, 2015. С. 88. (In Russ).

9. Ovchinnikov NV, Bitner AK, Pilayev PV, et al. Research report «Studies of samples of extracted fluid, crude oil and associated petroleum gas from the Yurubcheno-Tokhomskoye field. Research report»; Krasnoayrsk, LLC RN-KrasnoayrskNIPIneft, 2009. P. 203.

10. Silin M, Ryzhkov VI, Belousov AV, Ampilov YP, et al. *Public analytical report on the direction of scientific and technical development "New technologies for the production and use of hydrocarbon raw materials"*, Moscow, Non-profit partnership "National Institute of Oil and Gas"; 2014. P. 452.

11. svarog-uv.ru. [internet]. Bactericidnaya ustanovka obezzarazhivaniya pit'yevoy vody i stochnykh vod ul'trafiioletom (UF) s primeneniym ul'trazvuka "Lazur" M-500KA" [cited 2023 Feb 21]. Available from: [https://www.svarog-uv.ru/l\\_500ka.htm?ysclid=le5cc253pq382867912](https://www.svarog-uv.ru/l_500ka.htm?ysclid=le5cc253pq382867912). (In Russ).

12. Veliev MM, Bondarenko VA, Ivanov AN, et al. Excerpts on the history of sea water pilot injection for reservoir pressure maintenance at White Tiger field of Vietnam offshore. *Oil Industry*. 2020;1156:36–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-36-40. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Кильянов Михаил Юрьевич**

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

**Игrevский Леонид Витальевич**

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

**\*Хафизов Сергей Фаизович**

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

**Вербицкий Владимир Сергеевич**

e-mail: [verbitsky\\_vs@gubkin.ru](mailto:verbitsky_vs@gubkin.ru).

**Ламбин Дмитрий Николаевич**

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

## AUTHORS' INFO

**Mikhail Yu. Kilyanov**

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

**Leonid V. Igrvsky**

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

**\*Sergey F. Khafizov**

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

**Vladimir S. Verbitsky**

e-mail: [verbitsky\\_vs@gubkin.ru](mailto:verbitsky_vs@gubkin.ru).

**Dmitry N. Lambin**

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

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author



УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Получена: 03.05.2023.

Одобрена: 08.09.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack в качестве решения проблемы пескопроявления и увеличения добычи высоковязких нефтей на месторождении М

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

*Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** В данной работе исследован потенциал применения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра (Frac-Pack) в условиях меловых горизонтов месторождения М. Актуальность работы обусловлена тем, что на сегодняшний день подбор оптимальных мероприятий по увеличению темпов отбора запасов по меловым отложениям месторождения М является открытой площадкой для предложений и дискуссий. Низкий коэффициент извлечения нефти обусловлен существующими ограничениями на процесс добычи: высокая вязкость нефти, наличие газо- и водонефтяных зон, обильное пескопроявление в слабосцементированном коллекторе.

**Цель.** Целью работы является изучение потенциала применения технологии Frac-Pack на скважинах месторождения М.

**Материалы и методы.** С целью оценки потенциала применения Frac-Pack в специальном программном обеспечении FracPro была разработана модель геомеханических и фильтрационных свойств пласта, а также выполнена симуляция дизайна с различными параметрами закачки. На основе результатов лабораторных исследований содержания механических примесей в жидкостях, отобранных на месторождении М, были определены диаметр проппанта и пропускного сечения фильтра.

**Результаты.** В результате исследования проведено моделирование гидравлического разрыва пласта для скважины из выборки потенциальных кандидатов, произведён расчёт показателей добычи нефти после применения предлагаемой технологии, на основе лабораторных исследований подобраны материалы для реализации технологии Frac-Pack.

**Заключение.** Исследование показало, что предлагаемая технология является наиболее оптимальной для неглубоких скважин месторождения М, т.к. направлена не только на решение проблемы по борьбе с выносом песка, но и на увеличение добычи нефти, и в дальнейшем может быть использована в качестве инструмента стратегии доработки месторождения.

**Ключевые слова:** Frac-Pack, гидравлический разрыв пласта, гравийная набивка, пескопроявление, фильтр, часто ремонтируемый фонд, межремонтный период.

#### Как цитировать:

Бухарбаева А.Н., Асанов К.Б., Джаксылыков Т.С. Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack в качестве решения проблемы пескопроявления и увеличения добычи высоковязких нефтей на месторождении М // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 71–84.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Received: 03.05.2023.

Accepted: 08.09.2023.

Published: 30.09.2023.

## Original article

### Investigation of the potential of application Frac-Pack technology as a solution to the problem of sand control and increasing the production of high-viscosity oils at M field

Aidana N. Bukharbayeva, Talgat S. Jaksylykov, Karim B. Assanov

*Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Background:** In this paper, the potential of applying hydraulic fracturing with the installation of a gravel pack in the Cretaceous horizons of the M field is investigated. The relevance of the work is due to the fact that today the selection of optimal technologies to increase the rate of oil production from the Cretaceous deposits an open platform for proposals and discussions. The low oil recovery coefficient is due to the existing restrictions on the oil production process: high oil viscosity, the presence of gas and water-oil zones, abundant sand production in a poorly cemented reservoir.

**Aim:** The purpose of the work is to study the potential application of Frac-Pack technology in the wells of the M field.

**Materials and methods:** In order to assess the potential of using Frac-Pack in a special FracPro software, a model of geomechanical and filtration properties of the formation was developed and a simulation of the design with various injection parameters was performed. Based on the results of laboratory studies of the content of mechanical impurities in liquids sampled at the M field, the diameter of the proppant and the flow section of the filter were determined.

**Results:** As a result of the study, hydraulic fracturing was simulated for a well from a sample of potential candidates, the oil flow rate was calculated after the application of the proposed technology, materials for the implementation of Frac-Pack technology were selected based on laboratory studies.

**Conclusion:** The study showed that the proposed pre-development strategy is the most optimal for shallow wells of the M field, as it is aimed not only at solving the problem of combating the removal of mechanical impurities, but also increasing oil production.

**Keywords:** *Frac-Pack, hydraulic fracturing, gravel packing, sand control, filter, frequently repaired fund, inter-repair period.*

#### To cite this article:

Bukharbayeva AN, Jaksylykov TS, Assanov KB. Investigation of the potential of application Frac-Pack technology as a solution to the problem of sand control and increasing the production of high-viscosity oils at M field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):71–84. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

**ӨОЖ 622.276**  
**ҒТАХР 52.47.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>

Қабылданды: 03.05.2023.

Мақұлданды: 08.09.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Түпұнсқа зерттеу

### «М» кен орнында құмның пайда болу мәселесің шешу және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіруді арттыру ретінде Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу

**А.Н. Бухарбаева, Т.С. Джақсылықов, К.Б. Асанов**

*ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Бұл жұмыста М кен орнының бор горизонттарында қиыршықтас сүзгісін (Frac-Pack) орнатумен жерасты қабатың сұйықтықпен жару технологиясын қолдану әлеуеті зерттелді. Жұмыстың өзектілігі бүгінгі таңда М кен орнының бор шөгінділері бойынша қорларды іріктеу қордың арттыру бойынша оңтайлы шараларды таңдау ұсыныстар мен пікірталастар үшін ашық алаң болып табылатындығына байланысты. Мұнай өндірудің төмен коэффициенті өндіру процесіне қойылған шектеулерге байланысты: мұнайдың жоғары тұтқырлығы, газ және су – мұнай аймақтарының болуы, цементтелген коллектордағы мол құмның пайда болуы.

**Мақсаты.** Жұмыстың мақсаты М кен орнының ұңғымаларында Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** FracPro арнайы бағдарламалық жасақтамасында Frac-Pack қолдану әлеуетін бағалау мақсатында қабаттың геомеханикалық және сүзгілік қасиеттерінің моделі тұрғызылды, сондай-ақ түрлі айдау параметрлері бар дизайн симуляциясы орындалды. М кен орнында іріктелген сұйықтықтардағы механикалық қоспалардың құрамын зертханалық зерттеу нәтижелері негізінде проппанттың және сүзгінің өткізу қимасының диаметрі анықталды.

**Нәтижелері.** Зерттеу нәтижесінде әлеуетті үміткерлердің үлгісінен ұңғыманың жерасты қабатын сұйықтықпен жарылуы модельденді, ұсынылған технологияны қолданғаннан кейін мұнай өндіру көрсеткіштері есептелді, зертханалық зерттеулер негізінде Frac-Pack технологиясын енгізу үшін материалдар таңдалды.

**Қорытынды.** Зерттеу көрсеткендей, ұсынылған алдын-ала игеру стратегиясы М кен орнының таяз ұңғымалары үшін ең қолайлы болып табылады, өйткені ол механикалық қоспаларды жою мәселесін шешуге ғана емес, сонымен қатар мұнай өндіруді арттыруға да бағытталған.

**Негізгі сөздер:** Frac-Pack, жерасты қабаттарды сұйықтықпен жару, қиыршық тас сүзгісі, құм көрінісі, сүзгі, жиі жөндеу қоры, жөндеуаралық кезеңі.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Бухарбаева А.Н., Джақсылықов Т.С., Асанов К.Б. «М» кен орнында құмның пайда болу мәселесің шешу және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіруді арттыру ретінде Frac-Pack технологиясын қолдану әлеуетін зерттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 71–84 б.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108648>.

## Введение

Месторождение М расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, введено в эксплуатацию в 1999 г. Ввиду высокой вязкости нефти дебиты нефти по меловым горизонтам находятся на уровне 0,7–1,5 т/сут. Помимо этого, в процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования возникают осложнения в виде пескопроявления. Эксплуатация месторождения М сопровождается выносом песка от 11 до 3689 мг/л, что приводит к значительным экономическим потерям в связи с выходом из строя действующих скважин, износом подземного и наземного оборудования, дополнительными затратами на восстановление работы скважины. Простои скважин добывающего фонда по причине образования в них песчаных пробок и дальнейшая их очистка занимают значительное место в сумме простоев скважин, находящихся в эксплуатации месторождения М. Так, например, на очистку скважин в 2021 г. было затрачено 13560 ч, а в 2022 г. 14880 ч. На 01.01.2023 г. среднее значение коэффициента эксплуатации по месторожде-

нию оценивается на уровне 0,93, в то время как в предыдущем году данный показатель составлял 0,96. Также пескопроявление является причиной ускоренного износа оборудования, обрывов насосных штанг и других неисправностей, которые приводят к простоям скважин и снижению добычи нефти. В неустойчивых коллекторах обвалы пород часто вызывают смятие эксплуатационных колонн, что влечёт к длительным ремонтным работам либо к ликвидации скважин. Подобные характеристики добычи углеводородов приводят к снижению производительности скважины и ухудшению коэффициента эксплуатации, таким образом, решение проблемы выноса песка на месторождении М является актуальным и важным.

В данной работе исследована возможность применения технологии Frac-Pack в условиях меловых горизонтов месторождения М. В масштабе мирового опыта Frac-Pack известен как интегрированный метод контроля выноса песка и повышения продуктивности скважин [1]. В табл. 1 представлена информация по мировому опыту применения технологии.

**Таблица 1. Мировой опыт применения технологии Frac-Pack**  
**Table 1. World practices in application of Frac-Pack technology**

Месторождение Field	Пильтун-Астохское, Сахалин Piltun-Astokhskoye, Sakhalin [2]	Лагунильяс, Венесуэла Lagunillas, Venezuela [3]	Мексиканский залив Gulf of Mexico [4]	Норвежский сектор Северного моря The North Sea [5]	Мерини, Австралия Mereenie, Australia [6]
Кратность увеличения дебита нефти Multiplicity of oil flow rate increase	2,3	6,4; понижение обводненности с 25% до 9% reduction of water cut from 25% to 9%	8,9	5,45	3,2

Исторически традиционными объектами для проведения гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) являются низкопроницаемые коллекторы, однако в настоящее время всё более преобладающим инструментом оптимизации добычи является ГРП в коллекторах с высокой проницаемостью. Последнее является пришедшим из практики по борьбе с пескопроявлением, в частности, применения гравийных фильтров [7]. Вынос песка из слабосцементированных продуктивных пластов приводит к возникновению потенциально опасных и дорогостоящих осложнений. При борьбе с выносом механических примесей наиболее распространёнными, технологически простыми и менее затратными являются методы, которые ограничивают производительность скважины [8]. Согласно изученной литературе, применение технологии Frac-Pack является успешным, т.к. обеспечивает не только предотвращение выноса песка [9], но и способствует увеличению продуктивности скважины [10]. Гравийная набивка препятству-

ет выносу песка, а созданная гидравлическая трещина уменьшает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, а также увеличивает площадь охвата пласта [11]. Более длительная эксплуатация скважинного фильтра обусловлена наличием трещины, упакованной пропантом, которая также является препятствием для перемещения механических примесей [12], а также наличием пропантной набивки вокруг самого фильтра. Все меловые горизонты рассматриваемого месторождения обладают хорошими коллекторскими свойствами, вследствие этого основной задачей при проведении ГРП является максимизация ширины и заполнение пропантом созданной трещины с помощью технологии концевое скранирования [5, 13]. Данная методика получила широкое распространение в нефтяной промышленности, к примеру, в работе [6] при использовании концепции концевое скранирования наблюдалось удвоение добычи, а также была получена информация для разработки запасов, добыча которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

Однако проведение ГРП в высокопроницаемых коллекторах характеризуется сложностью в моделировании, связанной с расчётами скорости фильтрации жидкости в пласт. Авторы [14] пришли к выводу, что прогнозирование роста и формы трещины отличается значительными погрешностями при высоких утечках, а также выявлено, что использование жидкостей с большей вязкостью способствует стабильному распространению трещины. В работе [15] проведены исследования по распространению трещины в неустойчивых коллекторах, где авторы доказали, что добавление элементов, влияющих на потери жидкости к сшитому гелю, снижало значение эффективного давления и препятствовало проникновению геля в пласт с проницаемостью в 3000 мД. Помимо высоких значений проницаемости, рассматриваемое месторождение характеризуется значительно

вязкой нефтью, что в условиях слабо-сцементированных коллекторов оказывает негативное влияние на добычу нефти. Авторы работы [16] разрешили аналогичную проблему месторождения Дури, Индонезия. В работе говорится об отклонениях в достижении конечного экранирования в полевых условиях и о необходимости точного прогнозирования объёмов утечек жидкости. В табл. 2 представлены геологические условия и результаты проведения Frac-Pack на месторождениях-аналогах, где рассматриваемая технология стала предпочтительным методом заканчивания. Применение Frac-Pack на месторождении М представляет собой перспективную технологию, которая способствует предотвращению выноса песка, а также положительному влиянию на дебит скважины.

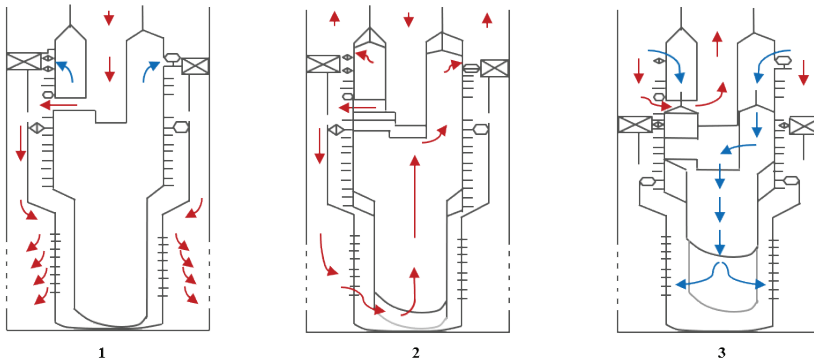
**Таблица 2. Опыт применения технологии Frac-Pack на месторождениях-аналогах**  
**Table 2. Experience in the application of Frac-Pack technology in analog fields [17]**

Месторождение / Field	М, II объект / II object	Дури, Индонезия / Duri, Indonesia	Пески Ринду, Дури / Rindu Sands, Duri
Глубина залегания, м Depth of occurrence, m	285	214	153
Нефтенасыщенность, % Oil saturation, %	74	55	
Пористость, % Porosity, %	35	32	30–35
Проницаемость, мД Permeability, mD	547	1500	1300–3000
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	23	34	
Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm	24	12,25	10
Вязкость нефти, сП Oil viscosity, cP	246,6	400	160
Результат Result		Исследовано поведение фильтрации жидкости в высокопроницаемых коллекторах / The behavior of liquid filtration in highly permeable reservoirs is investigated	Увеличение продуктивности с 28% до 162% / Increased productivity from 28% to 162%

#### *Технологические особенности проведения Frac-Pack*

Технология Frac-Pack включает создание гидравлической трещины, размещение пропантанта в трещине и во внутрискважинном пространстве. Следовательно, для осуществления рассматриваемой операции необходимо оборудование для распределения жидкости в различных направлениях. Наиболее распространённым и соответствующим по функционированию является оборудование кроссовер – многопозиционный инструмент с узлом перекрёстных потоков. При создании стандартной трещины ГРП жидкость закачивается под давлением в пласт без обратного потока (рис. 1). В положении циркуляции клапан, находящийся над пакером, открыт, жидкость направляется по про-

мывочной трубе в кольцевое пространство (между фильтром и обсадной колонной) и через перфорационные отверстия поступает в пласт, обратный поток жидкости (без пропантанта) проходит через фильтр, далее через клапан над пакером поступает в кольцевое пространство (между промывочной трубой и обсадной колонной), направляясь на поверхность (рис. 1). Этот режим используется для выполнения гравийной набивки. В случае неразмещения планового объёма пропантанта используется режим обратного положения с целью реверсирования пропантанта оставшегося в трубе. В данной позиции поток закачивается через кольцевое пространство, далее возвращается на поверхность по промывочной колонне, не достигая зоны фильтра (рис. 1).



**Рисунок 1. Кроссовер - многопозиционный инструмент с узлом перекрёстных потоков**  
**Figure 1. Crossover is a multi-position tool with a crossover shoe**

1 – положение прямого потока / forward flow position; 2 – положение циркуляции / circulation position;  
 3 – положение обратного потока / reverse flow position

### Основная часть

Технология Frac-Pack обеспечивает оптимизированное решение для пласта, который нуждается как в ГРП для улучшения сообщаемости скважины и коллектора, так и в гравийной набивке для предотвращения выноса песка. Изучение потенциала применения технологии Frac-Pack на месторождении М требует проведения детального анализа, включающего подбор необходимого оборудования и материалов, выбор кандидата воздействия и моделирование ГРП в осложненных условиях слабосцементированного коллектора.

#### Подбор скважин-кандидатов на проведение Frac-Pack

На месторождении М разрабатываются продуктивные пласты, приуроченные к меловым и юрским отложениям. Наибольшее количество добывающих и нагнетательных скважин эксплуатируется на объектах меловых горизонтов. Как правило, низкие дебиты жидкости относятся к меловым объектам, более высокие значения характерны для залежей юрских отложений. Также, согласно данным, только 16% накопленной добычи относится к меловым горизонтам (I, II объекты).

Незначительные накопленные отборы нефти и жидкости по скважинам, работающим на меловые отложения, обусловлены совокупностью горно-геологических и технологических факторов. Нефть, содержащаяся в залежах меловых отложений, обладает высокими значениями вязкости (в среднем 377,6 мПа·с по I объекту, по II объекту – 246,6 мПа·с). Из технологических факторов разработку объектов осложняет растущая доля воды в объеме добываемой продукции. Эксплуатация скважин меловых коллекторов

также осложнена проблемой выноса песка, являющейся причиной частых остановок добычи и короткого межремонтного периода скважин. Полученные результаты гидродинамических исследований (далее – ГДИС) свидетельствуют о значительном влиянии загрязнения призабойной зоны (далее – ПЗЗ) на продуктивность скважин меловых горизонтов. При сравнении отрицательных и положительных значений фильтрационного сопротивления выявлено, что при успешном проведении соответствующих мероприятий по воздействию на ПЗЗ можно добиться улучшения продуктивности в два раза. Залежи пластов М-I характеризуются небольшой глубиной залегания, наличием близкорасположенных газонасыщенных пластов. Следовательно, при проведении ГРП в слабосцементированных коллекторах горизонта М-I существует риск неконтролируемого вертикального роста трещины и прорыва в газонасыщенные интервалы. Учитывая вышеприведенные данные, скважины горизонта М-II являются наиболее подходящими кандидатами на проведение технологии Frac-Pack.

В связи с тем, что основной целью технологии Frac-Pack является предотвращение выноса песка, ключевые условия определения потенциальных кандидатов включают частые ремонтные работы и ограниченный межремонтный период. В ходе исследования проведён анализ часто ремонтируемого фонда скважин (далее – ЧРФ) за период 01.08.2021 – 01.08.2022 г. Рассмотрены мероприятия по борьбе с пескопроявлением на горизонте М-II, выявлено 25 скважин, наиболее подверженных интенсивному выносу песка. Среднее значение межремонтного периода составляет 128 сут, минимальное



– 24 сут, максимальное – 187 сут. Средний дебит нефти для рассматриваемых скважин – 1,8 т/сут. В свою очередь, целесообразность проведения ГРП определяют ряд факторов. Отличительной особенностью месторождения является высокая степень обводненности пластов, но для проведения ГРП предпочтительнее пониженные значения степени обводненности (менее 70% в условиях рассматриваемого месторождения), т.к. доля нефти в добываемой жидкости будет выше. Подробное изучение истории эксплуатации скважин, причин простоев, технического состояния скважин позволило определить наиболее оптимальных кандидатов на проведение ГРП. Из данного списка выбран кандидат для построения дизайна ГРП с наименьшим межремонтным периодом (табл. 3).

#### Подбор размера расклинивающего материала и пропускного сечения фильтра

Для эффективного проведения мероприятия по борьбе с пескопроявлением крайне важно осуществлять подбор оборудования в соответствии с анализом проб песка. В текущей работе проанализированы ранее проведенные лабораторные исследования по определению содержания механических примесей и размера частиц механических примесей в нефти. При непосредственном

осуществлении Frac-Pack необходимо отобрать репрезентативные пробы с выбранной скважины. Матрица Д. Тиффина является распространённой методикой для выбора противопесочной системы [18]. Согласно матрице, при содержании мелких фракций (<44 мкм) более 10% в условиях рассматриваемого месторождения рекомендуются применение гравийного фильтра и увеличение площади контакта скважины с пластом, что соответствует предлагаемой технологии.

При правильном проектировании размещённый проппант создаёт проницаемый фильтр, который позволяет осуществлять добычу флюида, но ограничивает вынос песка. Выбор размера проппанта осуществляется в зависимости от результатов гранулометрического анализа твёрдой фазы, выносимой из пласта.

Согласно критерию Сосье [19], основной гранулометрический класс проппанта, используемый для создания первичного фильтра, должен находиться в следующих пределах (1):

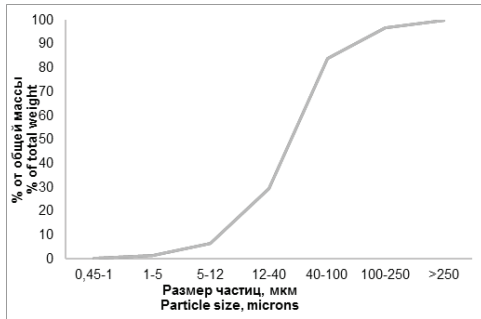
$$5 \cdot d_{50} < D_{50} < 6 \cdot d_{50} \quad (1)$$

где  $D_{50}$  – основной гранулометрический класс закачиваемого материала,  $d_{50}$  – размер частиц зёрен пластового песчаника в 50%-й точке кумулятивной кривой.

Таблица 3. Информация по проведенным ремонтам за скользящий год  
Table 3. Information on repairs carried out for the last twelve month

№ скважины / Well No.	Горизонт / Horizon	Межремонтный период / The inter-repair period	Дата начала и конца ремонта / Start and end date of the repair		Вид ремонта / Type of repair
			начало / start	конец / end	
X	M-II	23,7	06.09.2021	11.09.2021	Промывка песчаной пробки / Sand washing
			14.09.2021	22.09.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			14.11.2021	18.11.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			06.12.2021	10.12.2021	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			18.01.2022	21.01.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			21.02.2022	25.02.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			23.03.2022	25.03.2022	Замена винтовой пары / Replacement of the screw pair
			06.06.2022	11.06.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			27.06.2022	28.06.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			01.07.2022	06.07.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout
			04.08.2022	06.08.2022	Замена винтовой пары / Replacement of the screw pair
24.08.2022	26.08.2022	Промывка песчаной пробки / Sand plug washout			

по состоянию на 01.09.2022 г. / as of September 01, 2022



**Рисунок 2. Кумулятивная кривая распределения зерен пластового песчаника, скв. X**

**Figure 2. Cumulative distribution curve of formation sand grains by size of well No. X**

Наименьший размер проппанта:  $0,04 \cdot 5 = 0,2$  мм  
 Наибольший размер проппанта:  $0,1 \cdot 6 = 0,6$  мм  
 Smallest proppant size:  $0.04 \cdot 5 = 0.2$  mm  
 The largest size of the proppant:  $0.1 \cdot 6 = 0.6$  mm

Согласно лабораторным исследованиям жидкостей, отобранных на месторождении М, размер частиц зерен 40–100 мкм наиболее соответствует 50%-й точке кумулятивной кривой распределения (рис. 2). Из неравенства (1) основной гранулометрический класс проппанта должен находиться в пределах 0,2–0,6 мм. Из доступных на рынке размерных классов проппант с диаметром гранул 0,3–0,6 мм (30/50 меш<sup>1</sup>) является наиболее подходящим для создания искусственного барьера при перемещении зерен пластового песчаника. Данная технология также включает размещение фильтра на забое скважины. В соответствии с размерами частиц выносимого песка и выбранного размера проппанта диаметр пропускного сечения фильтрующей системы должен составлять 0,15–0,3 мм.

#### Моделирование ГРП с применением программы Fracpro

Минимальное горизонтальное напряжение является наиболее важным параметром, контролирующим состояние горных пород и распространение трещины ГРП. Однако на месторождении М ранее не проводилось работ ГРП, а, следовательно, не имеется данных об упруго-механических свойствах породы. В связи с этим входящие переменные определяются расчётным путём с использованием данных геофизических исследований: гамма-каротаж, нейтронный, плотностной и акустический каротажи (табл. 5). При проведении ГРП расчётные значения будут откалиброваны по результатам тестовых закачек.

**Таблица 4. Расчётные геомеханические свойства пород**  
**Table 4. Calculated geomechanical properties of rocks**

Тип породы Type of rock	Градиент смыкания, атм/м / Closure gradient, atm/m	Модуль Юнга, атм / Young's modulus, atm	Кэфф. Пуассона, атм / Poisson's ratio, atm
Песчаник Sandstone	0,217	22770	0,420
Песчаник глинистый Shaly sandstone	0,220	28380	0,428
Глина Shale	0,230	31220	0,430
Глина плотная Shale 2	0,240	40000	0,440

**Таблица 5. Результаты моделирования ГРП**  
**Table 5. Results of hydraulic fracturing simulation**

Результаты моделирования Simulation results	№ / Seq. No		
	1	2	3
Полудлина трещины, м Fracture half-length, m	28,3	28,9	25,4
Общая высота трещины, м Total height of the fracture, m	29	27,5	21,7
Средняя ширина трещины, см Average fracture width, cm	0,459	0,475	0,53
Средняя проводимость, мД·м Average conductivity, mD·m	775,5	902,4	1 036,20
Безразмерная проводимость Dimensionless conductivity	0,05	0,06	0,09
Буфер, % от объёма смеси Pad volume, % of the volume of the mixture	23,9	15,1	15,0
Эффективное давление модели, атм Net pressure of the model, atm	7,98	8,3	8,1
Эффективность смеси, % The effectiveness of the mixture, %	66,3	66	65,1
Прирост дебита нефти, т/сут Increase in oil flow rate, t/day	2,9	3,1	5,1

В специальном программном обеспечении для моделирования дизайнов ГРП Fracpro осуществлено расчленение по литологии на основе данных глинистости, выделены продуктивные пропластки и ограничивающие вертикальный рост трещины барьеры, внесены данные о петрофизических свойствах пород. Нужно отметить, что абсолютные значения проницаемости, установленные как по ядерным исследованиям, так и по результатам ГДИС, обладают большими неопределённостями, вследствие чего эффективность жидкости ГРП по дизайну может быть отлична от значений в реальном пласте. Согласно построенным дизайнам, значение эффективности жидкости ГРП в рассмат-

<sup>1</sup> Меш – внесистемная единица измерения, равная количеству отверстий на 1 линейный дюйм.

риваемой скважине составляет более 60%, что является нетипичным значением для высокопроницаемых коллекторов. Однако наличие высоковязкой нефти является сдерживающим фактором при фильтрации жидкости ГРП в пласт, что объясняет полученные результаты моделирования.

В ходе исследования рассмотрены различные варианты графика закачки ГРП с изменением тоннажа, объёма буферной стадии, максимальной концентрации проппанта и других параметров закачки. В условиях рассматриваемого месторождения необходимо установить контроль вертикального роста

**Таблица 6. Расчёт прироста дебита скважины после ГРП**  
**Table 6. Calculation of well flow rate growth after hydraulic fracturing**

Заказчик Client	Месторождение Field	Скважина Well	Пласт Horizon	Температура пласта, °C Reservoir temperature, °C	
АО «Эмбаунайгаз» Embamunaigas JSC	M	X	M-II	23	
<b>Пластовые флюиды / Fluids</b>					
параметр / parameter	нефть / oil		вода / water		
Плотность, г/см <sup>3</sup> Density, g/cm <sup>3</sup>	0,889		1,14		
Вязкость, сП Viscosity, cP	246,6		1,2		
Объёмный коэффициент, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Volume factor, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1,02		1,01		
<b>Информация о пласте и скважин / Well and Layer Data</b>					
Проницаемость, мД Permeability, mD	547	Общая мощность пласта, м Gross pay, m	17,5	Угол наклона ствола скважины, ° Hole Angle, °	0
Пористость продуктивной зоны, % Porosity of pay zone, %	35	Эффективная мощность пласта, м Net pay, m	11	Азимут магнитный, ° Magnetic Azimuth, °	275
Пластовое давление, атм Formation pressure, atm	24	Проницаемость·эфф. мощность, мД/м Permeability·Net pay, mD·m	6017	Полная сжимаемость, атм <sup>-1</sup> Total compressibility, atm <sup>-1</sup>	1,80E-04
Давление насыщения, атм Bubble point pressure, atm	16	Радиус дренирования, м Drainage radius, m	130	Радиус ствола скважины, м Wellbore radius, m	0,108
<b>Информация о проппанте / Proppant data</b>					
Общая масса проппанта, т / Total proppant mass, t				8	
Тип проппанта, меш / Type of proppant, mesh				30/50	
Насыпная плотность проппанта, г/см <sup>3</sup> / Bulk density of the proppant, g/cm <sup>3</sup>				1,7	
<b>Сравнение производительности до ГРП и после ГРП / Comparison of well performance before and after hydraulic fracturing</b>					
Псевдо-установившийся режим фильтрации Pseudo-steady state flow		До ГРП Before hydraulic fracturing		Дизайн After hydraulic fracturing	
Расчётное забойное давление, атм Calculated bottomhole pressure, atm		23		23	
Фильтрационное сопротивление Filtration resistance		20		-2,42	
Обводненность, % Water cut, %		40		40	
Безразмерный коэффициент продуктивности Dimensionless productivity index		0,038		0,25	
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм Productivity index, m <sup>3</sup> /day/atm		1,667		11,192	
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут Liquid rate, m <sup>3</sup> /day		1,7		11,2	
Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут Water rate, m <sup>3</sup> /day		0,7		4,5	
Дебит нефти, т/сут Oil rate, t/day		0,9		6	
Прирост дебита нефти, т/сут Incremental oil rate, t/day				5,1	

Синим цветом выделены входящие переменные / Incoming variables are highlighted in blue

трещины с целью улучшения объёмной эффективности проппанта и максимизации ширины, упаковки созданной трещины и увеличения её проводимости. Третий вариант графика закачки соответствует исходным условиям с наибольшим значением проводимости упакованной трещины (табл. 5).

Оптимальность выбранного варианта дизайна ГРП, помимо значений переменных геометрии трещины, доказывает проведённый расчёт дебита нефти после

$$q = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{(\ln \ln \frac{R_e}{R_w} - 0,75 + S)} = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot \mu \cdot \beta} \cdot \frac{P_2 - P_1}{(\ln \ln \frac{R_e}{R_w} + (P_D - \ln \ln \frac{R_e}{R_w}))} \quad (2)$$

где  $k$  – проницаемость пласта,  $h$  – эффективная мощность пласта;  $\mu$  – вязкость нефти;  $\beta$  – объёмный коэффициент нефти;  $P_2$  – пластовое давление;  $P_1$  – забойное давление;  $R_e$  – радиус дренирования;  $R_w$  – радиус ствола скважины;  $S$  – фильтрационное сопротивление;  $P_D$  – безразмерное давление, определяемое по корреляционной зависимости безразмерного времени и проводимости трещины. Безразмерное время и проводимость трещины рассчитывается в зависимости от параметров трещины, полученных в результате моделирования.

Прирост более чем 5 т/сут отражает хороший результат для данного месторождения. В 2022 г. средний дебит нефти

проведения технологии Frac-Pack (табл. 6). Данная методология основана на расчёте коэффициента продуктивности скважины в зависимости от изменения фильтрационного сопротивления призабойной зоны пласта. Для расчета прогнозного дебита по нефти используются информация о пласте и скважине, а также результаты моделирования, а именно параметры геометрии, суммарной проводимости и давления трещины:

по горизонту M-II составил 1,2 т/сут. Кроме того, к этому объекту была переведена скважина с начальным дебитом 1,8 т/сут, при этом новые добывающие скважины в результате бурения не были введены.

Профиль трещины в геолого-геофизической модели представлен на рис. 3. По результатам моделирования наблюдается преимущественное распространение трещины по высоте вниз, что обусловлено наличием значительного глинистого барьера в кровельной части целевой зоны. Интервал охвата трещины ГРП составил 254–275 м. По дизайну ГРП полуудлина трещины ГРП составляет 25,4 м, общая высота 21,7 м, проводимость трещины

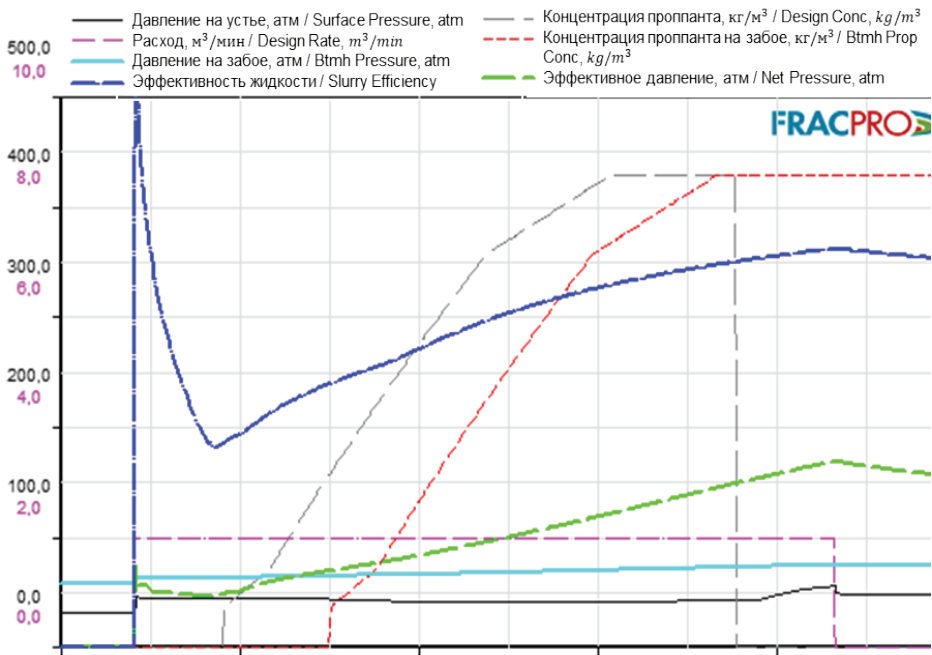


Рисунок 3. Профиль трещины ГРП  
Figure 3. Fracture profile of hydraulic fracturing

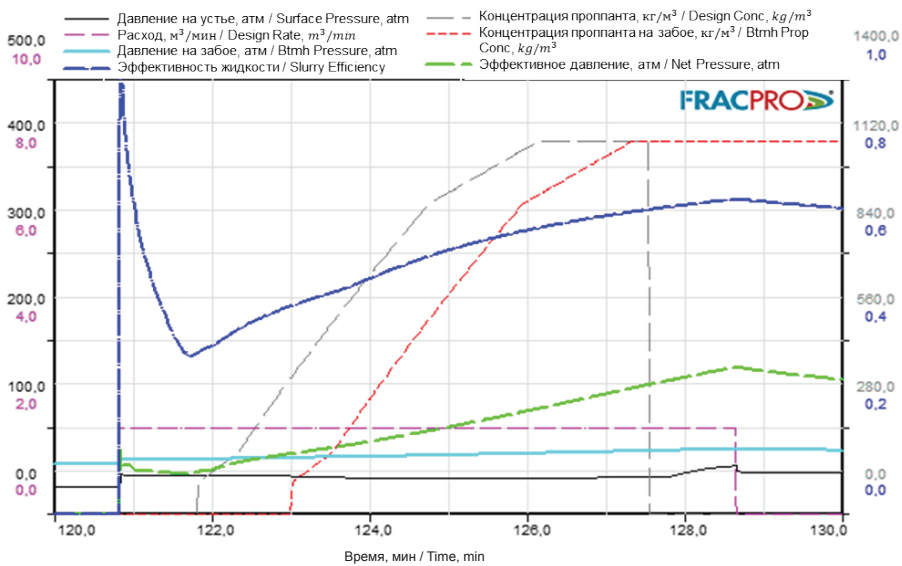


Рисунок 4. График параметров моделирования ГРП  
Figure 4. Graph Plot of hydraulic fracturing modeling parameters

1036 м·Дм. Как видно из рисунка, трещина охватывает целевой продуктивный пропласток.

Результаты моделирования ГРП (характер фильтрации жидкости, поведение устьевого и чистого давления, параметры графика закачки) представлены на рис. 4. План закачки проектировался таким образом, чтобы в начале шла подушка из линейного геля, которая способствовала бы изначальному открытию трещины, затем запускалась пропантовая пачка (серая пунктирная линия), далее пошагово увеличивалась концентрация пропанта. Согласно графику закачки данной работы плановый объем пропанта составляет 8 т с максимальной концентрацией в 1200 кг/м<sup>3</sup>.

#### Заключение

В данном исследовании изучен потенциал применения технологии Frac-Pack в неконсолидированных высоковязких коллекторах месторождения М. В ходе работы:

- выявлено, что одной из актуальных проблем рассматриваемого месторождения является вынос песка, что приводит к снижению МРП и отрицательно сказывается на добыче нефти;

- изучен успешный мировой опыт и проведён анализ условий применения технологии Frac-Pack;

- согласно лабораторным исследованиям установлено, что Frac-Pack, как технология увеличения площади контакта скважины с пластом, является подходящей системой по борьбе с пескопроявлением и уве-

личением производительности скважины в условиях рассматриваемого месторождения;

- на основе изучения состояния эксплуатационного фонда выявлены потенциальные кандидаты на проведение технологии Frac-Pack;

- произведён подбор размера расклинивающего материала и пропускного сечения фильтрующей системы;

- изучены технологические особенности предлагаемой технологии;

- осуществлено моделирование ГРП по различным вариантам графика закачки;

- произведён расчёт показателей добычи нефти после проведения технологии Frac-Pack.

Применение технологии Frac-Pack актуально к текущему эксплуатационному фонду скважин, т.к. постепенный рост обводненности будет являться в дальнейшем ограничивающим фактором. Предлагаемая технология является оптимальной для неглубоких скважин месторождения М, т.к. не только позволяет устранить проблемы с выносом песка, но и способствует увеличению добычи нефти.

Практическая значимость проведённой работы приобретает исключительную ценность, т.к. применение технологии Frac-Pack способствует повышению коэффициента гидродинамического совершенства скважины, снижается вероятность выноса мелкой фракции песка, а также увеличивается предел рентабельности добычи.

**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: Джаксылыков Т.С., Асанов К.Б. – разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, а также общая редакция рукописи статьи, Бухарбаева А.Н. – систематизация и обработка данных исследования, их анализ, написание статьи.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Talgat S. Jaksylykov, Karim B. Assanov – development of the basis for conducting the study, control over the progress of the study, as well as a general editorship of the manuscript of the article; Aidana N. Bukharbayeva – systematization and processing of the research data, their analysis, writing an article.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Bale A., Owren K., Smith M.* Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, N 01. P. 19–28. doi:10.2118/24992-PA.
2. *Селезнева А.В.* Особенности технологии гидравлического разрыва пласта на Пильгун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении (Сахалинская область): бакалаврская работа. ТПУ. Томск, 2019. Режим доступа: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/53942>. Дата обращения: 25.04.2023.
3. *Hidalgo O., González O., González V., et al.* Novel Frac-and-Pack Technique for Selective Fracture Propagation. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2007 Apr 15; Buenos Aires, Argentina. Paper Number: SPE-108126-MS.
4. *Cox M., Roane T., Sanders M., et al.* International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Innovative Sand-Control Screen Assembly Enables Successful Multi-Lobe Frac Packs in Adverse Recompletion Conditions; 2002 Feb 20; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-73723-MS.
5. *Smith M.B., Miller II W.K., Haga J.* Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations // SPE Production Engineering. 1984. Vol. 2. P. 95–103.
6. *Papinczak A., Miller II W.K.* Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage, Mereenie Field, Australia // SPE Production & Facilities. 1994. Vol. 9, N 4. P. 249–256.
7. *Economides M., Oligney R., Valko P.* Unified Fracture Design. Bridging the Gap Between Theory and Practice. Texas, Alvin : Orsa Press; 2004.
8. *Matanovic D., Cikes M., Moslavac B.* Sand Control in Well Construction and Operation. Zagreb: Springer Environmental Science and Engineering; 2012.
9. *Bian X., Zhang S., Wang F.* A new method to optimize the fracture geometry of a frac-packed well in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs // Science China. 2012. Vol. 55. P. 1725–1731. doi:10.1007/s11431-012-4775-z.
10. *Hainey B.W., Troncoso J.C.* Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. SPE Formation Damage Control Symposium; 1992 Feb 26; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-23777-MS.
11. *Herianto P.A.A., Wijoyo N.D., Chandra S.* Productivity Analysis of Frac-pack Completion in M Well with Sand Problem Indication and High Permeability Formation // Engineering and Technology. 2019. P. 291–298.
12. *Roodhart L.P., Fokker P.A., Davies D.R., et al.* Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience // J Pet Technol. 1994. Vol. 46, N 03. P. 230–238. doi:10.2118/26564-PA.
13. *Weirich J., Li J., Abdelfattah T., Pedroso C.* Frac Packing: Best Practices and Lessons Learned From More Than 600 Operations // SPE Drilling & Completion. 2013. Vol. 28, N 02. P. 119–134. doi:10.2118/147419-PA.



14. Gil I.R., Atlas B., Roegiers J. The Effect of Fluid Leakoff on Rock Failure Mechanisms During Frac-Pack Treatments. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; 2006 Feb 15; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-98170-MS.

15. Khodaverdian M., McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 01; Dallas, Texas, USA. Paper Number: SPE-63233-MS.

16. Fan Y., White D.E., Aimar A., Satyagraha M.T. Frac/Pack Modeling for High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia // SPE Production & Facilities. 2001. Vol. 16, N 03. P. 189–196. doi:10.2118/72995-PA.

17. Fan Y., White D.E., Aimar A., Satyagraha M.T. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. SPE International Symposium on Formation Damage Control; 2000 Feb 23; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-58766-MS.

18. Хэнян В., Подгорнов В.М. Выбор забойных фильтрующих средств, ограничивающих вынос песка из коллектора при освоении скважины // Булатовские чтения. 2020. Том 2, вып. 2. С. 408–415.

19. Saucier R.J. Considerations in Gravel Pack Design // Journal of petroleum technology. 1974. Vol. 26, N 02. P. 205–212. doi:10.2118/4030-PA.

## REFERENCES

1. Bale A., Owren K., Smith M. Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(01):19–28. doi:10.2118/24992-PA.

2. Seleznyova AV. Osobennosti tekhnologii gidravlicheskogo razryva plasta na Pil'tun-Astokhskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii (Sakhalinskaya oblast') [undergraduate work]. TPU. Tomsk; 2019. Available from: <https://earchive.tpu.ru/handle/11683/53942>. Cited 2003 Apr 25. (In Russ).

3. Hidalgo O, González O, González V, et al. Novel Frac-and-Pack Technique for Selective Fracture Propagation. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference; 2007 Apr 15; Buenos Aires, Argentina. Paper Number: SPE-108126-MS.

4. Cox M, Roane T, Sanders M, et al. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Innovative Sand-Control Screen Assembly Enables Successful Multi-Lobe Frac Packs in Adverse Recompletion Conditions; 2002 Feb 20; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-73723-MS.

5. Smith MB, Miller II WK, Haga J. Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations. *SPE Production Engineering*. 1984;2:95–103.

6. Papinczak A, Miller II W. Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near-Wellbore Damage, Mereenie Field, Australia. *SPE Production & Facilities*. 1994;9(4):249–256.

7. Economides M, Oligney R, Valko P. *Unified Fracture Design. Bridging the Gap Between Theory and Practice*. Texas, Alvin: Orsa Press; 2004.

8. Matanovic D, Cikes M, Moslavac B. *Sand Control in Well Construction and Operation*. Zagreb: Springer Environmental Science and Engineering; 2012.

9. Bian X, Zhang S, Wang F. A new method to optimize the fracture geometry of a frac-packed well in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs. *Science China*. 2012;55:1725–1731. doi:10.1007/s11431-012-4775-z.

10. Hainey BW, Troncoso JC. Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. SPE Formation Damage Control Symposium; 1992 Feb 26; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-23777-MS.

11. Herianto PAA, Wijoyo ND, Chandra S. Productivity Analysis of Frac-pack Completion in M Well with Sand Problem Indication and High Permeability Formation. *Engineering and Technology*. 2019:291–298.

12. Roodhart LP, Fokker PA, Davies DR, et al. Frac-and-Pack Stimulation: Application, Design, and Field Experience. *J Pet Technol*. 1994;46(03):230–238. doi:10.2118/26564-PA.

13. Weirich J, Li J, Abdelfattah T, Pedroso C. Frac Packing: Best Practices and Lessons Learned From More Than 600 Operations. *SPE Drilling & Completion*. 2013;28(02):119–134. doi:10.2118/147419-PA.

14. Gil IR, Atlas B, Roegiers J. The Effect of Fluid Leakoff on Rock Failure Mechanisms During Frac-Pack Treatments. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control; 2006 Feb 15; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-98170-MS.

15. Khodaverdian M, McElfresh P. Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanisms and Consequences. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2000 Oct 01; Dallas, Texas, USA. Paper Number: SPE-63233-MS.

16. Fan Y, White DE, Aimar A, Satyagraha MT. Frac/Pack Modeling for High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. *SPE Production & Facilities*. 2001;16(03):189–196. doi:10.2118/72995-PA.

17. Fan Y, White DE, Aimar A, Satyagraha MT. Fluid Leakoff and Net Pressure Behavior of Frac&Pack in High-Permeability Viscous Oil Reservoirs of the Duri Field, Indonesia. SPE International Symposium on Formation Damage Control; 2000 Feb 23; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-58766-MS.

18. Hengyang W, Podgornov VM. The selection of downhole filter to limit sand production from reservoir during well development. Readings named of A.I. Bulatov. 2020;2(2):408–415.

19. Saucier RJ. Considerations in Gravel Pack Design. *Journal of petroleum technology*. 1974;26(02):205–212. doi:10.2118/4030-PA.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Бухарбаева Айдана Нурлановна**

e-mail: [a.bukharbayeva@kmge.kz](mailto:a.bukharbayeva@kmge.kz).

**Джаксылыков Талгат Сайнович**

e-mail: [t.jaxylykov@kmge.kz](mailto:t.jaxylykov@kmge.kz).

**Асанов Карим Балхашевич**

e-mail: [k.asanov@kmge.kz](mailto:k.asanov@kmge.kz).

#### AUTHORS' INFO

**\*Aidana N. Bukharbayeva**

e-mail: [a.bukharbayeva@kmge.kz](mailto:a.bukharbayeva@kmge.kz).

**Talgat S. Jaxylykov**

e-mail: [jaxylykov.t@kmge.kz](mailto:jaxylykov.t@kmge.kz).

**Karim B. Assanov**

e-mail: [K.Asanov@kmge.kz](mailto:K.Asanov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 622.245.422.4

CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>

Received: 22.05.2023.

Accepted: 15.08.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## Original article

### Monitoring and elimination of inter casing pressure

Arman A. Kabdushev<sup>1</sup>, Abilkassim Ye. Baymakhanov<sup>2</sup>, Farit A. Agzamov<sup>2</sup>,  
Yuldashbay A. Daribayev<sup>1</sup>, Aizhan Zh. Betzhanova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Dulaty University, Taraz, Kazakhstan

<sup>2</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

#### ABSTRACT

**Background:** The appearance of inter casing pressure in many cases is associated with inadequate quality of primary cementing. Despite the fact that many studies are aimed at preventing problems of primary cementing, at improving the quality of well completion, it should be noted that the problem of inter casing pressure at existing gas and gas condensate wells is increasing.

**Aim:** The purpose of this work is to study and eliminate wells with inter casing pressure at the Amangeldy gas condensate field.

**Materials and methods:** This paper presents the procedure for preparing the well and carrying out the elimination of inter casing pressure, as well as the chemical components of cementing slurry.

**Results:** The conducted studies and measures on wells No.121; No.105; No.103 and No.101 showed a positive result and the effectiveness of the composition of cementing slurry.

**Conclusion:** The presented technology for the elimination of inter casing pressure and the composition of the cementing slurry can be widely used in many fields of Kazakhstan.

**Key words:** *cementing, cementing slurry, bottomhole zone, cement stone, inter casing pressure.*

#### To cite this article:

Kabdushev AA, Baymakhanov AY, Agzamov FA, Daribayev YA, Betzhanova AZ. Monitoring and elimination of inter casing pressure. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):85–95.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>.

УДК 622.245.422.4

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>

Получена: 22.05.2023.

Одобрена: 15.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Оригинальное исследование

### Мониторинг и ликвидация межколонных давлений

А.А. Кабдушев<sup>1</sup>, А.Е. Баймаханов<sup>2</sup>, Ф.А. Агзамов<sup>2</sup>, Ю.А. Дарибаев<sup>1</sup>,  
А.Ж. Бетжанова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Появление межколонных давлений во многих случаях связано с несоответствующим качеством первичного цементирования. Несмотря на то, что много исследований направлены на предотвращение проблем первичного цементирования и повышение качества заканчивания скважин, проблема появления межколонных давлений и борьба с ними на действующих газовых и газоконденсатных скважинах не становится менее актуальной.

**Цель.** Целью данной работы является исследование и ликвидация скважин с межколонным давлением на газоконденсатном месторождении Амангельды.

**Материалы и методы.** В данной работе представлены процедуры подготовки скважины, проведения исследований и ликвидации межколонных давлений, а также химические компоненты тампонирующих растворов.

**Результаты.** Проведенные исследования и мероприятия по скважинам №121, 105, 103 и 101 показали положительный результат и эффективность рецептур тампонирующих растворов.

**Заключение.** Представленная технология ликвидации межколонного давления и рецептура тампонирующих раствора может широко применяться на многих месторождениях Казахстана.

**Ключевые слова:** цементирование, тампонажный раствор, призабойная зона, тампонажный камень, межколонное давление.

#### Как цитировать:

Кабдушев А.А., Баймаханов А.Е., Агзамов Ф.А., Дарибаев Ю.А., Бетжанова А.Ж. Мониторинг и ликвидация межколонного давления // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 85–95. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>.

ӨОЖ 622.245.422.4

ҒТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>

Қабылданды: 22.05.2023.

Мақұлданды: 15.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Түпнұсқа зерттеу

### Бағанаралық қысымды бақылау және жою

А.А. Қабдушев<sup>1</sup>, Ә.Е. Баймақанов<sup>2</sup>, Ф.А. Ағзамов<sup>2</sup>, Ю.А. Дәрібаев<sup>1</sup>,

А.Ж. Бетжанова<sup>1</sup>

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Бағанаралық қысымның пайда болуы көптеген жағдайларда бастапқы цементтеу сапасының сәйкес келмеуімен байланысты. Көптеген зерттеулер бастапқы цементтеу проблемаларын болдырмауға және ұңғымалардың аяқталу сапасын жақсартуға бағытталған болса да, қазірдің өзінде жұмыс істеп тұрған газ және газ конденсатты ұңғымалардағы бағанаралық қысым проблемасы артып келе жатқанын атап өткен жөн.

**Мақсаты.** Бұл жұмыстың мақсаты Амангелді газ конденсаты кен орнындағы бағанаралық қысымды ұңғымаларды зерттеу және жою болып табылады.

**Материалдар мен әдістер.** Бұл жұмыста ұңғыманы дайындау және бағанаралық қысымды жою процедурасы, сондай-ақ тампонаж ерітінділерінің химиялық компоненттері көрсетілген.

**Нәтижелері.** №121, 105, 103 және 101 ұңғымалар бойынша жүргізілген зерттеулер мен іс-шаралар тампонаждық ерітінділер рецептураларының оң нәтижесі мен тиімділігін көрсетті.

**Қорытынды.** Бағанаралық қысымды жоюдың ұсынылған технологиясы және тампонаждық ерітіндінің рецептурасы Қазақстанның көптеген кен орындарында кеңінен қолданылуы мүмкін.

**Негізгі сөздер:** цементтеу, тампонаждық ерітіндісі, кенжар аймағы, тампонаж тасы, бағанаралық қысым.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Қабдушев А.А., Баймақанов Ә.Е., Ағзамов Ф.А., Дәрібаев Ю.А., Бетжанова А.Ж. Бағанаралық қысымды бақылау және жою // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №3, 85–95 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108651>.

## Introduction

The quality improvement of well cementing and casing leak tightness with the development of new technologies and with the increase of well depth gets more urgent.

Intercasing pressure (hereinafter referred to as ICP) take place at most of the fields, which is especially typical for gas and gas-condensate fields. Both technogenic factors (quality of well construction, materials and equipment used) and natural factors, independent of human activity, influence the occurrence of ICP [1].

The authors of the work [2] assume that the main causes of the appearance of inter casing pressures are:

- leaky casing threaded joints;
- leakiness of wellhead gaskets of casing strings;
- gas migration during the waits on cements (here in after WOC).

During the WOC, a contraction occurs, which can lead to serious violations of the integrity of the cementing slurry. This phenomenon appears mainly in the WOC in the conditions of fluid-resistant layers, which contain dense and low-permeable rocks. The results of this phenomenon may be shrinkage deformations [3].

It is necessary to pay special attention to the ways of formation fluid migration to the surface regardless of the cause of ICP, the main of which are:

- cement ring channels formed during cement stone formation due to low sedimentation stability of cementing slurry;
- micro-gaps in the contact between the cement and the casing, due to insufficient adhesive capacity of the cement, as well as those formed during operations inside the cemented casing, such as drilling out the cement plug and further deepening of the well. The formation of micro gaps is also promoted by casing pressure tests to check for leaks, determination of well injectivity, and stimulation activities;
- casing leakage in the body or threaded joints;
- leakage of casing head in places where sealing elements are installed and fluid flow from annular space to inter casing annulus (hereinafter referred to as ICA) or from one ICA to another;
- impact of temperature factor during startup and shutdown of wells.

There is also a necessity to be taken into account that casing is pressurized with liquid, and in this case, the casing and inter casing annulus are hermetically sealed.

According to theory, there should be no ICP in such situation, but since gas permeability is much higher than liquid permeability, so gas penetrates where liquid does not filter.

Furthermore, there are a number of important but poorly understood factors which undoubtedly

affect the occurrence and magnitude of ICDs, which include: electric fields that change over time due to changes in:

- metal intensity of the deposit, changes in the subsurface and in the environment;
- physical and chemical processes taking place in ICA;
- osmotic phenomena in the cement stone.

The reasons mentioned above confirm that cementing quality of wells will directly influence the occurrence of ICP. As the problem of improving the quality of well cementing was discussed in papers [4–7], and at present there are many wells in Kazakhstan, which have problems with cementing in gas and gas-condensate wells, the purpose of this work is to study and eliminate wells with ICP.

The problem of inter casing pressures occurs in many wells of our republic. For example, at the North Buzachi oil field, which is located in Mangistau region, out of 97 wells drilled since the discovery and up to 2000 years, 72 wells were abandoned due to poor quality of well cementing. At 15 wells drilled from 2003 to 2004 there were problems with the formation of griffins and the presence of inter casing pressures [1].

At the Amangeldy field, operation of wells with inter casing pressure is carried out in accordance with the "Program of well management with inter casing pressure at the Amangeldy field", developed by NIPIneftegaz JSC in 2008.

In order to minimize risks when operating wells with ICP and to ensure the safety of personnel servicing the wells, as well as the negative impact on the environment, AmangeldyGas LLP conducted monitoring of wells with ICP, provided for by the Program [8, 9].

Under the calculation of maximum permissible pressures (MPP), conducted in accordance with the "Methodology for determining the categories of emergency wells with inter casing pressure at the Amangeldy field" and the category of danger of wells with ICD was determined.

The maximum average pressure recorded between the production and intermediate casing for the period from 2003 to 2012 was 6.8 MPa (well 117), and between the intermediate casing and surface casing – 2.7 MPa (well 103). The maximum MAP percentage was 31% (well 117) in 2006. At all other wells the percentage of MAP was much lower, so practically all wells were classified as category 4 ICP, since the recorded MCPs were less than 25% of the MAP.

In 3 wells (106, 111, 16-G), ICPs were practically absent during the analyzed period. In 7 wells (105, 111, 117, 120, 121, 2-G, 6-G) pressure was observed mainly only between the production and intermediate strings. Pressures in both spaces during the whole period of analysis were registered in 7 wells (101, 103, 108, 112, 113, 114, 122).



Therefore, as of 01.05.2012 all wells of the field belonged to the 4th category of danger ICP. Therefore, with the purpose of control over well operation, creation of safe working conditions for personnel and environmental protection when working at wells with ICP, and considering that 21 wells of the 4th category were identified in the field the following recommendations were developed [10]:

- it is recommended to carry out weekly monitoring of pressures in inter casing annulus;
- wells that do not have ICPs should be monitored on a weekly basis;
- in case of new wells with high pressure in the interwell space or growth of interwell pressures of more than 25% of MPP, to transfer to another category, assess the technical condition of the well, carry out work to reduce or eliminate high pressure in the interwell space and continue observation with weekly monitoring.

In 2016, Yu. A. Daribayev and employees of "Clinal" LLP conducted monitoring of wells in the field, or rather work on the research and diagnosis of the causes of inter casing pressure in several wells of Amangeldy field.

On well No.121 of Amangeldy field were conducted work on research and diagnosis of the causes of the occurrence of inter casing pressure.

The work is carried out by the autonomous laboratory IDL-1[8,11].

1 stage of research – complete study of geological and tectonic characteristics of the well, data of materials during well drilling, logging, conclusion of GIS, LLS, CBL, materials of work performed on the well, gas compositions coming out of the inter casing annulus (hereinafter – ICA).

The second stage of the research is determining the causes of ICP by wellhead injection of the technological solution.

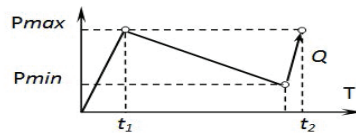
The injectivity of the wellbore was usually determined in two ways:

- by the volume of injected solution providing constant pressure in the ICP;
- by initial pressure recovery.

The first method is to pump such volumes of process fluid that ensure constant pressure in the wellbore packer. In this case, its inflow rate, i.e. injectivity, will be equal to the rate of fluid outflow from the ICP through micro channels to the source of interwell pressure. This method allows pumping at maximum pressure and fluid supply to the ICP. The disadvantage of this method is difficulty to keep constant pressure in ICP because of spontaneous change of injectivity, on which the value of pressure at the wellhead depends.

The second method can be implemented at any pressures in ICP (below the maximum allo-

wable values). It is relatively simple in realization and allows to determine injectivity of the well more accurately. For this purpose, it is necessary to start dosing pump and pump solution up to pressure in MCP equal to the preset one ( $P_{max}$ ). Then the pumping is stopped ( $t_1$ ) and the pressure drop to a certain value or stabilization ( $P_{min}$ ) is recorded. After that the dosing pump is started and the solution (liquid) is pumped until the initial pressure  $P_{max}$  is restored. At the same time fix the volume ( $Q$ ), pumped liquid and time ( $t_2$ ) from the pump stop till the moment of pressure restoration ( $t_1-t_2$ ). If we assume, that the volume of pumped liquid was spent for replacement of hollow space in ICP, the injectivity is defined as quotient of division of pumped liquid volume by total time of pressure drop and recovery. Meanwhile, the average injection pressure is defined as half the sum of maximum and minimum pressures, which were obtained during the work (Fig. 1).



**Figure 1. Example of determination of injectivity and average pumping pressure**

$t_1$  – time from stopping of pump operation;  $t_2$  – time of pressure restoring;  $Q$  – volume of pumped liquid at pressure recovery

Determination of injectivity (1):

$$q_{ing} = \frac{Q}{t_2 - t_1} \tag{1}$$

Average value of intake pressure (2):

$$P_{avg} = \frac{P_{min} + P_{max}}{2} \tag{2}$$

The intake capacity of the ICP was determined by the volume of the injected solution until the pressure was restored.

We presented calculations of the depth of penetration (immersion) of the solution injected into the ICP of the well, and the growth of back pressure at the source of ICP, taking into account the injection volume and shrinkage of the cement stone.

1. Cement ring area:

$$S_{cs} = 0,8 \cdot (d_{1in}^2 - d_2^2) = 0,8 \times (d_{1in} + d_{2in}) \cdot (d_{1in} - d_2) \tag{3}$$

where  $d_{in}$  and  $d_2$  are the inner and outer diameters of the technical and production casing, in cm:

$$d_{in} = d_1 - 2\beta \tag{4}$$

where  $d_1$  – outer diameter of the intermediate casing, in cm;  $\beta$  – wall thickness of the intermediate casing, in cm.

2. Total area of vertical microchannels formed as a result of cement stone shrinkage (5):

$$\Delta S y = S_{cs} \cdot \eta \tag{5}$$

where  $\eta$  – maximum shrinkage ( $\eta = 0,3\%$ ).

3. Depth of solution immersion ( $Lx$ ) taking into account injection volume ( $Qp$ ) (6):

$$Qp = \Delta S y \cdot Lx \tag{6}$$

from here:

$$Lx = \frac{Qp}{\Delta S y} = \frac{Qp}{S_{cs} \cdot \eta} \tag{7}$$

4. Calculation of the back pressure value at the source (8):

$$P = Lx \cdot \Delta \gamma = \frac{Qp}{S_{cs} \cdot \eta} \cdot (\gamma_p - \gamma_\phi) \cdot 10^{-3} \tag{8}$$

where  $\gamma_p$  and  $\gamma_\phi$  – density of solution and filtrate from ICP, in  $g/cm^3$ .

**Calculation for the conditions of well No.121**

- $d_{in} = 32.4 - 2 \cdot 0.95 = 30.5$  cm;
- $d_2 = 24.4$  cm;
- $\eta = 0.3\%$ ;
- $Qp = 1l = 1000$   $cm^3$ ;
- $\gamma_p = 1.00$   $g/cm^3$ ;
- $\gamma_\phi = 0.001$   $g/cm^3$ ;
- $S_{cs} = 0.8 \cdot 54.9 \cdot 6.1 = 268$   $cm^2$ ;
- $\Delta S y = 268 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \approx 0,80$   $cm^2$ ;
- $Lx = 1000 / 0.8 = 1250$   $cm = 12.5$  m;
- $\Delta P = 1250 \cdot 1 = 1250$   $g/cm^2$  or 1.25 atm.

Calculation of the maximum allowable pressure of the solution injection in the ICP.

**Table 1. Data on well No.121 of Amangeldy field**

Casing	Outer diameter, mm	Descent depth, m
Conductor pipe	426	30
Surface casing	324	450.15
Intermediate casing	244.5	1300
Operational	168,3 Liner 114	0–1707 1707–2273

We take the following values of MPP for calculations, taking into account 50% safety margin. Taking into account production casing

wear on work and tear, the maximum allowable pressure is equal to:

$$P = \frac{P_{collapse} \cdot K}{2} \tag{9}$$

$$P = \frac{P_{in.lim.y.s} \cdot K}{2} \tag{10}$$

where  $K$  – coefficient of casing string wear is taken into account depending on well operation life (value – 0.8 is assumed), assuming that corrosion rate is 0.1 mm/year and well operation life is insignificant; 2 – coefficient of 50% safety factor.

**Table 2. Parameters of triangular threaded casing strings, strength grade D**

Casing Structure	Diameter, mm	Descent depth, m	Wall thickness	Pressure, MPa	
				collapse pressure	Internal limit yield strength
Conductor pipe	426	30	9.5	3.5	15
Surface casing	324	450.15	9.5	10.9	26.9
Intermediate casing	244.5	1300	10	20.9	37.9
Production casing	168.3 114	0–1707 1707–2273	10.59 7.39	55	58.1

For the 24 mm diameter surface casing, the yield strength  $P_{ys} = 26.9$  MPa. For the 244.5 mm diameter intermediate casing, the collapse pressure  $P_{cp} = 20.9$  MPa.

The maximum allowable pressure in inter casing annulus between surface casing and intermediate casing with allowance for casing strength and aging will be equal to:

$$P = 26.9 \cdot 0.8 / 2 = 10.8 \text{ MPa} \tag{5}$$

The maximum allowable pressure of pumping of technological solution in ICP in the well No.121 of Amangeldy deposit should not exceed 10.8 MPa.

To determine injectivity, at the first stages of work, we proposed to use service water. Technical water is collected in a container (100-liter barrel). In order to eliminate the inter casing pressure and to fill microcracks in the cement stone behind the column we used a chemical component of a complex composition (sodium liquid glass  $Na_2SiO_3$  + gelling material blast furnace slag and acid), which is widely used in recent years for liquidation of ICD.

**Preparation for work on the well**

1. Acceptance of the well for work with indication of pressures in tubing, annulus and inter casing annulus.

2. IDL-1 was installed on the windward side at a distance of 30-50 meters from the wellhead.

3. Warning signs were erected at the site of the work.
4. Measured wellhead pressures.
5. The IDL-1 laboratory through the high pressure hose and the distribution coupling has been connected to the branch of the wellhead No.1.
6. The pressure gauges were installed in the tubing and annular outlet of the wellhead.
7. Pressure sensors are connected to control panel IDL-1 by electric cable.
8. The tank for collecting and disposing of the solution, silicone hose, connects to the distribution sleeve.
9. Starting the pump, filling the discharge line with solution.
10. Pressurize discharge line to pressure of pressure reducing valve.

**Carrying out the work**

1. Start the dosing pump and increase the pressure in the ICP to 30 bar above the initial pressure.
2. Stopping the dosing pump and observing the change of pressures in all the spaces of the well during the calculated time.
3. After the set time, start the dosing pump and additionally increase the pressure in the ICP by 10–50 atm. At the same time constant monitoring of pressures in tubing and annular space, as well as possible leaks in different units of injection line and wellhead equipment.
4. Pressure build-up up to 150 atm according to work program.
5. After every stop of dosing pump to determine the angle of pressure drop and to calculate the value of intake of ICP.
6. At the end of pumping calculation of pumped technological solution volume.

**Results and discussions**

Brief information about the well No.121.

**Table 3. Well design and equipments**

Equipment title	Parameters
Conductor pipe	426mm x 30m(TOC to wellhead)
Surface casing	324 mm x 450.15 m (TOC to wellhead).
Intermediate casing	244.5 mm x 1300 m(TOC to wellhead)
Production casing	168.3 mm x (0–1707 m) (TOC -324 m to wellhead)
	114 mm x (1707–2273 m)
Artificial Pit	2273 m
Column head	Wellhead 2-35-324x245x168
Christmastree	CPT6 – 65 x 35 Chl
Tubing suspension	Ø73 mm – 2171.6 m
Hp	4 m

**After the work were obtained ACBL conclusions:** on the intermediate casings: 10.9% of the site has partial cement bonding

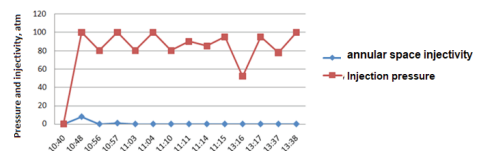
to the column, 56.8% – solid, 31.6% – bad, 0.7% no cement; on production casing: 11.8% of the site has partial adhesion of cement to the column, 38.7% – solid, 48.2% – bad, 0.8% – no cement; gas from the intercasing annulus is not flammable.

**Carried out work on the well for the study and elimination of ICP**

*First day.* Study of well case materials: well drilling materials, conclusions of LLS and ACBL, gas characteristics, well construction materials, work done on the well. Manometer readings were as follows  $P_{icp1} = 10$  atm,  $P_{icp2} = 5$  atm. We bled the pressures between the technical and production BOP-1, surface casing and the intermediate casing BOP-2 to 0 atm. When bleeding annular space hereinafter AS-1 at the outlet combustible gas, AS-2 (between the surface casing and the intermediate casing) at the outlet incombustible gas. Further on AS-1/2 was pumped an inhibited solution (process water + BrinePac inhibitor) for flushing and filling of microcracks in the cement stone behind the columns, as well as for improvement of setting quality of chemical components. Capacity AS-1 – 10 liters, AS-2 – 11 liters. We monitored the pressure set.

*Second day.* Reading of pressure gauge at the well  $P_{icp1} = 12$  atm,  $P_{icp2} = 17$  atm. We bled pressure between the technical and production casing of AS-1, surface casing and intermediate casing of AS-2 to 0 atm. We pumped 4 liters of chemical agent into AS-1. We closed AS-1 under pressure of 100 atm. For reacting and setting of chemical components. We pumped into AS-2 a chemical component (liquid glass + bottom ash) in the amount of 6 liters. We closed AS-2 under pressure of 95 atm for reaction and setting of chemical components. We watched the pressure setting.

*Third day.* Lowered the pressure in the MCC-1/2 to 0 atm. After restoration of pressure the readings of manometers  $P_{icp1} = 0$  atm,  $P_{icp2} = 20$  atm. Bled pressures in AS-2 to 0 atm. We re-injected 6 liters of chemical component into AS-2. We re-injected AS-2 under pressure of 95 atm. For reacting and setting of chemical components.



**Figure 2. Dependence of AS injectivity on solution injection pressure in the well No.121**  
Other wells of Amangeldy field were investigated in the same way

The gas composition in the annulus and inter casing annulus are identical. This indicates that the gas in the inter casing annulus is identical to the gas from the Permian Serpukhov horizons. Due to the decrease in injectivity and for further work on liquidation of AS, injection of those solutions was stopped.

### Conducted work on the well No.103 on the study and elimination of ICP

*First day.* Study of materials of the well case: materials of well drilling, conclusions of LLS and ACBL, characteristics of gases, materials of well construction, work done on the well. Manometer readings were as follows  $P_{icp1} = 37$  atm,  $P_{icp2} = 25$  atm. We bled pressure between the technical and production casing of AS-1, between the surface casing and the intermediate casing of AS-2 to 0 atm. While bleeding AS-1 output was incombustible gas, AS-2 output was incombustible gas.

We pumped an inhibited solution (process water + BrinePac corrosion inhibitor) into AS-1/2 to flush and fill microcracks in the cement stone behind the columns, as well as to improve the quality of setting of chemical components. Pressure setting of AS-1, 7 liters, AS-2, 22 liters.

*Second day.* Pressure gauge readings at the well  $P_{icp1} = 40$  atm,  $R_{mkl2} = 29$  atm. We bled pressure between the technical and production casing of AS-1 and between the surface casing and the intermediate casing of AS-2 to 0 atm. Inhibited solution (process water + BrinePac corrosion inhibitor) was pumped into AS-1/2 for flushing and filling of microcracks in cement behind the columns, as well as for improvement of quality of setting of chemical components. Pressure setting of AS-1, 17 liters, AS-2, 20 liters.

*Third day.* Pressure gauges  $P_{icp1} = 40$  atm,  $P_{icp2} = 29$  atm.

We pressurized AS-2 to 0 atm. Into AS-1 we pumped chemical component (liquid glass + domestic slag) in amount of 20 liters. We closed AS-1 under pressure of 95 atm. For reacting and setting of chemical components. In AS-2 we pumped a chemical component (liquid glass + bottom ash) in an amount of 7 liters. We closed AS-2 under pressure of 90 atm. For reactions and setting of chemical components. During 6 days the observation was carried out and the pressure readings of AS was  $P_{icp1} = 0$ ,  $P_{icp2} = 0$ , which testifies to the efficiency of the measures applied.

Gas composition in annular and inter casing annulus are identical. This indicates that the gas in the inter casing annulus is identical to the gas from the Permian Serpukhov horizons.

Due to a decrease in injectivity and for further work on liquidation of ICP injection of those solutions was stopped.

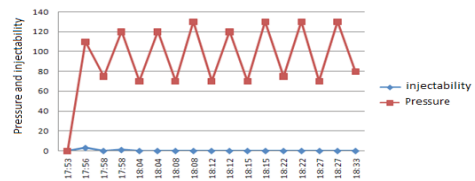


Figure 3. The diagram of dependence of AS injectivity on fluid injection pressure in the well No.103

### The carried out work on the well No.101 on research and liquidation of ICP

*First day.* Study of materials of the well case: materials of well drilling, conclusions of LLS and ACBL, characteristics of gases, materials of well construction, work done on the well. Manometers readings were as follows  $P_{icp1} = 22$  atm,  $P_{icp2} = 23$  atm. We bled pressure between the technical and production casing of AS-1, between the surface casing and the intermediate casing of AS-2 to 0 atm. When stripping AS-1 output was non-flammable gas, AS-2 output was non-flammable gas.

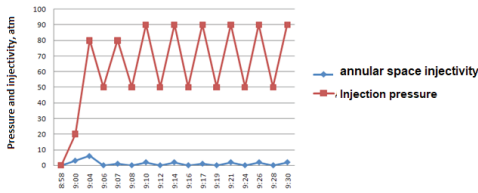
We pumped an inhibited solution (process water + BrinePac corrosion inhibitor) into AS-1/2 to flush and fill microcracks in the cement stone behind the columns, as well as to improve the quality of setting of chemical components. Pressure setting of AS-1, 25 liters, AS-2, 50 liters.

*Second day.* Pressure gauge readings  $P_{icp1} = 27$  atm,  $P_{icp2} = 30$  atm. We pressurized between the technical and production casing of AS-1 and between the surface casing and the intermediate casing of AS-2 to 0 atm. When stripping AS-1 output was non-flammable gas, AS-2 output was non-flammable gas.

We pumped an inhibited solution (process water + corrosion inhibitor BrinePac) into AS-1/2 to flush and fill microcracks in the cement stone behind the columns, as well as to improve the quality of setting of chemical components. Efficiency of AS-1 was 27 liters, AS-2 – 18 liters.

*Third day.* We depressurized AS-1 and AS-2 up to 0 atm. We pumped 12 liters of chemical component (liquid glass + bottom ash) into AS-1. We closed AS-1 under pressure of 100 atm. For reacting and setting of chemical components. In AS-2 the chemical component (liquid glass + domain slag) was pumped in an amount of 7 liters. AS-2 was closed at pressure of 90 atm. For reaction and setting of chemical components. During 7 days the observation was carried out, and pressure readings of AS were as follows. The pressure readings of the AS were  $P_{icp1} = 0$ ,  $P_{icp2} = 0$ .

Gas composition in annular and inter casing annulus are identical. This indicates that the gas in the inter casing annulus is identical to the gas from the Permian Serpukhov horizons.



**Figure 4. The graph of dependence of AS injectivity on fluid injection pressure in the well No.101**

Due to a decrease in injectivity and for further work on liquidation of ICP, injection of those solutions was stopped.

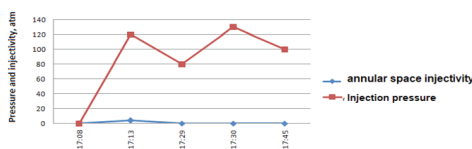
**The carried out work on the well No.105 on research and liquidation of ICP**

*First day.* Study of materials of the well case: materials of well drilling, conclusions of LLS and ACBL, characteristics of gases, materials of well construction, work done on the well. Manometers readings were as follows  $P_{icp1} = 15 \text{ atm}$ ,  $P_{icp2} = 5 \text{ atm}$ . We bled pressure between the technical and production casing of AS-1 and between the surface casing and the intermediate casing of AS-2 to 0 atm. When stripping AS-1 output was non-flammable gas, AS-2 output was non-flammable gas.

We pumped an inhibited solution (process water + BrinePac inhibitor) into AS-1/2 to flush and fill microcracks in the cement stone behind the columns, as well as to improve the quality of setting of chemical components. Capacity AS-1, 6 liters per hour, AS-2, 8 liters per hour.

*Second day.* Pressure gauge readings  $P_{icp1} = 22 \text{ atm}$ ,  $P_{icp2} = 5 \text{ atm}$ . We pressurized AS-1 to 0 atm. We pumped 12 liters of chemical component (liquid glass + bottom ash) into AS-1. We closed AS-1 under pressure of 100 atm. to react and setting of chemical components.

*Third day.* Varied the pressure in the AS-1 and AS-2 to 0 atm. In AS-1 we repeatedly pumped 9 liters of chemical component (liquid glass + bottom ash). We closed MCP-1 under pressure of 100 atm. for reacting and setting of chemical components. In AS-2 we pumped chemical component (liquid glass + bottom ash) in an amount of 21 liters. We closed AS-2 under pressure of 90 atm. For reaction and setting of chemical components.



**Figure 5. Dependence of AS injectivity on fluid injection pressure in the well No.105**

The gas composition in the annulus and intercasing annulus spaces are identical. This indicates that the gas in the intercasing annulus is identical to the gas from the Permian Serpukhov horizons. In connection with the reduction of injectivity and for further work on liquidation of ICP, injection of those solutions was stopped.

**Conclusion**

The AS has a microchannel through which gas migrates to the surface. The study revealed that the injectivity of microchannels is 6 liters per hour at a pressure of 70–95 atm. As a result of filling of the channel with chemical component, injectivity of AS and gas migration to the wellhead decreased.

According to the results of the study, the cause of intercasing pressure is migration of gas through the contact zones of cement rock from the formation to the surface through micro channels in AS from Permian and Serpukhov horizons.

Intercasing pressure appeared due to poor-quality cementing of technical and production casing and under-reaming of cementing slurry behind the casing strings.

While performing job on elimination of intercasing pressure at well No.121 of Amangeldy oil field the chemical component ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  + gelling material blast-furnace slag-vacuum) was injected, the injectivity of AS gradually reduced from 4 to 2 liters per hour. The chemical component filled in the microcracks of the cement stone, and it caused the stoppage of gas migration in AS-1/2.

The chemical component ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  + gelling material – blast furnace slag – vinegar) was injected into well No.105 of Amangeldy deposit while performing work on liquidation of intercasing pressure, the flow rate of BF-1/2 was gradually reduced from 4 to 1/2 liters per hour. The chemical component filled in the microcracks of the cement stone, and this was the reason for stopping the migration of gases in AS-1/2.

At well No.103 of Amangeldy field while performing work on elimination of intercasing pressure, a chemical component ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  liquid sodium glass + gelling material blast furnace slag-vinegar) was pumped, the flow rate of AS gradually decreased from 4 to 2 liters/hour. The chemical component filled in the microcracks of the cement stone, and it was the reason of stopping the migration of gases in AS-1/2.

At well No.101 of Amangeldy deposit while performing operations on elimination of intercasing pressure, the chemical component (sodium  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  + gelling material blast-furnace slag-vacuum) was injected, the rate of flow of AS gradually reduced from 3 to 2 liters/hour. The chemical component filled the microcracks



in the cement stone, and this was the reason for stopping the migration of gases in AS-1/2.

For effective setting of the chemical component in the inter casing annulus it is not recommended to carry out any

technological operations related to the inter casing annulus (bleeding, flushing, pressure testing, blowing) within 3 months from the date of delivery of the well.

### 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.

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Кабдушев А.А. – написание и редактирование рукописи, Баймаханов А.Е. – интерпретация данных, Агзамов Ф.А – написание и редактирование рукописи, Дарибаев Ю.А. – сбор, анализ данных, концепция работы, Бетжанова А.Ж. – сбор, анализ данных, концепция работы.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

**Competing interests.** The author declares no competing interests related to the publication of this article.

**Authors' contribution.** All authors confirm the compliance of their authorship with the international ICMJE criteria (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: Arman A. Kabdushev – writing and editing of the manuscript; Abilkassim Ye. Baymakhanov – interpretation of data; Farit A. Agzamov – writing and editing of a manuscript; Yuldashbay A. Daribayev – acquisition, data analysis, conception of the work; Aizhan Zh. Betzhanova – acquisition, data analysis, conception of the work.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhen N., Dong B., Xia B., et al. New Cementing Technologies Successfully Solved the Problems in Shallow Gas, Low Temperature and Easy Leakage Formations // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China; Июнь 8–10, 2010; Beijing, China. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/10IOGCEC/AII-10IOGCEC/SPE-131810-MS/107009>. Дата обращения: 12.03.2023.
2. Ryahovskij AV. Well monitoring. Technology for preventing inter casing pressures in wells. Control of wellhead seal tightness of casing strings // Equipment and technologies of the oil and gas complex. 2013. Vol. 5. P. 44–50.
3. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие. Санкт-Петербург: Недра, 2011. 268 с.
4. Agzamov F.A., Kabdushev A.A., Komleva S.F., Bayutenov N.A. Use of cement slurries with reduced fluid loss for well cementing in Kazakhstan // Pollution Research. 2016. Vol. 35, N 4. P. 241–246.
5. Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Исмаилов А.А. Применение новых полиэлектролитов для предотвращения газопроявления во время ожидания затвердевания цемента // Вестник КБТУ. 2018. №3(52). С. 177–182.
6. Agzamov F., Kabdushev A., Ismailov A., et al. Polyelectrolytes Efficiency in grout property regulation. Key engineering materials. 2018. Vol. 771. P. 9–23. doi:10.4028/www.scientific.net/KEM.771.9.
7. Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., и др. Изучение влияния армирования на свойства трубочных материалов с расширяющими добавками // Известия Национальной Академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. 2023. №2(458). С. 108–117. doi:10.32014/2023.2518-170X.285.
8. Султанов Д.Р., Баймаханов А.Е., Янгиров Ф.Н., Баймаханов Е.А. Новый подход к ликвидации межколонных давлений в скважине // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, №3. doi: 10.17122/ngdelo-2021-3-36-42. С. 36–42.
9. Герштанский О.С., и др. (АО "НИПИнефтегаз"). Программа управления скважиной с учетом межколонного давления на месторождении Амангельды. Отчет. 2008. Актау, Казахстан.
10. Герштанский О.С., и др. (АО "НИПИнефтегаз"). Анализ разработки месторождения Амангельды по состоянию на 01.05.2012. Отчет. 2012. Актау, Казахстан.



11. Султанов Д.Р., Баймаханов А.Е., Абилтаева А.З., Баймаханов Е.А. Исследование, диагностика причин возникновения межколлонного давления в скважинах и их ликвидация // Булатовские чтения. Материалы IV Международной научно-практической конференции; Март 31, 2020; Краснодар, Россия. Режим доступа: <https://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2020/3/PDF/2020-3.pdf>. Дата обращения: 05.05.2023.

## REFERENCES

1. Zhen N, Dong B, Xia B, et al. New Cementing Technologies Successfully Solved the Problems in Shallow Gas, Low Temperature and Easy Leakage Formations. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China; 2010 June 8–10; Beijing, China. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOGCEC/proceedings-abstract/10IOGCEC/All-10IOGCEC/SPE-131810-MS/107009>.
2. Ryaahovskij AV. Well monitoring. Technology for preventing inter casing pressures in wells. Control of wellhead seal tightness of casing strings. *Equipment and technologies of the oil and gas complex*. 2013;5:44–50.
3. Agzamov FA, Izmukhambetov BS, Tokunova EF. *Khimiya tamponazhnykh i promyvochnykh rastvorov*. St. Petersburg: Nedra; 2011. 268 p. (In Russ).
4. Agzamov FA, Kabdushev AA, Komleva SF and Bayutenov NA. Use of cement slurries with reduced fluid loss for well cementing in Kazakhstan. *Pollution Research*. 2016;35(4):241–246.
5. Kabdushev AA, Agzamov FA, Ismailov AA. The application of new polyelectrolyte to prevent gas invasion during the waiting-on-cement period. *Bulletin of KBTU*. 2018;3(52):177–182.
6. Agzamov F, Kabdushev A, Ismailov A, et al. Polyelectrolytes Efficiency in grout property regulation. *Key engineering materials*. 2018;771:9–23. doi:10.4028/www.scientific.net/KEM.771.9.
7. Kabdushev AA, Agzamov FA, Manapbaev BZ, et al. Studying the effect of reinforcement on the properties of plugging materials with expanding additives. NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Geology and Technical Sciences. 2023;2(458):108–117. doi:10.32014/2023.2518-170X.285.
8. Sultanov DR, Baimakhanov AE, Yangirov FN, Baimakhanov YA. A new approach to eliminating annular pressure in a well. *Petroleum Engineering*. 2021;19(3): 36–42. doi: 10.17122/ngdelo-2021-3-36-42.
9. Gershtantsiy OS, et al. (JSC "NIPIneftgaz"). Programma upravleniya skvazhinoy s uchetom mezhkolonnogo davleniya na mestorozhdenii Amangel'dy. Report. 2008; Aktau, Kazakhstan. (In Russ).
10. Gershtantsiy OS, et al. (JSC "NIPIneftgaz"). Analiz razrabotki mestorozhdeniya Amangel'dy po sostoyaniyu na 01.05.2012. Report. 2012; Aktau, Kazakhstan. (In Russ).
11. Sultanov DR, Baimakhanov AE, Abiltaeva AZ, Baimakhanov YA. Investigation, diagnosis of the causes of inter casing pressure in wells and their elimination. Readings of A.I. Bulatov. IV International scientific and practical conference; 2020 Mar 31; Krasnodar, Russia. Available from: <https://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2020/3/PDF/2020-3.pdf>.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Кабдушев Арман Арстангалиевич**  
PhD

ORCID: 0000-0003-3579-9054

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

**Баймаханова Абилкасим Елеусизович**  
канд. техн. наук

e-mail: [a.baimakhanov@clinal.kz](mailto:a.baimakhanov@clinal.kz).

**Агзамов Фарит Акрамович**

докт. техн. наук

ORCID: 0000-0001-5850-5261

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

**Дарибаев Юлдашбай Абуевич**

канд. с.-х. наук

ORCID: 0000-0003-1962-0966

e-mail: [nur920318@mail.ru](mailto:nur920318@mail.ru).

**Бетжанова Айжан Жарылкасыновна**

ORCID: 0000-0002-8276-8384

e-mail: [betzhanova83@mail.ru](mailto:betzhanova83@mail.ru).

## AUTHORS' INFO

**\*Arman A. Kabdushev**

PhD

ORCID: 0000-0003-3579-9054

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

**Abilkassim E. Baimakhanov**

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: [a.baimakhanov@clinal.kz](mailto:a.baimakhanov@clinal.kz).

**Farit A. Agzamov**

ORCID: 0000-0001-5850-5261

D. Sc. (Engineering)

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

**Yuldashbay A. Daribayev**

Cand. Sc. (Agriculture)

ORCID: 0000-0003-1962-0966

e-mail: [nur920318@mail.ru](mailto:nur920318@mail.ru).

**Aizhan Z. Betzhanova**

ORCID: 0000-0002-8276-8384

e-mail: [betzhanova83@mail.ru](mailto:betzhanova83@mail.ru).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.245, 533.98

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Получена: 20.09.2022.

Одобрена: 17.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

## Научный обзор

### Исследование факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контакты с обсадными трубами, на примере месторождений Мангистау

Б.Т. Умралиев<sup>1</sup>, А.К. Сейтов<sup>1</sup>, М.А. Нугиев<sup>1</sup>, М.Б. Махмудов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

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

#### АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена изучению факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контактов с обсадными трубами, разработке рекомендаций и технологических способов для повышения качества цементирования скважин. Основной задачей цементирования скважин является герметичное разобщение пород с различным характером насыщения. Решение этой задачи является довольно сложным, поскольку зависит от многих факторов.

На основе анализа результатов акустической цементометрии и промысловых исследований скважин установлено, что коэффициент качества цементирования с незначительной погрешностью может характеризовать герметичность затрубного пространства. В связи с этим при проведении опытных или экспериментальных работ коэффициент качества цементирования использовался нами как основной параметр для оценки эффективности различных технологических операций, проводимых при цементировании скважин.

**Ключевые слова:** цементирование, коэффициент качества цементирования, факторы, влияющие на качество цементирования, Мангистау.

#### Как цитировать:

Умралиев Б.Т., Сейтов А.К., Нугиев М.А., Махмудов М.Б. Исследование факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контакты с обсадными трубами, на примере месторождений Мангистау // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 96–110. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

**UDC 622.245, 533.98**  
**CSCSTI 52.47.15**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Received: 20.09.2022.

Accepted: 17.08.2023.

Published: 30.09.2023.

---

## Review article

### Investigation of factors influencing the process of cement formation and its contacts with casing pipes on the example of Mangystau region fields

**Bauyrzhan T. Umraliyev<sup>1</sup>, Aidyngali K. Seitov<sup>1</sup>, Maxat A. Nugiyev<sup>1</sup>,  
Maxat M. Makhmudov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

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

#### ABSTRACT

This work is devoted to the study of factors affecting the formation of cement stone and its contacts with casing pipes, the development of recommendations and technological methods to improve the quality of well cementing. The main task of cementing wells is hermetic separation of rocks with different saturation patterns. The solution to this problem is quite difficult, because it depends on many factors.

Based on the analysis of the results of acoustic cement bond logging and field studies of wells, it was found that the quality coefficient of cementing with a slight error can characterize the annulus integrity. In this regard, when conducting skilled or experimental work, the quality coefficient of cementing was used by us as the main parameter for evaluating the effectiveness of various technological operations carried out during well cementing.

**Keywords:** *cementing, cementing quality, influencing factors, Mangystau.*

#### To cite this article:

Umraliyev BT, Seitov AK, Nugiyev MA, Makhmudov MB. Investigation of factors influencing the process of cement formation and its contacts with casing pipes on the example of Mangystau region fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):96–110. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

ӨОЖ 622.245, 533.98

FTAXP 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Қабылданды: 20.09.2022.

Мақұлданды: 17.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

## Ғылыми шолу

### Цемент тасының шегендеу құбырларымен бекісуіне әсер ететін факторларды Маңғыстау кен-орындары негізінде зерттеу

Б.Т. Өмірәлиев<sup>1</sup>, А.К. Сейтов<sup>1</sup>, М.А. Нұғиев<sup>1</sup>, М.Б. Махмұдов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

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

#### АННОТАЦИЯ

Бұл жұмыс цемент тасын қалыптастыру процесіне әсер ететін факторларды және оның шегендеу құбырларымен байланысын зерттеуге, ұңғымаларды цементтеу сапасын жақсарту бойынша ұсыныстар мен технологиялық әдістерді әзірлеуге арналған. Ұңғымаларды цементтеудің негізгі міндеті – әртүрлі қанықтыру сипаты бар тау жыныстарды саңылаусыз ажырату болып табылады. Бұл мәселені шешу өте күрделі болып табылады, өйткені ол көптеген факторларға байланысты.

Акустикалық цементметрия мен ұңғымаларды өнеркәсіптік зерттеулер нәтижелерін талдау негізінде цементтеу сапасының коэффициентінің аз-мөлшерлі ауытқуларымен құбыр сырты кеңістігінің саңылаусыздығын сипаттау мүмкін болды. Осыған байланысты, тәжірибелік немесе эксперименттік жұмыстарды жүргізу барысында цементтеу сапасының коэффициенті ұңғымаларды цементтеу кезінде жүргізілетін әртүрлі технологиялық операциялардың тиімділігін бағалау үшін негізгі параметр ретінде қолданылды.

**Негізгі сөздер:** цементтеу, цементтеу сапасының коэффициенті, цементтеу сапасына әсер ететін факторлар, Маңғыстау.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Өмірәлиев Б.Т., Сейтов А.К., Нұғиев М.А., Махмұдов М.Б. Цемент тасының шегендеу құбырларымен бекісуіне әсер ететін факторларды Маңғыстау кен-орындары негізінде зерттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 96–110 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

## Введение

Цементирование является одним из ключевых этапов строительства скважин, от которого зависят долговечность крепи и сроки их службы.

Качество цементирования скважин зависит от следующих факторов:

- состояния ствола скважин (геометрии, физико-химического баланса и равновесного состояния системы «скважина – пласт»;

- состава и свойств применяемых технологических жидкостей, а также их совместности с горно-техническими условиями крепления;

- реологических свойств применяемых технологических жидкостей, включая и цементные растворы;

- состава и качества цемента и материалов, применяемых при цементировании;

- качества выполнения цементировочных работ и др.

В итоге совокупность всех этих факторов определяет качество цементирования, работоспособность и сроки эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

## Основная часть

Первым немаловажным этапом для обеспечения качества цементирования скважин являются бурение и подготовка скважин к цементированию. При бурении скважин вскрываются породы, обладающие различными физико-механическими и фильтрационно-емкостными параметрами с различным характером насыщения. Температура и давление зависят от глубины залегания продуктивного объекта, а состояние стенок скважин – от технологии вскрытия пород. В процессе вскрытия проницаемых пластов отфильтрованная вода из бурового раствора оттесняет пластовый флюид от стенок скважины, формируется зона кольматации, а на стенках скважины образуется глинистая корка. Толщина кольматационного слоя, как правило, не превышает 10 мм, глинистой корки – 5–8 мм, и они зависят от фильтрационно-емкостных параметров и технологии вскрытия пород.

При цементировании скважин тампонажный раствор будет контактировать не со скелетом пород, а с глинистой коркой, и в скважину при снижении давления в затрубном пространстве будет мигрировать пластовый флюид из других горизонтов. Это является одной из основных причин необходимости исследования влияния состояния ствола скважин на процесс формирования цементного камня и его контактов с разделяющими границами. Отсюда следует, что подготовка скважины к цементированию, геометрия ствола скважин и сам процесс цементирования будут

оказывать существенное влияние на процесс формирования цемента и герметичность разобщения пород.

Оценка качества цементирования проводилась по коэффициенту качества цементирования обсадной колонны в заданном интервале по акустическому контролю цементирования (далее – АКЦ) по формуле:

$$K_{ц} = \frac{A + 0,7 * B + 0,3 * C + 0 * D}{A + B + C + D} \quad (1)$$

где А – интервалы с «хорошим» сцеплением, % от общей суммы интервалов; В – интервалы с «частичным» сцеплением, %; С – интервалы с «плохим» сцеплением, %; D – интервалы с «отсутствием» сцепления, %.

*Тип бурового раствора.* Тип бурового раствора оказывает значительное влияние на состояние ствола скважины и качество цементирования скважин. При бурении скважин на месторождении Узень были использованы различные типы буровых растворов.

В качестве экспериментов были использованы различные системы буровых растворов, такие как гипсо-известковый раствор (далее – ГИР-Alurgo), полимерный ингибированный раствор (далее – ПИР), малосиликатный раствор (далее – МСР), хлор-калиевый раствор (далее – ПХКР) и хлор-калиевый раствор с ингибитором глиен Оптитрол (далее – КР-Оптитрол).

Распределение коэффициента качества цементирования (далее – Кц) приведено на рис. 1, из которого видна существенная разница в показателях Кц. Так, например, на скважинах, пробуренных с применением МСР, ПИР, а также ПХКР, показатели Кц выше.

Применение малосиликатных растворов является более предпочтительным, поскольку на скважинах, пробуренных с их применением, доля цемента с «хорошим сцеплением» высока (64,3%), в то время как при применении хлористого калия данный показатель имеет значение 58,8%, при использовании полимерного ингибированного раствора – 55,3%. Следует отметить, что системы с хлористым калием были использованы на 85 скважинах, а малосиликатные растворы только на 4 скважинах.

Тенденция улучшения Кц при применении малосиликатного раствора вполне объяснима: применение силиката натрия влияет на снижение проницаемости поглощающих интервалов, что в конечном итоге благоприятно сказывается на качестве цементирования скважин. Примером может служить валанжинский горизонт с низким пластовым давлением (коэффициент аномальности  $K_a = 0,9$ ), по результатам

цементирования скважин с применением силикатов наблюдается улучшение показателя качества цементирования. С другой стороны, применение силиката натрия как компонента бурового раствора нежелательно из-за угрозы ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) продуктивных пластов, поэтому применение таких буровых растворов является одним из ограничивающих факторов для использования при вскрытии продуктивных интервалов.

С учётом вышеуказанных наблюдений напрашивается вывод о том, что из числа всех использованных выше типов буровых растворов, применение именно малосиликатных и полимерных растворов благоприятно сказывается на качестве проводки скважин и способствует кольтации пластов-коллекторов, снижению объёма отфильтрованной воды затворения (цементного раствора), сохранению объёма закачанного раствора и водоцементного отношения (далее – В/Ц), тем самым предотвращает обезвоживание тампонажных смесей при их прохождении через интервалы коллекторов с низким градиентом давлений.

**Наклон ствола скважин.** Наклон ствола скважины является одним из факторов, определяющих качество цементирования скважин. Доля искривленных скважин на проанализированных участках месторождения Узень, не отвечающих требованиям вертикальности, составляет около 40% (табл. 1). При таких условиях полное вытеснение промывочной жидкости из затрубного пространства очень затруднительно.

**Таблица 1. Отклонение ствола скважины от вертикали**  
**Table 1. Deviation of the wellbore from the vertical**

НГДУ / OGPД	Всего скважин, ед. / Total number of wells, units	Количество скважин с отклонением по инклинометрии, ед. ° / Number of wells (units) with inclinometry deviation, °			
		<3	>3	>5	>7
А / А	129	91	9	6	23
Б / В	55	20	6	9	20
Всего / Total	184	111	15	15	43
Доля, % / Percentage, %	100%	60,3%	8,2%	8,2%	23,4%

НГДУ / OGPД. – Нефтегазодобывающее управление / Oil and Gas Production Division

Согласно данным лабораторного исследования, проведенного в Уфимском государственном нефтяном техническом университете [1], установлено, что с концентричным

расположением обсадной колонны в скважине и увеличением угла наклона ствола скважины коэффициент вытеснения бурового раствора снижается, что в совокупности отрицательно повлияет на Кц.

Примером снижения качества цементирования в интервалах с низким качеством служит диаграмма скважинного гамма дефектомер-толщиномера (рис. 2) одной из горизонтальных скважин, пробуренной в 2017 г., где с увеличением угла наклона скважин увеличивается длина интервалов с меньшей плотностью цементного раствора и камня, т.е. наблюдается большее расслоение цементного раствора по плотности.

Таким образом, основными причинами низкого качества цементирования скважин в условиях наклона ствола скважин являются:

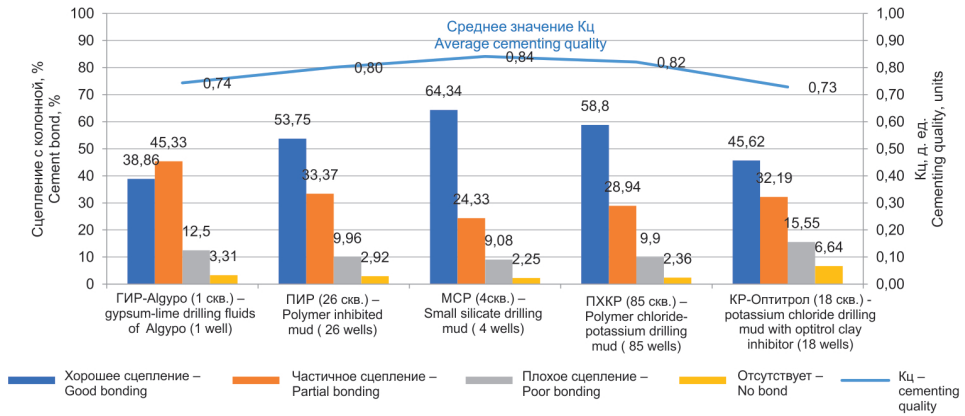
- увеличение эксцентриситета с наращиванием угла наклона и ухудшение реологических свойств технологических жидкостей, что может привести к увеличению длины «языкового» течения и в конечном итоге будет способствовать уменьшению коэффициента вытеснения бурового раствора;
- смешение технологических жидкостей при цементировании, что приводит к снижению прочностных свойств получаемого цементного камня.

В связи с этим, согласно исследованиям [1], в целях обеспечения качества цементировочных работ необходимо максимально уменьшить эксцентриситет посредством применения соответствующих условиям крепления месторождений центрирующих элементов, а также достичь максимально допустимого расхода закачки технологических жидкостей при цементировании.

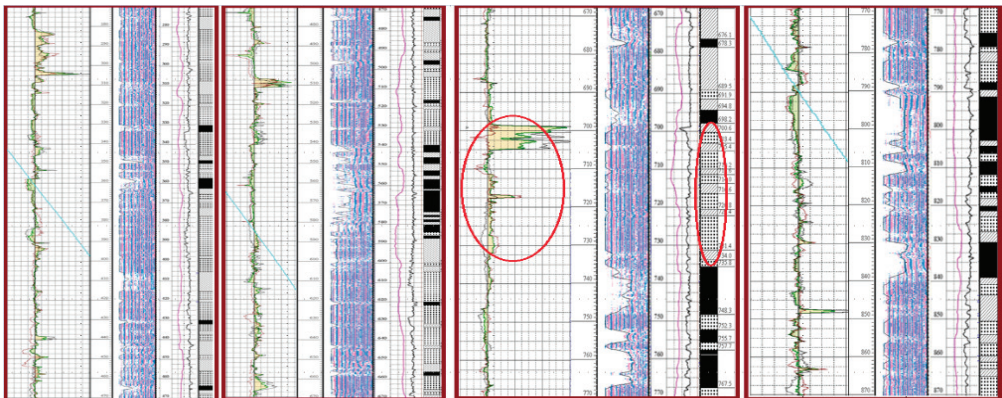
**Кавернозность ствола скважин.** Кавернозность ствола скважин оказывает негативное влияние на качество цементирования скважин и является одной из причин межпластовых перетоков, появления давлений в межколонном пространстве (далее – МКП), а также грифонопроявлений. Многие специалисты считают, что в процессе цементирования буровой раствор не полностью вытесняется из каверн и, таким образом, способствует образованию пространств и каналов, что может отрицательно влиять на адгезию цементного камня со стенками скважины [1, 3].

Впоследствии эта зона становится причиной заколонных перетоков, появления межколонных давлений в МКП. В интервале кавернозных пород в период затвердевания цемента (ОЗЦ) чаще образуются вертикальные каналы между разнорапорными коллекторами, нежели при отсутствии каверн.





**Рисунок 1. Средние показатели качества цементирования эксплуатационных колонн по всей её длине с применением различных буровых систем**  
**Figure 1. Average cementing quality indicators for the entire length of production casing using different drilling systems**



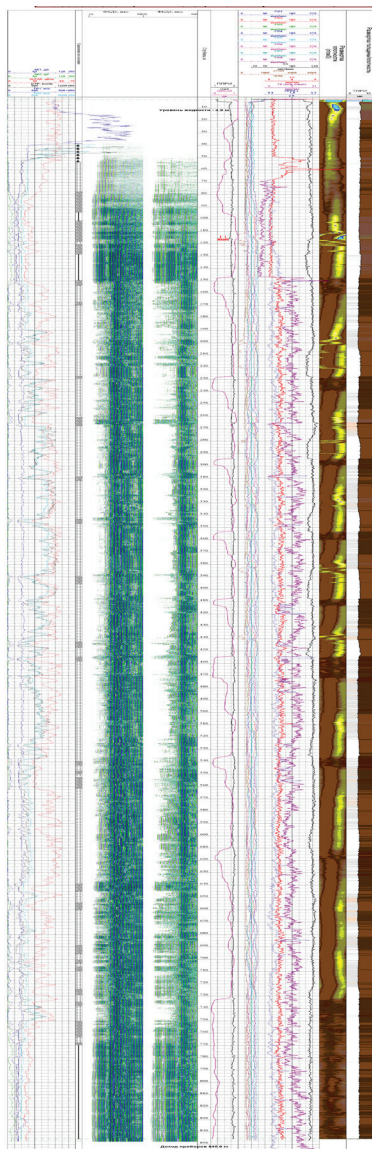
**Рисунок 2. Кавернограмма по скважине 5**  
**Figure 2. Caliper log for the well 5**  
*Интервалы увеличения диаметров скважин обведены красной линией / Intervals of well diameter increase are circled in red line*

Средние показатели K<sub>ц</sub> при применении данных типов буровых растворов получились почти одинаковыми, что затруднило определение преимуществ одного типа раствора над другим. Однако поинтервальный анализ цифровых данных из Las-файлов по скважинам, пробуренным ПГР, показал увеличение диаметра стволов от номинального до 77,8% (более чем в 1,5 раза).

В качестве примера приведены интервалы с большими кавернами на скважине 5 (рис. 2, табл. 5). Большие каверны наблюдаются в основном в интервалах 700–1300 м, где залегают проницаемые породы апт, неокомского горизонтов (песчаники и алевролиты). Чрезмерное увеличение в диаметре наблюдается на скважинах 8, 9, 11, 12 (интервалы 700–1200 м).

Из данных, представленных в табл. 3 и 5, видно, что отклонение диаметра ствола скважин от номинального при бурении ПХКР значительно меньше в сравнении со стволами, пробуренными с применением ПГР. Отклонение фактического диаметра от номинального сравнительно маленькое (не более 16,7%), сужение ствола почти не наблюдается. Так, например, на скважине 3 в интервале 700–900 м имеются некоторые участки с увеличением диаметра ствола не более 16,7% от номинального диаметра.

Ствол скважины 4, пробуренный с применением АПР, также можно охарактеризовать как удовлетворительный, однако в некоторых интервалах ствола наблюдается увеличение его диаметра до 23,9%, 7,8% и 5,9% (интервалы



Условные обозначения плотности вещества за эксплуатационной колонной

	< 1.0 г/см <sup>3</sup>
	(1.0-1.10) г/см <sup>3</sup>
	(1.11-1.20) г/см <sup>3</sup>
	(1.21-1.30) г/см <sup>3</sup>
	(1.31-1.35) г/см <sup>3</sup>
	(1.36-1.40) г/см <sup>3</sup>
	(1.41-1.45) г/см <sup>3</sup>
	(1.46-1.50) г/см <sup>3</sup>
	(1.51-1.55) г/см <sup>3</sup>
	(1.56-1.60) г/см <sup>3</sup>
	(1.61-1.65) г/см <sup>3</sup>
	(1.66-1.70) г/см <sup>3</sup>
	(1.71-1.75) г/см <sup>3</sup>
	(1.76-1.80) г/см <sup>3</sup>
	(1.81-1.85) г/см <sup>3</sup>
	(1.86-1.90) г/см <sup>3</sup>
	(1.91-1.95) г/см <sup>3</sup>

Рисунок 3. Данные ГИС по горизонтальной скважине

Figure 3. Horizontal well log data

300–400, 1100–1200 и 1300–1310 м соответственно), что привело к ухудшению качества цементирования (табл. 4).

Размывы в интервале спуска кондуктора наблюдаются почти на всех пробуренных скважинах. Сужение ствола в основном наблюдается на глубине ниже 1000 м, где расположены продуктивные горизонты. Причиной этому может служить недостаточная плотность бурового раствора для сохранения равновесия в системе «пласт – скважина». Другой причиной этого является неконсолидированность (недостаточная прочность скелета) горных пород.

При использовании АПР наблюдается сужение ствола скважины из-за недостаточности химического ингибирования в интервале проходки от 600–900 м (табл. 4).

Таким образом, из вышеизложенного следует, что наличие больших каверн в стволах скважин при определенных условиях негативно влияет на качество сцепления цемента с породами и, как следствие, на герметичность кольцевого пространства скважины. Решение данной проблемы возможно при применении соответствующих геолого-техническим условиям бурения систем буровых растворов, которые могут сохранить запланированную геометрию ствола скважины.

Другим путём решения данной проблемы является применение расширяющихся цементов, которые обеспечивали бы хороший контакт и адгезию как с обсадными трубами, так и с горной породой.

При всех выполненных условиях необходимо правильно планировать расположение центрирующих и вспомогательных элементов (центраторов, турбулизаторов и др.) на цементируемых обсадных колоннах.

**Тампонажные цементы.** Выбор производителей тампонажного цемента имеет немаловажное значение в решении проблем качественного цементирования скважин. Качество цемента зависит как от исходного состава клинкерных минералов, так и технологий его производства, а также условий хранения и многих других факторов.

При проведении цементировочных работ на месторождении Узень используются сульфатостойкие цементы класса I-G различных производителей – Сухоложский, Новотроицкий и Шымкентский цементные заводы, при этом необходимо отметить, что в долевым соотношении наибольший объём поставок приходится на Сухоложский цементный завод.

Показатели качества цементирования эксплуатационных колонн при применении различных цементов приведены на рис. 4. Наилучшие показатели Кц наблюдаются

**Таблица 2. Коэффициенты кавернозности ствола скважин, пробуренных различными буровыми растворами**  
**Table 2. Wellbore cavernosity coefficients drilled with different drilling muds**

Тип бурового раствора / Type of drilling mud	$K_c / C_c$	Кц / Cementing quality, %	Длина цемент. участка, м / Length of cement section, m	Глубина спуска кондуктора, м / Conductor lowering depth, m
Полимер-хлоркалийевый раствор / Polymer chloride-potassium drilling fluid				
Скв. 1 / Well No. 1	1,01	97,45	1087	224
Скв. 2 / Well No. 2	0,96	91,33	1064	225
Скв. 3 / Well No. 3	1,05	98,35	1062	323
Среднее по скважинам / Average for wells	1,00	95,72	3213	257,3
Амин-полимерный раствор / Amine Polymer Drilling Fluid				
Скв. 4 / Well No. 4	1,03	87,01	1072	221,2
Полимер-гуматный раствор / Polymer-Humate Drilling Fluid				
Скв. 5 / Well No. 5	1,04	91,37	1142	218
Скв. 6 / Well No. 6	1,08	82,02	1024	219
Скв. 7 / Well No. 7	1,04	72,24	1011	221
Скв. 8 / Well No. 8	1,25	81,83	1060	222
Скв. 9 / Well No. 9	1,04	89,9	1055	224
Скв. 10 / Well No. 10	1,06	93,53	1034	220
Скв. 11 / Well No. 11	1,05	91,36	1163	213
Скв. 12 / Well No. 12	1,19	43,13	1551	469,7
Среднее по скважинам / Average for wells	1,09	78,85	1130	250,8

**Таблица 3. Данные по скважинам, пробуренным с применением ПХКР**  
**Table 3. Polymer chloride-potassium drilling fluid**

Интервал, м / Interval, m	$D_{факт} / D_{факт}$	$K_c / C_c$	$D_{макс} / D_{макс}$ мм	$D_{мин} / D_{мин}$ мм	$D_{факт} - D_{ном} / D_{факт} - D_{ном}$	Отклонение, % / Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
Скважина 1 / Well No. 1							
200–300	231,8	1,074	350,1	218,5	15,9	7,36	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 2 / Well No. 2							
900–1000	225,0	1,042	266,9	213,8	9,1	4,19	небольшое увеличение диаметра / slight diameter increase
Скважина 3 / Well No. 3							
200–300	230,8	1,069	233,4	230,1	14,9	6,88	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	248,3	1,150	367,2	173,0	32,4	14,80	увеличение диаметра / diameter increase.
800–900	252,0	1,167	381,1	213,5	36,1	16,70	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	237,2	1,099	317,1	212,0	21,3	9,80	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1300	229,8	1,064	277,6	220,6	13,9	6,04	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1400	233,28	1,080	348,0	213,8	17,4	8,05	увеличение диаметра / diameter increase
1400–1428	189,38	0,877	223,1	76,63	-26,5	12,27	сужение ствола / diameter increase

Диаметр долота 215,9 мм ( $D_{факт}$ ) / Bit diameter 215.9 mm ( $D_{факт}$ ) – фактический диаметр ствола скважины, мм / actual borehole diameter, mm;  $K_c / C_c$  – коэффициент кавернозности / cavernosity coefficient;  $D_{макс}$  – наибольший диаметр ствола скважины, мм / the maximum wellbore diameter, mm;  $D_{мин}$  – наименьший диаметр ствола скважины, мм / the minimal wellbore diameter, mm

при применении цемента Новотроицкого завода (87%), хотя необходимо отметить, что данные цементы были использованы только на 3 скважинах. Цементы Сухоложского завода использованы в 115 скважинах и Шымкентского завода – в 19 скважинах.

Таким образом, цементы Новотроицкого и Шымкентского заводов имеют лучшие показатели качества цементирования скважин по сравнению с традиционно используемыми цементами Сухоложского цементного завода.

**Буферные жидкости.** В целях исключения перемешивания промывочной жидкости и цементного раствора, а также цементных растворов, имеющих различную плотность, используют буферные жидкости (далее – БЖ), в качестве которых чаще всего применяют пластовую или морскую воду. Также используются вязкоупругие составы и составы, позволяющие при промывке удалять со стенок скважины глинистую корку.

Общеизвестно, при применении любых буферных жидкостей необходимо со-

блюдать иерархию по параметрам жидкостей для достаточного вытеснения буровой жидкости буферной и далее тампонажной жидкостью (2)–(4):

$$\rho_{бр} \leq \rho_{бж} \leq \rho_{тр} \quad (2)$$

$$\eta_{бр} \leq \eta_{бж} \leq \eta_{тр} \quad (3)$$

$$T_{бр} \leq T_{бж} \leq T_{тр} \quad (4)$$

где  $\rho_{бр}$ ,  $\rho_{бж}$ ,  $\rho_{тр}$  – плотность бурового, БЖ, и тампонажного растворов соответственно;  $\eta_{бр}$ ,  $\eta_{бж}$ ,  $\eta_{тр}$  – пластическая вязкость бурового, буферной жидкости и тампонажного растворов;  $T_{бр}$ ,  $T_{бж}$ ,  $T_{тр}$  – динамическое напряжение сдвига бурового, буферной жидкости и тампонажного растворов.

Следующими условиями являются смывающая способность, степень вытеснения и обеспечение времени контакта буферной жидкости со стенками колонны при её прохождении по стволу от забоя к устью

**Таблица 4. Данные по скважине №4, пробуренной с применением АПД**  
**Table 4. Data for well No. 4 drilled with APDF - Amine Polymer Drilling Fluid application**

Интервал, м Interval, m	Dфакт, мм Dact, mm	Dном, мм Dnom, mm	Ккав Cc	Dmax, мм Dmax, mm	Dmin, мм Dmin, mm	Dфакт – Dном, мм Dact – Dnom, mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
200–300	228,71	215,9	1,059	302,3	181,7	12,8	5,93	увеличение диаметра / diameter increase
300–400	239,84	215,9	1,111	407,0	199,4	23,9	11,08	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	232,82	215,9	1,078	332,4	191,6	16,9	7,80	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1310	228,69	215,9	1,059	290,6	213,6	12,8	5,92	увеличение диаметра / diameter increase

**Таблица 5. Данные по скважинам, пробуренные с применением ПГД**  
**Table 5. Data on wells drilled with PHDF polymer-humate drilling fluid application**

Интервал, м Interval, m	Dфакт, мм Dact, mm	Dном, мм Dnom, mm	Ккав Cc	Dmax, мм Dmax, mm	Dmin, мм Dmin, mm	Dфакт – Dном, мм Dact – Dnom, mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
Скважина 5 / Well No. 5								
200–300	230,6	215,9	1,068	367,9	169,3	14,7	6,80	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	235,9	215,9	1,092	284,4	111,3	20,0	9,20	увеличение диаметра / diameter increase.
1100–1200	228,8	215,9	1,060	274,2	192,4	12,9	5,90	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1266	216,8	215,9	1,004	256,9	158,1	41	18,9	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 8 / Well No. 8								
200–300	248,0	215,9	1,149	517,9	186,5	32,1	14,86	увеличение диаметра / diameter increase
400–500	253,6	215,9	1,175	447,6	206,4	37,7	17,46	увеличение диаметра / diameter increase



Интервал, м Interval, m	$D_{\text{факт}}$ , мм $D_{\text{акт}}$ , mm	$D_{\text{ном}}$ , мм $D_{\text{ном}'}^1$ , mm	$K_{\text{нав}}$ Cc	$D_{\text{max}}$ , мм $D_{\text{max}}$ , mm	$D_{\text{min}}$ , мм $D_{\text{min}}$ , mm	$D_{\text{факт}} - D_{\text{ном}}$ , мм $D_{\text{акт}} - D_{\text{ном}'}^1$ , mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
700–800	249,8	215,9	1,157	359,4	213,7	33,9	15,7	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	346,2	215,9	1,603	657,2	219,2	130,3	60,30	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	335,9	215,9	1,556	648,8	218,3	120,0	55,58	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	268,5	215,9	1,244	656,3	206,0	52,6	24,36	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	360,9	215,9	1,672	660,8	156,8	145,0	67,16	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1294	241,5	215,9	1,119	583,3	46,1	25,6	11,86	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 9 / Well No. 9								
200–300	231,8	215,9	1,074	267,0	209,5	15,9	7,36	увеличение диаметра / diameter increase
300–400	226,7	215,9	1,050	248,5	122,2	10,8	5,0	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	228,1	215,9	1,056	263,8	207,1	12,2	5,60	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	227,9	215,9	1,056	253,8	126,0	12,0	5,50	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	234,7	215,9	1,087	268,9	208,7	18,8	8,70	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	346,2	215,9	1,603	657,2	219,2	130,3	60,30	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	335,9	215,9	1,556	648,8	218,3	120,0	55,58	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	268,5	215,9	1,244	656,3	206,0	52,6	24,36	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	360,9	215,9	1,672	660,8	156,8	145,0	67,16	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1294	241,5	215,9	1,119	583,3	46,1	25,6	11,86	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 11 / Well No. 11								
200–300	249,6	215,9	1,156	432,9	216,7	33,7	15,62	увеличение диаметра / diameter increase
600–700	226,2	215,9	1,048	277,4	211,8	10,3	4,78	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	233,0	215,9	1,079	262,4	209,8	17,1	7,89	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	228,0	215,9	1,056	255,5	210,4	12,1	5,60	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	245,6	215,9	1,137	330,6	213,0	29,7	13,74	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 12 / Well No. 12								
400–500	337,1	215,9	1,561	710,1	223,4	121,2	56,12	увеличение диаметра / diameter increase
500–600	291,2	215,9	1,349	438,5	214,0	75,3	34,88	увеличение диаметра / diameter increase
600–700	255,7	215,9	1,184	354,4	215,4	39,8	18,41	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	244,7	215,9	1,134	319,2	214,2	28,8	13,35	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	249,5	215,9	1,156	368,6	212,0	33,6	15,55	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	258,9	215,9	1,199	368,9	214,5	43,0	19,93	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	240,4	215,9	1,113	503,9	214,0	24,5	11,33	увеличение диаметра / diameter increase

Интервал, м Interval, m	$D_{\text{факт.}}$ , мм $D_{\text{act}}$ , mm	$D_{\text{ном.}}$ , мм $D_{\text{nom}}$ , mm	$K_{\text{св}}$ $C_s$	$D_{\text{max.}}$ , мм $D_{\text{max}}$ , mm	$D_{\text{min.}}$ , мм $D_{\text{min}}$ , mm	$\frac{D_{\text{факт.}} - D_{\text{ном.}}}{D_{\text{факт.}}}$ $\frac{D_{\text{act}} - D_{\text{nom}}}{D_{\text{act}}}$	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
1100–1200	352,3	215,9	1,632	605,4	224,4	136,4	63,15	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1300	383,9	215,9	1,778	695,0	215,9	168,0	77,80	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1400	261,50	215,9	1,211	503,1	213,41	45,6	21,12	увеличение диаметра / diameter increase
1400–1500	232,11	215,9	1,075	323,07	210,99	16,2	7,50	увеличение диаметра / diameter increase
1900–2000	200,54	215,9	0,929	251,77	168,61	-15,4	-7,11	сужение ствола / wellbore narrowing
2000–2041	189,09	215,9	0,876	203,45	79,31	-26,8	-12,41	сужение ствола / wellbore narrowing

*ПГР / PHDF – полимер-гуматный раствор / polymer-humate drilling fluid*

скважины. Кроме этого, буферные жидкости должны обладать химической совместимостью с применяемыми буровыми и тампонажными растворами, а также горными породами, а компоненты, входящие в состав буферной жидкости, не должны ухудшать коллекторские свойства пород продуктивных пластов.

Для оценки повреждения пласта буровым раствором в филиале ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» проведены фильтрационные исследования образцов керны, в результате которых определена ухудшающая способность буровых растворов (ПГР и ПХКР) и мощная способность буферной жидкости определенного состава [2].

Перед началом лабораторных работ восстановлены начальные характеристики горной породы с использованием пластовых флюидов. Для насыщения образцов керны был приготовлен рассол, соответствующий компонентному составу пластовой воды месторождения Узень.

Образцы пород насыщались рассолом в вакуумном сатураторе, полнота насыщения порового пространства определялась сравнением пористости, полученной методом жидкости насыщения, и пористости, определённой газообъёмным методом по гелию.

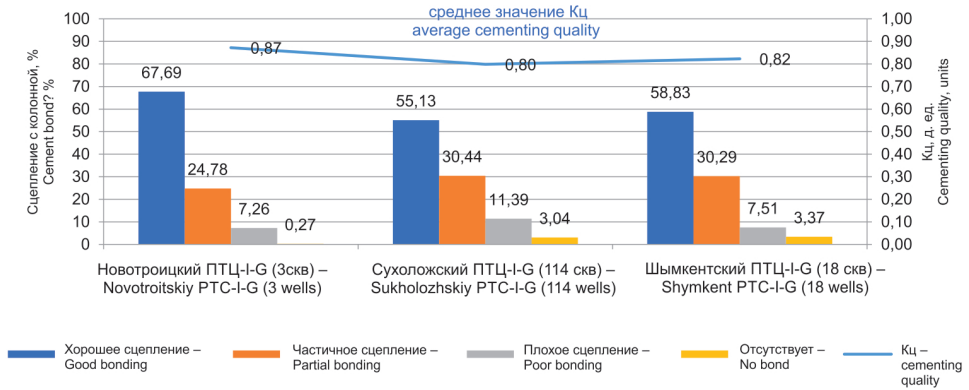
Далее образцы керны были помещены в установку по определению степени повреждения пласта буровым раствором, где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень. Затем была закачана сырая нефть до достижения остаточной водонасыщенности. Остаточная водонасыщенность определялась методом материального баланса. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение трёх недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой сырой нефти двух поровых объёмов в неделю. После этого был определен коэффициент проницаемости по нефти.

После помещения керны в установку была определена степень повреждения пласта буровым раствором, где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень, с закачкой сырой нефти до условий достижения остаточной водонасыщенности. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение трёх недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой сырой нефти двух поровых объёмов в неделю. После этого был определен коэффициент проницаемости по нефти.

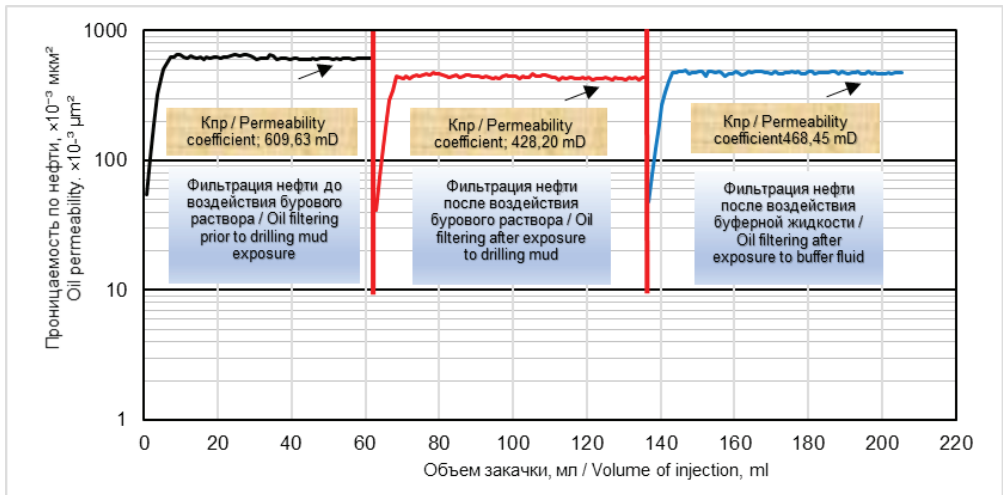
Для проведения исследований по оценке влияния бурового раствора на фильтрационные свойства пород использовали ПГР из 3 скважин НГДУ-А, 2 скважин НГДУ-Б, 2 скважин НГДУ-В, 2 скважин НГДУ-Г и ингибированный хлоркалийевый буровой раствор из 1 скважины НГДУ-В. Данные буровые растворы были отобраны непосредственно во время бурения скважин. Все исследования проводились на специализированной фильтрационной установке «Программно-измерительный комплекс для исследования фильтрационно-емкостных и электрических свойств керны». Параметры применяемого бурового раствора соответствовали нормативным значениям.

После определения всех необходимых параметров буровой раствор циркулировался на торце образца керны в течение 6–12 ч с репрессией 5–10% от пластового давления. При циркуляции замерялось изменение фильтрационных характеристик породы из-за физико-химического воздействия бурового раствора. Проникновение в образец жидкости или её фильтрация вызывает ухудшение ФЕС породы. Это обусловлено избыточной репрессией на породу, при наличии которой возникает негативная роль фильтрации различных флюидов и проникновения твёрдых частей, коагулирующих проницаемый коллектор. Для определения повреждения





**Рисунок 4. Средние показатели качества цементирования эксплуатационных колонн по всей её длине с применением цемента различных производителей**  
**Figure 4. Average cementing quality indicators along the entire length of production casing using cement of different manufacturers**



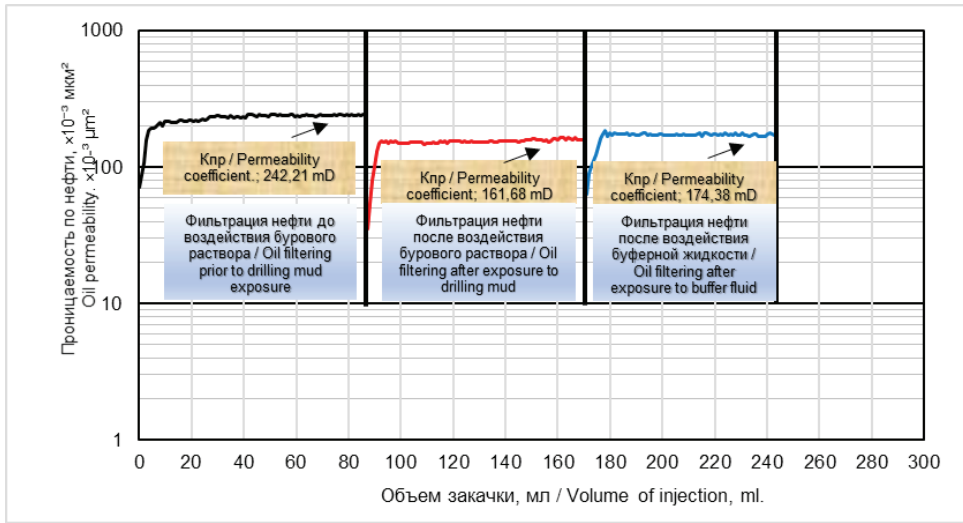
**Рисунок 5. Изменение проницаемости по нефти до и после воздействия ПХКР и буферной жидкости**  
**Figure 5. Change in oil permeability before and after exposure to PCPDF and buffer fluid**

пласта буровым раствором и изменения фильтрационных характеристик породы определяется коэффициент проницаемости (табл. 6). В исследованиях использовали два типа бурового раствора: ПГР и ПХКР. Результаты исследований показали, что ПГР ухудшает проницаемость пород на 55,42%, а ПХКР всего лишь на 35,15%. Следовательно, для геологических условий месторождения Узень предпочтительнее использовать ПХКР.

Для удаления глинистой корки на практике крепления скважин и восстановления проницаемости используется буферный раствор с 10%-й концентрацией RICHMOLLE

BUFFER 500. Сухие смеси RICHMOLLE легко растворяются в воде при 14–20°C, эффективность наступает при концентрациях 0,1%, термостабильна до 100°C и выше.

В результате проведенных в Филиале «КазНИПИмунайгаз» лабораторных исследований, установлено, что буферный раствор на основе RICHMOLLE эффективен для удаления глинистой корки и восстановления проницаемости пластов (рис. 5–6) и обеспечивает эффективный смыв плёнки с поверхностей стенок скважины и обсадных труб и улучшает адгезию цементного камня со стенками скважины и обсадной трубой.



**Рисунок 6. Изменение проницаемости по нефти до и после воздействия ПГР и буферной жидкости**  
**Figure 6. Change in oil permeability before and after exposure to polymer-humate drilling fluid and buffer fluid**

**Таблица 6. Коэффициенты проницаемости для нефти до и после циркуляции полимер ПГР и ПХКР**  
**Table 6. Permeability coefficients for oil before and after circulation of PHDF (polymer-humate drilling fluid) and PCPDF (polymer-chloride-potassium drilling fluid)**

Количество образцов испытания The number of test samples	Глубина, м Depth, m	Проницаемость для нефти, $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Oil permeability, $\times 10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	Тип бурового раствора Type of drilling mud	Проницаемость для нефти после циркуляции бурового раствора, $\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> Oil permeability after circulation of drilling mud, $\times 10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	Изменение проницаемости Permeability change	
					$\times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> $\times 10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	%
8	1201,69	91,63	ПГР / PHDF	40,85	50,78	55,42%
10	1309,61	124,60	ПХКР / PCPDF	85,86	38,74	31,09%
3	427,57	26,54	ПХКР свежеприготовленный / PCPDF freshly prepared	18,13	8,41	31,68%

В качестве примера представлены изменения проницаемости образцов по нефти до и после воздействия ПГР, ПХКР и буферной жидкости (рис. 5–6).

Согласно проведенным исследованиям, предпочтение следует отдавать буферным жидкостям с повышенными моющими свойствами, т.к. данные жидкости (например, с 10%-й концентрацией RICHMOLLE BUFFER 500) имеют способность восстановления ФЭС продуктивных пластов.

**Заключение**

Крепление скважин является одним из сложных и ответственных этапов строительства скважин, качество их цементирования зависит от многих геолого-технических, физических и технологических процессов, происходящих в системе «скважина – пласт»: литологии при бурении

и подготовки ствола скважины (проницаемые, непроницаемые породы), типа и состава применяемого бурового раствора, равновесного состояния скважины перед цементированием (поглощение, проявление), геометрического положения ствола скважины и её элементов, показателя кавернозности ствола скважины, состояния стенки скважины (наличие и отсутствие глинистой корки), применяемых типов тампонажных материалов, типа и состава буферных жидкостей, последовательности и характера технологических операций при выполнении работ по цементированию.

В условиях месторождения Узень свою эффективность в применении показали ПХКР и малосиликатные буровые растворы, которые обеспечивают целостность, исходную геометрию ствола скважин, а также их совместимость с геолого-техническими условиями месторождения Узень.

Применение МСР обеспечивает укрепление стенок скважин, снижение её проницаемости в интервалах с низкими градиентами пластового давления, что в конечном итоге способствует увеличению градиента давления поглощения в зоне слабых горных пород и повышению качества цементирования скважин.

Применяемые тампонажные портландцементы от производителей также влияют на качество цементирования скважин. Наиболее предпочтительными являются портландцементы, выпускаемые Новотроицким и Шымкентским цементными заводами.

### 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 соотнесение своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Умралиев Б.Т. – концепция исследования, анализ и проверка данных исследования, написание рукописи, Сейтов А.К. – сбор, интерпретация данных исследования, Нугиев М.А. – проверка результатов, редактирование рукописи, Махмудов М.Б. – проведение лабораторных

В целях очистки ствола скважин перед цементированием рекомендуется применение буферных жидкостей с моющими свойствами. Для повышения плотности рекомендуется применять инертные по отношению к компонентам буферной жидкости утяжеляющие материалы.

В связи с этим, в целях обеспечения качества цементирования нефтяных и газовых скважин, в каждом случае, необходимо обращать внимание на вышеперечисленные факторы и постоянно улучшать качество выполнения технологических мероприятий.

исследований по керну, интерпретация и проверка результатов.

### ADDITIONAL INFORMATION

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

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Bauyrzhan T. Umraliyev – conception of the study, analysis and check of data for the study, writing of the manuscript; Aidyngali K. Seitov – acquisition, interpretation of data for the study; Maxat A. Nugiyev – check of results, editing of the manuscript; Maxat M. Makhmudov – conduction of the laboratory study on core, interpretation and check of results.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Нагимов И.Р., Фатихов Р. И., Агзамов Ф.А.* Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин // Булатовские чтения. Материалы II Международной научно-практической конференции; Март, 31, 2018; Краснодар, Россия. Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/3/PDF/V3-206-210.pdf>. Дата обращения: 20.07.2022. С. 206–210.

2. *Махмудов М.Б., Шиланов Н.С.* Оценка влияния буровых растворов на фильтрационные свойства пород // Материалы Международной научно-практической конференции «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти»; Апрель, 27, 2018; Актау, Казахстан. С. 336–341.

3. *Булатов А.И., Савенок О.В.* Заканчивание нефтяных и газовых скважин. Теория и практика. Краснодар : Просвещение Юг, 2010 г. 542 с.

### REFERENCES

1. Nagimov IR, Fatikhov RI, Agzamov FA. Experimental assessment of efficiency of application of centralizers of an upsetting column at cementation of inclined wells. Readings of A.I. Bulatov. II International scientific and practical conference; 2018 Mar 31; Krasnodar, Russia. P. 206–210. Available from: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/3/PDF/V3-206-210.pdf>. P. 206–210.

2. Mahmudov MB, Shilanov NS. Otsenka vliyaniya burovykh rastvorov na fil'tratsionnye svoystva porod // Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Metody uvelicheniya nefteotdachi i intensivatsii dobychi nefti»; 2018 Apr 27; Aktau, Kazakhstan. P. 336–341.

3. Bulatov AI, Savenok OV. *Zakanchivanie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Teoriya i praktika*. Krasnodar: Prosveshchenie Yug; 2010. 542 p.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Умралиев Бауыржан Тажикенович**

докт. техн. наук

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

**Сейтов Айдынгали Кабдыгалиевич**

канд. техн. наук

e-mail: [a.seitov@niikmg.kz](mailto:a.seitov@niikmg.kz).

**Нугиев Максат Амангельдыевич**

e-mail: [m.nugiyev@niikmg.kz](mailto:m.nugiyev@niikmg.kz).

**Махмудов Манас Бауыржанович**

e-mail: [m.makhmudov@kmge.kz](mailto:m.makhmudov@kmge.kz).

#### AUTHORS' INFO

**\*Bauyrzhan T. Umraliyev**

D. Sc. (Engineering)

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

**Aidyngali K. Seitov**

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: [a.seitov@niikmg.kz](mailto:a.seitov@niikmg.kz).

**Maxat A. Nugiyev**

e-mail: [m.nugiyev@niikmg.kz](mailto:m.nugiyev@niikmg.kz).

**Manas B. Makhmudov**

e-mail: [m.makhmudov@kmge.kz](mailto:m.makhmudov@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 621.8; 622.69

ҒТАХР 67.53.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>

Қабылданды: 11.05.2023.

Мақұлданды: 14.09.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпнұсқа зерттеу

### Газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділіктерін арттыру жолдары

**М.Ж. Сексенбай, А.А. Қабдушев, О.О. Қожас**

*М.Х. Дулати атындағы Тараз өңірлік университеті, Тараз қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Газбен жабдықтаудың таратушы жүйелерінің сенімділігі түсінігі белгілі бір уақыт аралығында қалыпты пайдалану жағдайында берілген параметрлерді сақтай отырып, тұтынушыларға қажетті газ мөлшерін сенімді түрде тасымалдау мүмкіндігін білдіреді.

**Мақсаты.** Таратушы газ желілерінің ерекшелігі – олар ұзақ уақытқа жоспарланатын жүйелер, қалалардың өсуімен менесе тұтынушылардың қосылуымен олардың әсер ету радиусы артады, кеңейеді, қайта құрылады, тозған тораптары мен элементтері жаңаларына ауыстырылады. Осы пайдалану кезеңінде жүйенің сенімділігін арттыру үшін айтарлықтай қайта құру шаралары болмауы негізгі мақсат.

**Материалдар мен тәсілдер.** Газбен жабдықтау жүйелерінің бірлік көрсеткіштеріне жұмыс істеу ықтималдығы, істен шығу қарқындылығы және істен шығу мүмкіндігін талдау жұмыстары жүргізілді.

**Нәтижелері.** Ауыстыру кезінде газ қазандықтарының сенімділігі мен беріктігін қамтамасыз ету үшін 8 түрлі шара ұсынылды.

**Қорытынды.** Мақалада тұйықтау сызбасы, элементтерді байлау немесе қайталау арқылы жүйеде желілерді резервтеуді енгізу ұсынылады және газ тарату жүйелерінің әлеуметтік сипаты қарастырылады.

**Негізгі сөздер:** газ таратушы желілер, сенімділік, әсер ету радиусы, беріктік, жөндеуге жарамдылық, газ құбырының учаскесі, газ реттеу бекеттері, газ тарату бекеттері.

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Сексенбай М.Ж., Қабдушев А.А., Қожас О.О. Газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділіктерін арттыру жолдары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 3, 111–118 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>.

**UDC 621.8; 622.69**

**CSCSTI 67.53.27**

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>

Received: 11.05.2023.

Accepted: 14.09.2023.

Published: 30.06.2023.

---

## Original article

### Ways to improve the reliability of gas supply systems

**Mukhamedzhan Zh. Seksenbay, Arman A. Kabdushev, Olzhas O. Kozhas**

*Dulaty University, Taraz, Kazakhstan*

#### ABSTRACT

**Background:** The concept of reliability of gas distribution systems implies the possibility of reliable transportation of the required amount of gas to the consumer in compliance with the specified parameters in normal operation for a certain period of time.

**Aim:** The peculiarity of gas distribution networks is that they are long-term planning systems, with the growth of cities and the connection of consumers, the radius of their impact increases, expands, rebuilds, worn-out nodes and elements are replaced with new ones. The main goal at this stage of operation is the absence of significant reconstruction measures to improve the reliability of the system.

**Materials and methods:** Work has been carried out to analyze the probability of triggering, the failure rate and the probability of failures of gas supply systems for single indicators.

**Results:** To ensure the reliability and durability of gas boilers during replacement, the following 8 different measures were proposed.

**Conclusion:** The article proposes a closed circuit, the introduction of network redundancy in the system by ringing or duplicating elements and considers the social nature of gas distribution systems.

**Keywords:** *gas distribution networks, reliability, range, durability, maintainability, gas pipeline section, gas control points, gas distribution points.*

#### To cite this article:

Seksenbay MZ, Kabdushev AA, Kozhas OO. Ways to improve the reliability of gas supply systems. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(2):111–118. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>.



УДК 621.8; 622.69

МРНТИ 67.53.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>

Получена: 11.05.2023.

Одобрена: 14.09.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

### Пути повышения надежности систем газоснабжения

**М.Ж. Сексенбай, А.А. Кабдушев, О.О. Кожас**

*Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Понятие надежности распределительных систем газоснабжения подразумевает возможность надежной транспортировки потребителю необходимого количества газа с соблюдением заданных параметров в условиях нормальной эксплуатации в течение определенного периода времени.

**Цель.** Особенностью распределительных газовых сетей является то, что они являются системами длительного планирования, с ростом городов и подключением потребителей радиус их воздействия увеличивается, расширяется, перестраивается, изношенные узлы и элементы заменяются новыми. Основной целью на данном этапе эксплуатации является отсутствие существенных мер реконструкции для повышения надежности системы.

**Материалы и методы.** Проведены работы по анализу вероятности срабатывания, интенсивности отказов и вероятности отказов систем газоснабжения на единичные показатели.

**Результаты.** Для обеспечения надежности и долговечности работы газовых котлов при замене были предложены 8 различных мер.

**Заключение.** В статье предложена замкнутая схема, внедрение резервирования сетей в системе путём кольцевания или дублирования элементов и рассмотрена социальный характер газораспределительных систем.

**Ключевые слова:** газораспределительные сети, надежность, радиус действия, прочность, ремонтпригодность, участок газопровода, газорегуляторные пункты, газораспределительные пункты.

#### Как цитировать:

Сексенбай М.Ж., Кабдушев А.А., Кожас О.О. Пути повышения надежности систем газоснабжения // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 3. С. 111–118.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108650>.

### Кіріспе

Газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділігін арттырудың екі негізгі жолы бар. Біріншісі – жүйені құрайтын элементтердің сенімділігі мен сапасын арттыру. Бұл орайда сапасы жоғары құбырлар мен жабдықтарды пайдалану (беріктігі жоғары болат, ұзаққа шыдайтын оқшаулағыш материалдар және т.б.), құрылымдардың сапасына және бұйымдарды (құбырлар, ысырмалар, газ құбырларының жабдықтары) өндіруге қойылатын талаптарды арттыру, құрылыс-монтаждау жұмыстарының сапасын арттыру және құрылыс сапасын бақылауға қойылатын талаптарды арттыру саналады [1]. Газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділігін арттыруда, ең алдымен жабдықтар мен тораптарды жобалау қабылдау кезінде осы жол тиімді болып келеді. Бірақ элементтердің сапасын жақсартудың техникалық мүмкіндіктері таусылған кезде немесе сапаны одан әрі жақсарту экономикалық тұрғыдан тиімсіз деп саналған жағдайда, екінші жолға – резервтеу жолына ауысу қажет. Екінші жол жүйенің сенімділігі оны құрайтын элементтердің сенімділігінен жоғары болуы шарт жағдайда қолданылады. Элементтердің ақаусыз жұмыс істеу ықтималдығы көп уақыт қызме ету мерзімімен анықталады:

$$P\tau(t) = 1 - F\tau(t) = P(\tau > t) \quad (1)$$

Бұл ықтималдық сенімділіктің негізгі функциясы деп аталады. Демек, берілген уақыт кезеңінде элементтің (жүйенің) жұмысының сенімділігін сипаттайтын сенімділіктің негізгі критеріі. Газбен жабдықтаудың таратушы жүйелерін қамтитын күрделі техникалық жүйелердің сенімділігі неғұрлым күрделі ықтималдық көрсеткішімен – жұмыс істеу сапасының көрсеткішімен сипатталады.

Мемлекеттік стандарттардың талаптарына сәйкес, сенімділік дегеніміз бұл – берілген режимдерде қажетті функцияларды орындау қабілетін сипаттайтын барлық параметрлерді нысанның пайдалану, техникалық қызмет көрсету, жөндеу және тасымалдау жағдайында белгіленген шектерде уақыт бойынша сақтау қасиеті. Газбен жабдықтау жүйелері мен газ тұтыну қондырғылары үшін мұндай параметрлер ретінде өткізу қабілеті, қуаттылығы, қысымы, газ шығыны және т. б. саналады [2].

Сенімділік – бұл нысанның тағайындалуына, оның ерекшеліктері мен пайдалану жағдайларына байланысты *сенімділікті, беріктікті, жөндеуге жарамдылықты, сақталуды* қамтитын кешенді қасиет, немесе бүкіл нысан мен не оның бөліктері үшін осы қасиеттердің белгілі бір біріккен көрсеткіштері.

*Сенімділік* дегеніміз – жүйенің белгілі бір уақыт ішінде немесе белгілі бір жұмыс кезеңінде

жұмыс қабілеттілігін үздіксіз сақтау қасиеті, *беріктік* деп-белгіленген техникалық қызмет көрсету және жөндеу жүйесімен шекті күй басталғанға дейін жұмыс қабілеттілігін сақтау қасиеті түсініледі. *Жөндеуге жарамдылық* нысанның ақаулар мен зақымданулардың алдын алуынан және себептерін анықтаудан, сондай-ақ техникалық қызмет көрсету және жөндеу жұмыстарын жүргізу арқылы жұмыс жағдайын сақтауға және қалпына келтіруге бейімдеуден тұрады. Сақтау және (немесе) тасымалдау кезінде және одан кейін нысанның сенімділігін, беріктігін және жөндеуін сақтау қасиеті *сақталу* болып табылады. Бұл қасиеттер саңдық түрде сәйкесінше жекеленген көрсеткіштерімен сипатталады [3].

### Зерттеулерді жүргізу әдістері және шарттары

Газбен жабдықтау жүйелерінің бірлік көрсеткіштеріне жұмыс істеу ықтималдығы, істен шығу қарқындылығы және істен шығу мүмкіндігі жатады. Ақаусыз жұмыс істеу ықтималдығы, яғни берілген жұмыс барысында сәтсіздік орын алмау ықтималдығы  $t$  уақытына дейін ақаусыз жұмыс істеген нысандар санының  $t=0$  уақытының бастапқы сәтінде жұмыс істейтін нысандар санына қатынасымен анықталады [4].

Істен шығу қарқындылығы  $\lambda(t)$  – бұл нысанның істен шығу қарқындылығының шартты тығыздығы, қарастырылып отырған уақыт сәті үшін нысанның істен шығуы орын алмаған жағдайда анықталады. Тығыздық деп  $t$  – дан  $t + \Delta t$ -ге дейінгі уақыт аралығындағы сәтсіздік ықтималдығының  $\Delta t \rightarrow 0$  кезіндегі  $\Delta t$  интервалының мәніне қатынасының шегі түсіндіріледі. Сәтсіздік ықтималдығының физикалық мәні- уақыттың ең төменгі бірлігінде сәтсіздікке ұшырау ықтималдығы:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{p(t)} \quad (2)$$

мұндағы:  $p(t)$  –  $t$  уақыт ішінде істен шықпай жұмыс істеу ықтималдығы;  $f(t)$  – істен шыққанға дейінгі жұмыс мөлшерінің тығыздығы.

Нысанның істен шығуға дейінгі жұмыс мөлшері – то бұл нысанның жұмысының осы жұмыс кезінде оның істен шығу санының математикалық күтуге қатынасы. Істен шығулар арасында экспоненциалды үлестіру кезіндегі істен шығулар  $\tau_o = \lambda^{-1}$  өрнегімен бағаланады. Жалпы жағдайда, істен шығуға арналған жұмыс мөлшері анықталатын кезеңінің ұзақтығына байланысты болады.

Газбен жабдықтау жүйелерінің жөндеуге жарамдылығының бірыңғай көрсеткіштері ретінде қалпына келтіру ықтималдығы

және қалпына келтірудің орташа уақыты болып табылады [5].

Белгілі бір уақытта қалпына келтіру ықтималдығы – бұл нысанның жұмысқа қабілетті қалыпқа келу уақытының (анықтау уақыты, істен шығудың себебін іздеу және жою) алдын-ала белгіленген уақыттан аспау ықтималдылығы. Қалпына келтірудің орташа уақыты – өнімділікті қалпына келтіру уақытының математикалық күтуі болып табылады.

Н нысандарды қалпына келтіру ұзақтығы туралы статистикалық деректер болған кезде  $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$  қалпына келтірудің орташа уақыты келесі өрнек арқылы анықталады (3):

$$\tau_B = \frac{(\tau_1 + \tau_2 + \dots + \tau_n)}{n} \quad (3)$$

Газ құбырлары мен газ реттеу нысандарының істен шығу ықтималдылығы (4):

$$p(t) = 2,72^{-\lambda t} \quad (4)$$

Газбен жабдықтау жүйелерінің желілік (құбыр) бөлігінің сенімділігін анықтаудың маңыздылығы жоғары. Себебі, жер асты әдісімен төсеу кезінде ақауларды анықтау және жою қиын және газ шаруашылығының жер үсті нысандарымен салыстырғанда ұзақ уақытты (жөндеуге жарамдылығы төмен) қажет етеді. Сонымен қатар, зақымдалған жерасты газ құбырларынан газдың ағуы (утечка) жақын маңдағы ғимараттар мен құрылыстарда газ концентрациясының артуы (қанығуы) салдарынан апаттық жағдайлар орын алуы мүмкін [6].

Жерасты газ құбырлары учаскелерінің істен шығу қарқындылығы мен сенімділігі 1-кестеде келтірілген.

**Кесте 1. Істен шығу  $\lambda$  мен газ құбырларының учаскелерінің сенімділігі (С)**

**Table 1. Failures  $\lambda$  and reliability of gas pipeline sections (C)**

Газ құбырының диаметрі, мм	$\lambda 10^5$ м <sup>-1</sup> жыл.	Құбыр бөлігінің ұзындығы, м кезіндегі С, %				
		100	150	200	250	300
≤80	307	99,693	99,563	99,385	99,230	99,074
100	38	99,962	99,943	99,925	99,910	99,889
125	20	99,98	99,97	99,96	99,951	99,941
150	1	99,999	99,998	99,997	99,996	99,995
≥200	0	100	100	100	100	100

**Зерттеу нәтижелері**

Газ құбырларының сенімділігін анықтау. Элементтерді тығырықты (тізбектеп) жалғаған жағдайда (сур. 1, а)).

$$C = 1 - [(1 - P_1) + (1 - P_2) \frac{q - q^1}{q} + (1 - P_3) \frac{q - q^1 - q^2}{q} + \dots] \quad (5)$$

мұндағы:  $P_1, P_2, P_3$  – газ жүру бағыты бойынша 1-ші, 2-ші, 3-ші және т.б. учаскелерінің сенімділіктері;  $q$  – газ құбыры арқылы өтетін газдың жалпы көлемі;  $q_1, q_2$  – 1-ші, 2-ші және т.б. учаскелердегі газдың жол бойы шығындары.

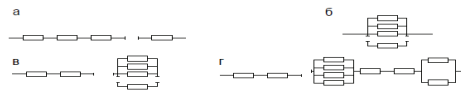
Газ тарату жүйелеріндегі элементтер параллель жалғанса (сур. 1, б)) барлық газ құбырларының сенімділігі мен өткізу қабілеті бірдей болған жағдайда, жеке элементтердің жиынтық тиімділік көрсеткіштерімен анықталады, яғни (6):

$$C_1 = C_2 = C_3 = \dots = P; \quad q^1 = q^2 = q^3; C = P; \quad (6)$$

Егер газ құбырларының сенімділігі мен өткізу қабілеті әр түрлі болса (7):

$$C = \sum Pi = \frac{q^1}{q^2} \quad (7)$$

мұндағы  $qi$  – жүйеге кіретін әрбір газ құбырындағы газдың жол бойы шығындары.



**Сурет 1. Газбен жабдықтау жүйелерінің элементтерін жалғау сұлбалары**  
**Figure 1. Connecting schemes of gas supply system components**

а) тізбектеліп / serial; б) параллель / parallel; в), ә) аралас / composite

Аралас (параллельді-тізбектеп) жалғанған жағдайда (сурет-1, в) алдымен (4) формула бойынша  $C_1$  тізбектеліп жалғаудың сенімділігін, содан кейін (5) немесе (6) формула бойынша –  $C_2$  параллель жалғаудың сенімділіктерін анықтайды. Аралас жалғанған жүйелердің сенімділігі:

$$C = C_1 C_2 \quad (8)$$

Бұл ретте қарастырылып отырған жалғаулардың екі бөлігі де тұйықталған газ құбырларының учаскелері ретінде қабылданады. Дәл осындай принцип бірнеше параллель және тұйық байланыстар болуы

мүмкін күрделі жағдайларда сақталады (сурет-1, г).

ГРБ-і жүктеме орталығында орналасқан сақиналы желілер үшін (осы ГРБ-нен газ берілетін шағын ауданның ортасына дейін):

$$C = \frac{(96 - N + 0,5 D_{cp})}{100} \quad (9)$$

Немесе қысымның есептік ауытқуы 120 мм болған жағдайда (10):

$$C = \frac{(96 - N + 0,09 q_{y\lambda}^{0,37} N^{0,47} l^{0,58})}{100} \quad (10)$$

мұндағы:  $N$  – ГРБ-нің әсер ету радиусын құрайтын учаскелер саны;  $D_{cp}$  – газ тарату желісінің орташа диаметрі, мм;  $q_{y\lambda}$  – төмен қысымды газ құбырларындағы меншікті жүктеме, 1 м-ге  $m^3/сағ$ ;  $l$  – газ тарату желісі учаскесінің орташа ұзындығы, м [7].

### Ғылыми зерттеулер нәтижелерін талқылау

Газ тарату жүйелерінің сенімділігін қамтамасыз ететін жобалық шешімдерді талдау. Жүйенің сенімділігін арттыру үшін әртүрлі жобалық шешімдерді қолдануға болады, соның ішінде: сенімділігі жоғары элементтерді пайдалану немесе олардың сенімділігін арттыратын шараларды ұйымдастыру (коррозиядан қорғау, компенсаторларды орнату және т.б.); қорларды ұйымдастыру үшін артық элементтер сұлбасын талдау (параллель газ құбырларын төсеу, сақиналау және т.б.); олардың қолданылу радиусын азайту мақсатында қосымша ГРБ орнату; үлкен диаметрлі тең өткізгішті жартылай сақиналы бар ГРБ айналасында газ құбырларын сақинасалауды ұйымдастыру (егер бір ГРБ-нің әрекет ету радиусында 10 учаскеден аз болса, онда сақиналы ГРБ-ның әрекет ету аймағын екі кіші аймаққа бөледі – әрқайсысындағы учаскелер саны 5-тен аз; егер ГРП-ның әрекет ету радиусында 10 учаскеден артық болса, мұндай сақиналардың саны 3-ке дейін артуы мүмкін).

Желінің кейбір учаскелерінің диаметрлерін осы желіні оңтайландыру шарттарынан алынған олардың есептік мәндеріне сәйкес, диаметрі 80 мм және одан төмен газ құбырларының сенімділіктері диаметрі 80 мм-ден асатын газ құбырларынан сенімділіктерінен бір ретке төмен болып келеді, сондықтан осындай диаметрі бар учаскелердің істен шығуы ықтималдылығы жоғары болғандықтан, олардан бас тартқан жөн (немесе іс-шараны іске асыру кезінде учаскелердегі осы диаметрлі барлық газ құбырларының диаметрлерін ұлғайту қажет).

Қалалық газ шаруашылығы магистралдық газ құбырлары жүйесінен тиісті мөлшерден аз газ алған кезде (бұл қысқы мезгілде орын алады), жүйенің жалпы сенімділігі оның барлық элементтерінің физикалық (механикалық, химиялық) тұтастығы жағдайында төмендейді.

Мұндай жағдайларда жүйенің сенімділігін арттыру үшін келесі іс-шаралар ұсынылады:

- резервтік отынмен жабдықтауды ұйымдастыру (сұйық немесе қатты отынмен, метанмен немесе ауыр көмірсутек буларымен қайта газдандыру және т.б.);

- жерасты газ қоймаларын салу;
- тұтынушыларды олардың әлеуметтік және ұлттық экономикалық маңыздылығына сәйкес жабдықтаудың селективтілігін қамтамасыз ету (бұл ретте кейбір кәсіпорындар басқаларын шектеу есебінен газбен қамтамасыз етіледі) ГТБ-нен және басты ГРБ-нен шығардағы газ қысымының өзгеруі есебінен газ ағындары қайта бөлінеді. Газды қайта бөлу кезінде алдымен тұрғын үй және әлеуметтік мекемелерді (ауруханалар, мектепке дейінгі балалар мекемелері және т.б.), содан кейін басқа да әлеуметтік мақсаттағы нысандар қарастырылады.

Жылу қазандықтарын газ отынына ауыстыру пайдалану және экономикалық сипаттағы бірқатар артықшылықтарды қамтамасыз етеді:

- отынды жағу тиімділігін арттыру;
- қазандықтардың тиімділігін арттыру;
- есептік жүктемеге қол жеткізу жылдамдығын арттыру, жылу қуатын 20–30-ға, ал кейбір жағдайларда – 50%-ға дейін арттыру және т.б.

Бұл қазандықтардың дизайнына және оның жұмыс сапасына жоғары талаптар қояды. Оның жұмысының сенімділігі мен беріктігін қамтамасыз ету үшін келесі шараларды орындау қажет:

- газды жағу кезінде қыздыру беттерінің жабыспайтын күйін қамтамасыз ету мақсатында қоректік суды мұқият өңдеу;
- қазандықтарды шламнан, қақтан, күлден және күйеден мұқият тазалау;
- алаудың қыздыру бетіне әсер етуін болдырмау;

- жану камерасында жылу ағындарының таралуының барынша бірқалыптылығын қамтамасыз ету;

- жалын өлшемдері кез келген жұмыс режимі кезінде оттықтың тиісті өлшемдерінен аз болатын газ қыздырғыш құрылғыларды қолдану;

- жану камерасының экрандалмаған немесе ішінара экрандалған аймақтарында жылулық жүктеменің салдарынан жабдықтардың тез істен шығуына әкелмейтін температураны ұстап тұру;

- жылу қуатын реттеудің барлық диапазонында газ жалын құрылғылары мен тұрақты алаудың сенімді тұтануын қамтамасыз ету;

- жану аймағында су айналымының бұзылуы салдарынан тұнба мен қақтың тұнуы мүмкін қазандық элементтерінің, сондай-ақ жергілікті қызып кету қаупі бар жерлердің, әсіресе резервтік сұйық отынды жағу кезінде қызып кетуден қорғау.

### Қорытынды

Өсіп келе жатқан елді мекендер үшін газбен жабдықтау жүйелерінің сенімділігін анықтау үшін жобаланған құрылыс кезектері әр түрлі есептік кезеңдерге ие болуы керек. Бірінші кезекте тұйықталған сұлба қарастырылуы мүмкін, оның сенімділігі қысқа уақыт ішінде жеткілікті болуы мүмкін. Құрылыстың келесі кезегінде жүйедегі желілерді сақиналау немесе элементтерді қайталау түрінде резервтеуді енгізу қажет, бұл сенімділікті арттырады

және ұзақ уақыт бойы оның тиісті деңгейін қамтамасыз етеді. Жүйелерді одан әрі дамыту кезінде оның сенімділігі жаңа резервтерді енгізуді, жүргізілген қайта құруларды және элементтердің істен шығу ағыны параметрінің өзгерген мәндерін ескере отырып, арайы есептеулермен нақтылануы тиіс [8].

Газ таратушы жүйелерінің тағы бір ерекшелігі- олардың әлеуметтік сипаты, өйткені олар адамдарға қызмет етеді және олардың қалыпты жұмысын қамтамасыз етеді. Жүйенің істен шығуының әлеуметтік мәні бірінші кезекте ескерілуі керек. Қазіргі заманғы таратушы жүйелері тұрмыстық, коммуналдық-тұрмыстық және өнеркәсіптік тұтынушыларға газ беретін бірыңғай жүйелер ретінде жобаланады және құрылады.

Газбен жабдықтаушы жүйелердің сенімділігі негізген жүйедегі қолданылатын жабдықтардың сапасына және құрылыс-монтаждау жұмыстарының орындалу сапасына тікелей байланысты.

### ҚОСЫМША

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

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

**Авторлардың қосқан үлесі.** Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Сексенбай М.Ж. – зерттеу тұжырымдамасы, оны жүргізу және қолжазбаны редакциялау, Кабдушев А.А. – қолжазбаны редакциялау зерттеу деректерін талдау, түсіндіру, Қожас О.О. – 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: Mukhamedzhan Zh. Seksenbay – the concept of the study, its conduct and editing of the manuscript; Arman A. Kabdushev – editing of the manuscript, analysis, interpretation of research data; Olzhas O. Kozhas – collection, analysis, interpretation of research data.

### ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. Москва : Недра, 1977.
2. Егоров О.И., Чигаркин О.А. Нефтегазовый комплекс Казахстана: состояние и перспективы развития // Регион: экономика и социология. 2006. № 1. С. 177–189.
3. Кишинов Л. Перспективы развития нефтегазовой отрасли Казахстана // Нефть и газ. 2010. № 6(60). С. 83.
4. Надиров Н.К. Будущее рационального использования всех видов природного газа // Нефть и газ. 2018. № 3(105). С. 94.
5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Арбузов Ф.Ф. Транспорт и хранение нефти и газа. Москва : Недра, 1975.
6. Проект Сарыарка – проект века. Газификация Астаны, центральных и северных регионов страны // Нефть и газ. 2018. № 3(105). С. 6.

7. Сексенбай М.Ж. Состояние и перспективы энергетической безопасности южных регионов РК // Вестник ТарГУ им. М.Х. Дулати. 2012. № 1. С. 190.

8. Сексенбай М.Ж., Мухамеджанулы М. Перспективы газотранспортной системы южных регионов Республики Казахстан. Материалы X Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Правовые, экономические и социальные аспекты развития общества: проблемы и пути решения»; 2013; Каспийский общественный университет, Алматы, Казахстан.

## REFERENCES

1. Bunchuk VA. *Transport i khraneniye nefi, nefteproduktov i gaza*. Moscow: Nedra; 1977. (In Russ).
2. Yegorov OI, Chigarkin OA. *Neftegazovyy kompleks Kazakhstana: sostoyaniye i perspektivy razvitiya*. *Region: ekonomika i sotsiologiya*. 2006;1:177–189. (In Russ).
3. Kiinov L. *Perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli Kazakhstana*. *Nefi' i gaz*. 2010;6(60):83. (In Russ).
4. Nadirov NK. *Budushcheye ratsional'nogo ispol'zovaniya vsekh vidov prirodnoy gaza*. *Nefi' i gaz*. 2018;3(105):94. (In Russ).
5. Tugunov PI, Novoselov VF, Arbutov FF. *Transport i khraneniye nefi i gaza*. Moscow: Nedra; 1975. (In Russ).
6. *Proyekt Saryarka – proyekt veka*. *Gazifikatsiya Astany, tsentral'nykh i severnykh regionov strany*. *Nefi' i gaz*. 2018;3(105):6. (In Russ).
7. Seksenbay MZ. *Sostoyaniye i perspektivy energeticheskoy bezopasnosti yuzhnykh regionov RK*. *Vestnik TarGU im. M.Kh.Dulati*. 2012;1:190. (In Russ).
8. Seksenbay MZ, Mukhamedzhanuly M. *Perspektivy gazotransportnoy sistemy yuzhnykh regionov RK*. *Materialy X Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov i molodykh uchenykh*. *Kaspiyskiy obshchestvennyy universitet*; 2013; Almaty Kazakhstan.

## АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ

**Сексенбай Мұхамеджан Жамалбайұлы**  
канд. техн. наук

ORCID: 0000-0002-6977-9169

e-mail: [seksenbay61@mail.ru](mailto:seksenbay61@mail.ru).

**\*Кабдушев Арман Арстанғалиевич**

ORCID: 0000-0003-3579-9054

Scopus ID: 57194217536

с Researcher ID: AAV-7634-2020

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

**Қожас Олжас Оңғарұлы**

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

## AUTHORS' INFO

**Mukhamedzhan Zh. Seksenbay**  
Cand. Sc. (Engineering)

ORCID: 0000-0002-6977-9169

e-mail: [seksenbay61@mail.ru](mailto:seksenbay61@mail.ru).

**\*Arman A. Kabdushev**

ORCID: 0000-0003-3579-9054

Scopus ID: 57194217536

WoS Researcher ID: AAV-7634-2020

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

**Olzhas O. Kozhas**

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

\*Корреспондент автор/Corresponding Author



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

### 1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz), ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимают главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи

на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

### 2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение \*.doc, \*.docx, \*.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК<sup>1</sup>, МРНТИ<sup>2</sup>, тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык<sup>3</sup>. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (эдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр.

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

<sup>3</sup> Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «\*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задаётся заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, межстрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Tүйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение»

и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), в)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задаётся шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в 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») задаётся прописными буквами и выделяется

полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («\*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «Автор, ответственный за переписку/Corresponding author» («\*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

**Поля страницы** должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

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

### **1. Rules for publishing articles**

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz), previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism

and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

### **2. Requirements to the articles**

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have \*.doc, \*.docx, \*.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC<sup>1</sup>, CSCSTI<sup>2</sup>, type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format<sup>3</sup>.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “\*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full

names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English,

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://grnti.ru/>

<sup>3</sup> Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name ("Fig. 1", "Table 2").

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split)

[eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading "INFORMATION ABOUT THE AUTHORS" ("ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ", АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ" is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold. An asterisk ("\*") to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line "Corresponding author" ("Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку") is provided after the "Information about authors" section.

The **page margins** should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

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

### **1. Мақалаларды жариялау ережелері**

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция [vestnik-ngo.kz](http://vestnik-ngo.kz) журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.



Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

## 2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда \*.doc, \*.docx, \*.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. **ӨОЖ<sup>1</sup>, FТАХР<sup>2</sup>, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.**

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне<sup>3</sup> аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «\*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӘОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӘОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтпен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоларалық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді

<sup>1</sup> <https://classinform.ru/udk.html>

<sup>2</sup> <https://gnti.ru/>

<sup>3</sup> Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.



көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), b), c)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

**11. Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтіңде, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

**12. Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтіңде, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

**13. Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

**14. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер

үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: [https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references\\_split](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 Нагангалиулы	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 Хаирлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

**Editorial board 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 Kiponiyeovich	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 Рахым Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалының директоры, геология жөніндегі PhD, «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ қауымдастырылған профессоры
Өмірәлиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мунара Асқар	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС ФЗТКЖ жобасының басшысы, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсиқызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші инженері, хим. ғылым. канд., пед. ғылым докт.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Әбілхасымов Хайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, геол.-мин. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор