

ӨОЖ 622.276

ФТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Қабылданды: 11.02.2026.

Мақұлданды: 30.07.2026.

Жарияланды: 30.09.2026.

## Түпнұсқа зерттеу

# Х кен орнын игеру шеңберінде технологиялық қондырғыларды жаңғыртумен байланысты CAPEX / OPEX тиімділігін анықтау

Қ.Ғ. Сатенов<sup>1,2</sup>, Е.М. Сүлеймен<sup>2</sup>, М.С. Қыныртай<sup>1,3</sup>, Ә.М. Сәлімгереев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжинирнг, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>Қ. Құлажанов атындағы Қазақ технология және бизнес университеті, Астана қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ, Алматы қаласы, Қазақстан

## АНДАТПА

**Негіздеу.** Х кен орнының өндірістік объектілерін пайдаланудың жобалық мерзімдерінің аяқталуы технологиялық құрылыстарды жаңғыртуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарының экономикалық тиімділігін айқындауды, сондай-ақ өндіру көлемінің болжамды төмендеуін және кен орнын одан әрі игеру перспективаларын ескере отырып, инвестициялық шешімдерді оңтайландыру жөніндегі ұсынымдарды әзірлеуді талап етеді.

**Мақсаты.** Келісімшарттан кейінгі кезеңде 2-фазаның технологиялық объектілерін жаңғыртуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын бағалау.

**Материалдар мен әдістер.** Жұмыс Х кен орнын игеру жобасының және кен орнын игеруді талдау (КИТ) деректеріне негізделген. Жүргізілген жұмыстар шеңберінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі қондырғыларының әлеуетті ауыстыру құнын бұрын бекітілген жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде аталған қондырғылардың моделі құрылды. Модельдеу қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттары негізінде орындалды.

**Нәтижелері.** СК бойынша жылына 2,8 млн тонна өнімділікке ие бір технологиялық желі деңгейінде өндірудің тұрақты деңгейін ұзарту нұсқасы оны сақтап тұру ұзақтығына қарай ең оңтайлы нұсқа ретінде таңдалды (7 жыл). Қондырғы-3 ұңғымаларының сағалық қысымын жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету СК өндіру көлемін ұлғайтуға елеулі әсер етіп, өндірудің тұрақты деңгейін қосымша 5 жылға ұзартуды қамтамасыз етті.

**Қорытынды.** Ұсынылған тұжырымдама техникалық тұрғыдан іске асырылатын және экономикалық негізделген деп танылды – IRR 15 %-дан жоғары. Инфрақұрылымды оңтайландыру CAPEX инвестицияларын 2,97 млрд АҚШ долларына қысқартуға, шамамен 8 млн тонна СК қосымша өндіруге, өндірудің тұрақты деңгейін 12 жылға ұзартуға және газды экспортқа шығару мерзімін 7 жылға ұлғайтуға мүмкіндік береді.

**Негізгі сөздер:** сұйық көмірсутектер, CAPEX инвестициялары, OPEX шығындары, инфрақұрылымды жаңғырту, игерудің жаңа тұжырымдамасы, инкременттік талдау.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Сатенов Қ.Ғ., Сүлеймен Е.М., Қыныртай М.С., Сәлімгереев Ә.М. Х кен орнын игеру шеңберінде технологиялық қондырғыларды жаңғыртумен байланысты CAPEX / OPEX тиімділігін анықтау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2026. 8 том, №3. 119–128 б.

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Received: 11.02.2026.

Accepted: 30.07.2026.

Published: 30.09.2026.

## Original article

# Assessment of the Effectiveness of CAPEX/OPEX Associated with the Modernization of Process Facilities Within the Framework of the Development of Field X

Kurmet G. Satenov<sup>1,2</sup>, Yerlan M. Suleimen<sup>2</sup>, Mira S. Kynyrtay<sup>1,3</sup>,

Asset M. Salimgereyev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

<sup>2</sup>K. Kulazhanov Kazakh University of Technology and Business, Astana, Kazakhstan

<sup>3</sup>Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** The expiry of the design operating life of the production facilities at Field X requires an assessment of the cost-effectiveness of capital expenditures (CAPEX) and operating expenditures (OPEX) associated with the modernization of process facilities, as well as the development of recommendations for optimizing investment decisions, considering the forecast decline in production and the prospects for further field development.

**Aim:** To assess capital and operating expenditures associated with the modernization of the Phase 2 process facilities in the post-contract period.

**Materials and methods:** The study is based on data from the Field X Development Project and Field Development Analysis (FDA). As part of the work performed, a model of the main Units 1 and 2 was developed using QUE\$TOR software to compare the cost of their potential replacement with the results presented in the previously approved project documentation. The modelling was performed based on the current production capacities of the units.

**Results:** The option involving the extension of the production plateau using a single liquid hydrocarbon (LH) process train with a capacity of 2.8 million tonnes per year was selected as the most optimal, based on the duration of maintaining the production plateau duration (7 years). Reducing the wellhead pressure of Unit 3 wells from a high to a medium level had a significant impact on increasing LH production, extending the production plateau by an additional 5 years.

**Conclusion:** The proposed concept was recognized as technically feasible and economically justified. Infrastructure optimization makes it possible to reduce capital expenditures by USD 2.97 billion, achieve additional LH production of approximately 8 million tonnes, extend the production plateau by 12 years, and extend the gas export period by 7 years.

**Keywords:** liquid hydrocarbon (LH), CAPEX, OPEX, infrastructure modernization, new field development concept, incremental analysis.

## To cite this article:

Satenov KG, Suleimen YM, Kynyrtay MS, Salimgereyev AM. Assessment of the Effectiveness of Capex/Opex Associated with the Modernization of Process Facilities Within the Framework of the Development of Field X. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2026;8(3):119–128. DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952)

Получена: 11.02.2026.

Одобрена: 30.07.2026.

Опубликована: 30.09.2026.

## Оригинальное исследование

# Определение эффективности CAPEX / OPEX, связанных с модернизацией технологических сооружений в рамках разработки месторождения X

К.Г. Сатенов<sup>1,2</sup>, Е.М. Сулеймен<sup>2</sup>, М.С. Кыныртай<sup>1,3</sup>, А.М. Салимгереев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

<sup>2</sup>Казахский университет технологии и бизнеса им. К. Кулажанова, г. Астана, Казахстан

<sup>3</sup>КазНИТУ им. К. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

## АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Истечение проектных сроков эксплуатации производственных объектов месторождения X требует определения экономической эффективности капитальных (CAPEX, *сокр. от англ. Capital Expenditure*) и операционных (OPEX, *сокр. от англ. Operating Expenditure*) затрат, связанных с модернизацией технологических сооружений, а также разработки рекомендаций по оптимизации инвестиционных решений с учётом прогнозируемого снижения добычи и перспектив дальнейшего освоения месторождения.

**Цель.** Оценка капитальных и операционных вложений, связанных с модернизацией технологических сооружений Фазы 2 в постконтрактный период.

**Материалы и методы.** Работа основана на данных проекта разработки месторождения X и анализа разработки. В рамках проведённых работ была создана модель основных установок 1 и 2 в программном обеспечении QUESTOR с целью сравнения стоимости их потенциальной замены с результатами, представленными в ранее утверждённой проектной документации. Моделирование выполнено на основе текущих производственных мощностей установок.

**Результаты.** Вариант с продлением полки добычи на одну технологическую линию жидких углеводородов в 2,8 млн т/г. был выбран как наиболее оптимальный исходя из длительности сохранения полки добычи (7 лет). Снижение устьевого давления скважин установки 3 с высокого на средний уровень показало существенное влияние на увеличение добычи жидких углеводородов, обеспечив продление полки на дополнительные 5 лет.

**Заключение.** Предложенная концепция признана технически выполнимой и экономически обоснованной. Оптимизация инфраструктуры позволяет снизить капитальные затраты на 2,97 млрд долл. США, получить дополнительную добычу жидких углеводородов около 8 млн т, продлить полку добычи на 12 лет и увеличить срок экспорта газа на 7 лет.

**Ключевые слова:** жидкие углеводороды, CAPEX, OPEX, модернизация инфраструктуры, новая концепция освоения, инкрементный анализ.

## Как цитировать:

Сатенов К.Г., Сулеймен Е.М., Кыныртай М.С., Салимгереев А.М. Определение эффективности CAPEX / OPEX, связанных с модернизацией технологических сооружений в рамках разработки месторождения X // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2026. Том 8, №3. С. 119–128.

DOI: [10.54859/kjogi108952](https://doi.org/10.54859/kjogi108952).

## Кіріспе

Мұнай-газ кен орындарын игеру кезең-кезеңімен жүзеге асырылады және өндіру көлемін біртіндеп арттыру, ең жоғары деңгейлерге жету және одан кейінгі төмендеу сатыларын қамтиды (сурет 1). Игерудің кеш кезеңдеріне көшу кен орнын пайдалану режимінің өзгеруімен, өндіру көлемінің азаюымен, сондай-ақ қолданыстағы өндірістік инфрақұрылымды пайдалану тиімділігіне қойылатын талаптардың артуымен қатар жүреді<sup>1</sup> [1–4].

Х кен орны Батыс Қазақстан аумағында орналасқан, 1979 жылы ашылған, өнеркәсіптік игеру 1980-жылдардың ортасында басталған, ал қазіргі уақытта сұйық көмірсутектерді (бұдан әрі – СК) өндіру көлемінің біртіндеп төмендеуімен сипатталатын игеру кезеңінде тұр. Осы жағдайда өндірістік инфрақұрылымның жай-күйі мен құрылымы объектілерді одан әрі пайдалануда шешуші маңызға ие болады. Технологиялық жабдықтың жобалық ресурсы сарқылған сайын оны жаңғырту жөнінде шешімдер қабылдау қажеттілігі туындайды, ал өндіру көлемінің азаюы технологиялық қуаттардың толық жүктелмеуіне әкеледі. Мұндай жағдайда инфрақұрылымды жаңғырту пайдалану режимдерінің өзгеруін және жабдықтардың нақты жүктелу деңгейін ескере отырып жүзеге асырылуы тиіс, бұл бұрын қабылданған техникалық және инвестициялық шешімдерді қайта қарауды талап етеді [5–7].

Х кен орнын игеру жобасы және кен орнын игеру талдауының (бұдан әрі – КИТ) талаптарына сәйкес, 2-кезеңдегі барлық өндірістік объектілердің жобалық пайдалану мерзімі 40 жылды құрайды деп болжануда. Болжамға сәйкес, 2044 жылы Х кен орнында жерүсті жабдықтарын жаңарту жоспарланған. КИТ аясында жалпы құны 12,308 млрд АҚШ долларын құрайтын үш негізгі объектіні (Қондырғы-1, Қондырғы-2, Қондырғы-3) ауыстыру қарастырылған.

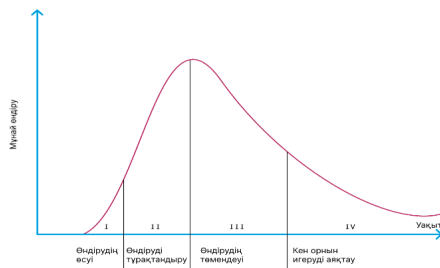
Осыған байланысты, келісімшарттан кейінгі 2-кезеңде өндірістік объектілерді (соның ішінде Қондырғы-3) жаңартуға байланысты CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарның тиімділігіне бағалау жүргізу қажет.

Көрсетілген кезеңге қарай СК мен газ өндіру көлемінің төмендеуі күтілетіндіктен, негізгі міндет – CAPEX инвестицияларын барынша азайту және инфрақұрылымның тек аса қажетті бөлігін ғана жаңарту.

Осылайша, аталған зерттеу аясында Х кен орнын дамытудың жаңа тұжырымдамасын анықтау және сұйық көмірсутектер өндірудің жаңартылған профилін қалыптастыру талап етілді.

Таңдалған даму сценарийлері бойынша CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын есептеу, оның ішінде объектілерді пайдаланудан шығару/ауыстыру және технологиялық желілер санын қысқарту сценарийлерін қарастыру көзделді.

Іске асырылатын іс-шаралардың экономикалық тиімділігі инкременттік талдау әдісі арқылы бағаланды, яғни жобалық сценарийлерді базалық сценариймен (КИТ) салыстыру мақсатында инкременттік ақша ағындарын, NPV (ағыл. Net Present Value – таза келтірілген құн, IRR (ағыл. Internal Rate of Return – ішкі табыстылық нормасы) және өтелу мерзімін есептеу жүргізілді.



1-сурет. Кен орнын игеру кезеңдері  
Figure 1. Field Development Stages

## Материалдар мен әдістер

Жұмыс Х кен орнын игеру жобасының және кен орнын игеруді талдау (КИТ) деректеріне негізделген. Жүргізілген жұмыстар шеңберінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі қондырғыларының әлеуетті ауыстыру құнын бұрын бекітілген жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде аталған қондырғылардың моделі құрылды. Модельдеу қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттары негізінде орындалды.

## Нәтижелер мен талқылау

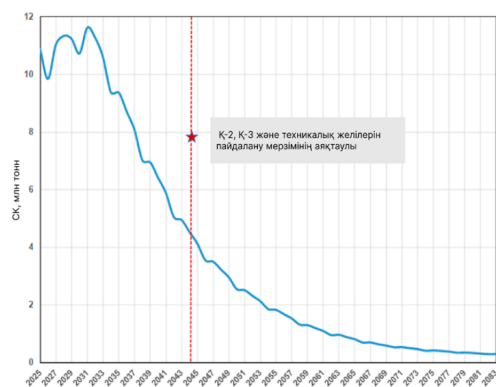
### Кен орнын одан әрі игеру нұсқасы

2044 жылға қарай сұйық көмірсутектерді өндіру деңгейінің айтарлықтай төмендеуі болжануда. Өндіру көлемдерінің төмендеуіне байланысты инфрақұрылымды оңтайландыру мәселесін қарастыру және пайдалануда сұйық көмірсутектерді дайындауға арналған тек бір технологиялық желіні ғана қалдыру орынды болып табылады (сурет 2).

Өндірудің жаңа профилін анықтау мақсатында СК өндірудің жылдық әртүрлі деңгейлерімен үш сценарий қарастырылды: жылына 2,3 млн т, 2,8 млн т және 3,3 млн т (3 және 4-суреттер):

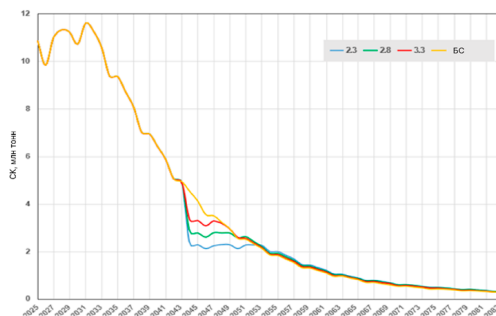
- жылына 2,3 млн т СК өндіру деңгейін қарастыратын сценарийде газ өндіру көлемі экспортқа жіберілетін шикі газдың талап етілетін көлемін қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз болады, себебі СК өндіру көлемінің төмендеуі газ өндіру көлемінің пропорционалды түрде төмендеуімен қатар жүреді;
- жылына 3,3 млн т деңгейінде өндіру деңгейі тек төрт жыл бойы сақталады, одан кейін күрт төмендеу байқалады.

<sup>1</sup> «Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай қағидаларды бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 15 маусымдағы № 239 бұйрығы.



**2-сурет. Базалық көйс үшін СК өндіру профілі, млн т**  
**Figure 2. LH Production Profile for the Base Case, Mt**

Талдау нәтижелері көрсеткендей, жылына 2,8 млн т өндіру деңгейі бар сценарий ең теңгерімді болып табылады. Бұл нұсқа жеті жыл бойы СК өндірудің тұрақты деңгейін сақтауды қамтамасыз етеді, сонымен қатар өндірістік қуаттарды оңтайландыруға және CAPEX инвестициялары мен OPEX шығындарын төмендетуге мүмкіндік береді.



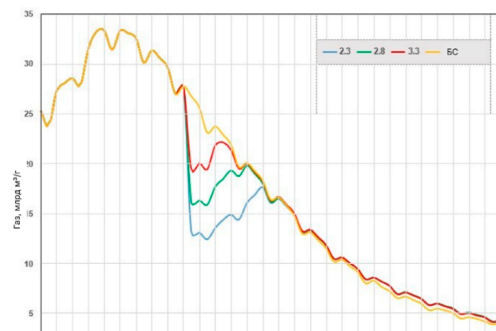
**3-сурет. СК өндіру деңгейін 2,3, 2,8 және 3,3 млн т/ж деңгейлерінде ұзарту нұсқалары бойынша профільдер, млн т**  
**Figure 3. LH Production Profiles for Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, Mt**

Жылына 2,3 млн т деңгейінде газ өндіру көлемі экспортқа қажетті газ көлемін қамтамасыз ету үшін жеткіліксіз болады, себебі СК өндіру көлемінің төмендеуі газ өндірудің пропорционалды азаюымен қатар жүреді.

Жылына 3,3 млн т деңгейінде өндіру небәрі төрт жыл бойы ғана сақталады, одан кейін өндірудің күрт төмендеуі байқалады. Жүргізілген зерттеулер жылына 2,8 млн т өндіру деңгейін көздейтін нұсқаның ең теңгерімді екенін көрсетті. Аталған нұсқа жеті жыл бойы СК өндірудің тұрақты деңгейін сақтауды қамтамасыз ете отырып, өндірістік қуаттарды оңтайландыруға және CAPEX пен OPEX-ті төмендетуге мүмкіндік береді.

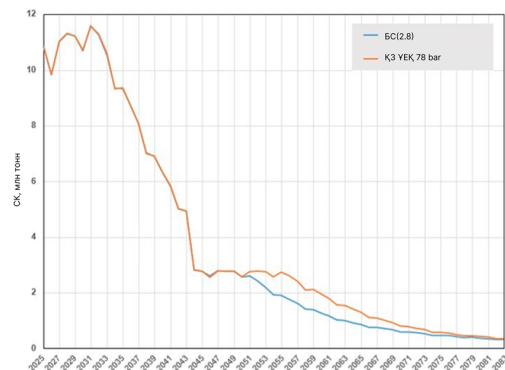
Х кен орнындағы негізгі қондырғылардың ішінде №3 кешенді мұнай дайындау қондырғысы (бұдан әрі – Қондырғы-3) ең ұзақ уақыт бойы

пайдаланылып келе жатқан және жоғары қысым жағдайында жұмыс істейтін нысан болып табылады. СК мен газ өндіру көлемдерінің болжамды төмендеуін ескере отырып, Қондырғы-3-ті пайдаланудан шығару мүмкіндігі қарастырылды. Бұл жағдайда бұрын аталған қондырғыға қосылған ұңғымалардың өнімі Қондырғы-1 және Қондырғы-2 объектілері арасында қайта бөлінетін болады. Аталған сұлбаны іске асыру үшін қолданыстағы Станция-1-ге ұқсас жоба бойынша жобаланған жаңа мұнай өндіру станциясы (бұдан әрі – Станция-2) салу көзделеді.



**4-сурет. СК өндіру деңгейін 2,3; 2,8 және 3,3 млн т/ж деңгейлерінде ұзарту нұсқалары бойынша газ өндіру профільдері, млрд м³/ж**  
**Figure 4. Gas Production Profiles for LH Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, BCMA**  
**Figure 3. LH Production Profiles for Plateau Extension Options at 2.3, 2.8 and 3.3 Mtpa, Mt**

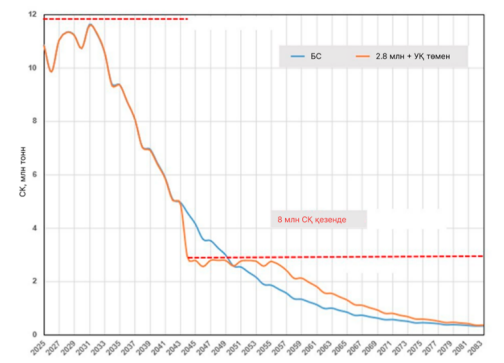
Зерттеулер барысында Қондырғы-3-ке қосылған ұңғымалардағы қысымды 78 барға дейін төмендету бойынша техникалық іс-шаралар қарастырылды. Бұл шешімді іске асыру қабаттың қосымша әлеуетін тартуға, СК-ді өндіру платосының мерзімін шамамен 5 жылға ұзартуға (сурет 5).



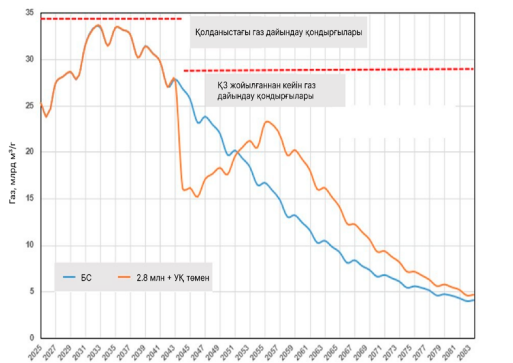
**5-сурет. СК өндіру профільдері: базалық нұсқа (2,8 млн т/ж) және ұңғымалардағы қысымды 78 барға дейін төмендеткен нұсқа, млн т**  
**Figure 5. LH Production Profiles: Base Case (2.8 Mtpa) and Case with Well Pressure Reduced to 78 bar, Mt**

Қондырғы-3 / Станция-2 ұңғымаларындағы сағалық қысымды жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету, сондай-ақ СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін қысқарту жөніндегі іс-шараларды іске асыру келесі жиынтық әсерді қамтамасыз етеді (сурет 6–7):

- шамамен 8 млн т көлемінде қосымша СК өндіру және өндіру деңгейінің мерзімін 12 жылға ұзарту;
- экспортталатын газ көлемін ұлғайту және газ экспортын жүзеге асыру мерзімін қосымша 7 жылға арттыру.



6-сурет. СК өндіру профильдері: базалық нұсқа және өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту нұсқасы, млн т  
Figure 6. LH Production Profiles: Base Case and 2.8 Mtpa Plateau Extension Option, Mt



7-сурет. Газ өндіру профильдері: базалық нұсқа және өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту нұсқасы, млрд м3/ж  
Figure 7. Gas Production Profiles: 2.8 Mtpa Production Plateau Extension Option, BCMA

Өндірістік инфрақұрылымды және капиталдық шығындарды оңтайландыру

Жүргізілген зерттеулер аясында бұрын бекітілген жобалық құжаттамада [8–10] ұсынылған нәтижелермен олардың ықтимал ауыстыру құнын салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде Қондырғы-1 және Қондырғы-2 негізгі объектілерінің моделі әзірленді. Модель қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттарына негізделіп жасалынды.

Қондырғылардың (Қондырғы-1 және Қондырғы-2) газ бойынша өндірістік қуаттары газды өндеудің қосымша көлемін қабылдауға мүмкіндік береді.

Жаңғыртылатын объектілер:

- Қондырғы-1 (СК өндеуге арналған бір объект);
- Қондырғы-2.
- Жаңа объектілер:
- Станция-2 (Қондырғы-3 орнына);
- Станция-2-ден Қондырғы-1 мен Қондырғы-2-ге дейінгі құбыржолдары;

- Қондырғы-1-ден экспорттық алаңға дейінгі газ құбыры.
- Пайдаланудан шығарылатын объектілер:
- Қондырғы-3;
- Қондырғы-1-дің СК бойынша объектілері.

1-кесте. CAPEX есептеу, млн АҚШ долл.  
Table 1. CAPEX Estimates, MM USD

| Объектілер Facilities                                               | Оңтайландырылған CAPEX Optimized CAPEX |
|---------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Қондырғы-1 Unit 1                                                   | 5 836                                  |
| Қондырғы-2 Unit 2                                                   | 3 230                                  |
| Станция-2 Station 2                                                 | 269                                    |
| Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-1) Pipeline (Station 2 – Unit 1) |                                        |
| Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-2) Pipeline (Station 2 – Unit 2) |                                        |
| Құбыр желісі (Қондырғы-1 – Станция-2) Pipeline (Unit 1 – Station 2) |                                        |
| Барлығы TOTAL                                                       | 9 334                                  |

2-кесте. CAPEX нәтижелерін салыстыру, млн АҚШ долл.  
Table 2. CAPEX Results Comparison, MM USD

| Объектілер Facilities                                               | Оператордың моделі Operator's Model | Оңтайландырылған CAPEX Optimized CAPEX | Айырмашылық Difference |
|---------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------|------------------------|
| Қондырғы-1 Unit 1                                                   | 11 230                              | 5 836                                  | -2 164                 |
| Қондырғы-2 Unit 2                                                   |                                     | 3 230                                  |                        |
| Станция-2 Station 2                                                 | 1 078                               | -                                      | -810                   |
| Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-1) Pipeline (Station 2 – Unit 1) | -                                   | 269                                    |                        |

| Объектілер<br>Facilities                                               | Оператордың моделі<br>Operator's Model | Оңтайландырылған CAPEX<br>Optimized CAPEX | Айырмашылық<br>Difference |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------|
| Құбыр желісі (Станция-2 – Қондырғы-2)<br>Pipeline (Station 2 – Unit 2) | -                                      | 269                                       |                           |
| Құбыр желісі (Қондырғы-1 – Станция-2)<br>Pipeline (Unit 1 – Station 2) | -                                      |                                           |                           |
| Қондырғы-1<br>Unit 1                                                   | -                                      |                                           |                           |
| Барлығы<br>TOTAL                                                       | 12 308                                 | 9 334                                     | -2 974                    |

**3-кесте. 2025–2083 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері**  
**Table 3. Economic Evaluation Results for 2025–2083**

| Нұсқа<br>Case                                                                                                            | Ақша ағындары, млн АҚШ долл.<br>Cash Flows, MM USD |                    |           | NPV, млн АҚШ долл.<br>NPV, MM USD |                    |           | IRR, %       |                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------|-----------|-----------------------------------|--------------------|-----------|--------------|--------------------|
|                                                                                                                          | жоба<br>Plan                                       | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK | жоба<br>Plan                      | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK | жоба<br>Plan | мердігер<br>Vendor |
| Базалық нұсқа<br>Base Case                                                                                               | 57669                                              | 20196              | 37473     | 23698                             | 9080               | 14618     | 33,57%       | 19,63%             |
| СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa                             | 3235                                               | 2994               | 241       | 229                               | 214                | 15        | 20%          | 15%                |
| Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa | 60904                                              | 23190              | 37713     | 23926                             | 9293               | 14633     | 33,58%       | 19,64%             |

ҚР / RoK – Қазақстан Республикасы / Republic of Kazakhstan

**4-кесте. 2025–2037 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері, 2038 жылдан бастап қолданыстағы салықтық режим**

**Table 4. Results of the Economic Evaluation for 2025–2037, with the Current Tax Regime Effective from 2038**

| Нұсқа                                                                                                                    | OPEX, млн АҚШ долл.<br>OPEX, MM USD | CAPEX, млн АҚШ долл.<br>CAPEX, MM USD | СК өндіру, млн т<br>LH Production, Mt | Газ өндіру, млрд м³<br>Gas Production, BCM | NPV, млн АҚШ долл.<br>NPV, MM USD |                    |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------|
|                                                                                                                          |                                     |                                       |                                       |                                            | жоба<br>Plan                      | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK |
| Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa | 80074                               | 42457                                 | 233                                   | 1114                                       | 18203                             | 1650               | 16661     |

**5-кесте. 2025–2037 жылдар аралығындағы экономикалық бағалау нәтижелері**  
**Table 5. Economic Evaluation Results for 2025–2037**

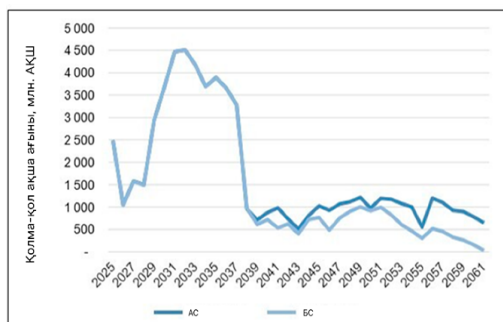
| Нұсқа<br>Case                                                                                                            | Ақша ағындары, млн АҚШ долл.<br>Cash flows, MM USD |                    |           | NPV, млн АҚШ долл.<br>NPV, MM USD |                    |           | IRR, %       |                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------|-----------|-----------------------------------|--------------------|-----------|--------------|--------------------|
|                                                                                                                          | жоба<br>Plan                                       | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK | жоба<br>Plan                      | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK | жоба<br>Plan | мердігер<br>Vendor |
| Базалық нұсқа<br>Base Case                                                                                               | 15204                                              | 3708               | 11496     | 2133                              | 401                | 1732      |              |                    |
| СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa                             | 3235                                               | 2994               | 241       | 229                               | 214                | 15        | 17%          | 14%                |
| Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa | 18440                                              | 6703               | 11737     | 2362                              | 614                | 1748      |              |                    |

**6-кесте. Экономикалық бағалау нәтижелері 2038 жылдан бастап, ӨБТК нұсқасы бойынша 2037 жылға дейін, ағымдағы салық режимі 2038 жылдан бастап**

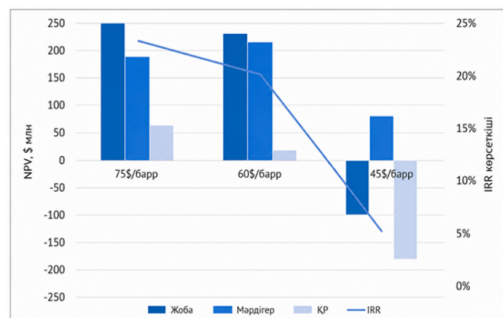
**Table 6. Economic Evaluation Results under the PSA Regime through 2037 and the Current tTx Regime from 2038 Onward**

| Нұсқа                                                                                                                    | OPEX, млн АҚШ долл.<br>OPEX, MM USD | CAPEX, млн АҚШ долл.<br>CAPEX, MM USD | СК өндіру, млн т<br>LH Production, Mt | Газ өндіру, млрд м³<br>Gas Production, BCM | NPV, млн АҚШ долл.<br>NPV, MM USD |                    |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------|-----------|
|                                                                                                                          |                                     |                                       |                                       |                                            | жоба<br>Plan                      | мердігер<br>Vendor | ҚР<br>RoK |
| Базалық нұсқа + СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін ұзарту<br>Base Case + Increase in LH Production Plateau to 2.8 Mtpa | 67311                               | 31697                                 | 99                                    | 724                                        | -3833                             | -5799              | 1966      |

ӨБТК – Өнім бөлу туралы түпкілікті келісім.



**8-сурет. Ұсынылатын нұсқа бойынша ақшалай қаражат ағынының графигі, млн АҚШ долл.**  
**Figure 8. Cash Flow Profile for the Recommended Option, MM USD**



**9-сурет. Ұсынылатын нұсқа бойынша мұнай бағасына сезімталдықты талдау және ақшалай қаражат ағынының графигі, млн АҚШ долл.**  
**Figure 9. Oil Price Sensitivity Analysis and Cash Flow Profile for the Recommended Option, MM USD**

Жүргізілген зерттеулер шеңберінде қондырғылардың ықтимал ауыстыру құнын жобалық құжаттамада ұсынылған нәтижелермен салыстыру мақсатында QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде қондырғылар моделі әзірленді. Модель қондырғылардың қолданыстағы өндірістік қуаттарына негізделіп жасалынды.

Сондай-ақ CAPEX инвестицияларын есептеу барысында бұрынғы Қондырғы-3 ұңғымаларынан келетін мұнай-газ-конденсат қоспасын бөліп, оны Қондырғы-1 мен Қондырғы-2-ге бағыттайтын жаңа Станция-2, сондай-ақ үш құбыржол салу ескерілді: Станция-2 – Қондырғы-1, Станция-2 – Қондырғы-2 және Қондырғы-1 – Станция-2.

QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде орындалған CAPEX бойынша есептік деректер кесте-1 ұсынылған.

Жүргізілген зерттеу талдаулары көрсеткендей, Қондырғы-3 пайдаланудан шығару және Станция-2, сондай-ақ қажетті құбыржолдарды салу CAPEX инвестицияларын қосымша 810 млн АҚШ долларына оңтайландыруға мүмкіндік береді. CAPEX нәтижелерінің салыстырмалы талдауы кесте-2 келтірілген. СК

өңдеу объектілерін (Қондырғы-3) қысқартуға байланысты оңтайландырылған CAPEX көлемі 2 164 млн АҚШ долларын құрайды (кесте-2).

2044 жылға қарай газ өндірудің жалпы көлемінің төмендеуі Қондырғы-3 кезең-кезеңімен пайдаланудан шығаруға және кейіннен өндірілетін газ көлемін Қондырғы-1 мен Қондырғы-2 арасында қайта бөлуге алғышарттар жасайды. Бұл шара, сондай-ақ Қондырғы-1-дегі мұнай дайындауға арналған технологиялық желілер санын төртеуден біреуге дейін қысқарту КИТ-та келтірілген көрсеткіштермен салыстырғанда CAPEX инвестицияларын 2,974 млрд АҚШ долларына төмендетуге мүмкіндік берді (2-кесте).

QUESTOR бағдарламалық қамтамасыз етуінде модельдеу жүргізу барысында құрылыс, монтаж, құбыржол және электротехникалық жұмыстарды қоса алғанда, әртүрлі жұмыс түрлері бойынша өңірлік өнімділік коэффициенттері базалық деректер ретінде пайдаланылды.

Есептеулерде сондай-ақ ірі капиталдық жобалар үшін қабылданған халықаралық тәжірибеге сәйкес 30 % мөлшеріндегі күтпеген шығындар резерві (Contingency) ескерілді.

### Экономикалық бағалау

Экономикалық есептеулерде өндіру, айдау және өнім шығару профильдері пайдаланылды. Есептік деректер 2025–2083 жылдар аралығын қамтиды.

Есептеулерде CAPEX, OPEX және өнімді өткізу тарифтері бойынша бастапқы деректер пайдаланылды.

Экономикалық модельдеу мен талдау инкременттік талдау негізінде жүргізілді. Инкременттік экономика базалық өндіру профилі мен экономикасымен салыстырғанда барлық болашақ кеңейтулердің жекелеген әсерін көрсетеді.

Экономикалық бағалау нәтижелері кесте 3–6-те келтірілген.

### Қорытынды

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелерін талдау негізінде келесі қорытындылар жасалды:

1. СК өндіру деңгейін 2,8 млн т/ж дейін қысқарту өндіру деңгейінің сақталу ұзақтығын (7 жыл) ескере отырып, ең оңтайлы нұсқа ретінде таңдалды. Сонымен қатар Қондырғы-3-ке қосылған ұңғымалардың сағалық қысымын жоғары деңгейден орташа деңгейге дейін төмендету СК өндіру көлемін айтарлықтай арттыруға ықпал етіп, өндіру деңгейін қосымша 5 жылға ұзартуды қамтамасыз етті.

2. Газ өндірудің жалпы көлемінің төмендеуі Қондырғы-3-ті кезең-кезеңімен пайдаланудан шығару және кейіннен өндірілетін газ көлемін Қондырғы-1 мен Қондырғы-2 арасында қайта бөлу үшін алғышарттар қалыптастырады. Аталған шаралар, сондай-ақ Қондырғы-1-дегі объектілер санының қысқаруы Оператор көрсеткіштерімен салыстырғанда CAPEX шығындарын

2,974 млрд АҚШ долларына төмендетуге мүмкіндік берді.

Осылайша, экономикалық бағалау нәтижелері бойынша жүргізілген талдау қабылданған есептік шарттар жағдайында Х кен орнының тех-

нологиялық құрылыстарын жаңғыртуға байланысты CAPEX және OPEX инвестицияларының тиімділігін айқындауға бағытталған жобаның инкременттік ақшалай ағындар тұрғысынан рентабельді екенін көрсетеді.

## ҚОСЫМША

**Қаржыландыру көзі.** Бұл зерттеуді Қазақстан Республикасы Ғылым және Жоғары Білім Министрілігінің Ғылым Комитеті қаржыландырады (BR24992761 гранты).

**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: Сатенов Қ.Ф. – деректерді түсіндіру, қолжазбаны жазу және редакциялау; Сүлеймен Е.М. – деректерді жинау, талдау, түсіндіру, нәтижелерді тексеру, қолжазбаны редакциялау; Қыныртай М.С. – талдау, түсіндіру, нәтижелерді тексеру; Салимгереев А.М. – жұмыс тұжырымдамасы, деректерді интерпретациялау, жұмыстың орындалуын бақылау.

## 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 (grant BR24992761).

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

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Kurmet G. Satenov – data interpretation, writing, and manuscript editing; Yerlan M. Suleimen – data collection, analysis, and interpretation; validation of results, and manuscript editing; Mira S. Kynyrтай – data collection, analysis, and interpretation; Asset M. Salimgereyev – research conceptualization, data interpretation, and study supervision.

## ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : Академия, 2013. 352 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. Москва : Недра, 2003. 638 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 623 с.
4. Жуман Ж., Ду Б., Хамзаева А.В. Текущее состояние нефтегазовой отрасли Казахстана // Вестник РОО «Национальной Академии наук Республики Казахстан». 2024. №408(2). С. 470–485. doi: [10.32014/2024.2518-1467.735](https://doi.org/10.32014/2024.2518-1467.735).
5. Турков О.С., Кuantayev Н.Е., Кулумбетова Г.Е., Есеналы Д.Д. Атлас месторождений нефти и газа Республики Казахстан. Том 1. Алматы : КОНГ, 2020. 392 с.
6. Аманиязов К.Н., Ахметов А.С., Кожакмет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. Алматы : ТОО РПИК «Дәуір», 2003. 400 с.
7. Ульянов Д.И., Лиман И.А. Нефтегазоконденсатное месторождение как экономический объект // Прогрессивная экономика. 2025. №1. С. 90–103. doi: [10.54861/27131211\\_2025\\_1\\_90](https://doi.org/10.54861/27131211_2025_1_90).
8. Ponomarenko T., Marin E., Galevskiy S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects // Energies. 2022. Vol. 15, Issue 9. doi: [10.3390/en15093103](https://doi.org/10.3390/en15093103).
9. Митулинский В.В., Саксин А.Г. Анализ методов оценки рисков инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. 2024. Т. 15, №1. С. 79–86. doi: [10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86](https://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86).
10. spglobal.com [интернет]. S&P Global. QUESTOR : Oil & Gas Cost Estimation Software [дата обращения: 28.01.2026]. Доступ по ссылке: [www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software](https://www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software).

## REFERENCES

1. Vadetskiy YV. Bureniye neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow: Academiya; 2013. 352 p. (In Russ).
2. Lyzenko VD. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. Proektirovaniye i analiz. Moscow: Nedra; 2003. 638 p. (In Russ).
3. Basarygin YM, Bulatov AI, Proselkov YM. Bureniye neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow: Nedra-Biznescentr; 2002. 623 p. (In Russ).
4. Juman J, Du B, Khamzayeva AV. Current state of the oil and gas industry in Kazakhstan. *Bulletin the National academy of sciences of the Republic of Kazakhstan*. 2024;2(408):470–485. doi: [10.32014/2024.2518-1467.735](https://doi.org/10.32014/2024.2518-1467.735) (In Russ).
5. Turkov OS, Kuantayev NY, Kulumbetova GY, Yessenaly DD. *Atlas neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Respubliki Kazakhstan*. Vol. 1. Almaty: Kazhastanskoe obshchestvo neftyanikov-geologov; 2020. 392 p. (In Russ).
6. Amanniyazov KN, Akhmetov AS, Kozhakhmet KA. *Neftyanyye i gazovyye mestorozhdeniya Kazakhstana*. Almaty: Daur; 2003. 400 p. (In Russ).

7. Ulyanov DI, Liman IA. Oil and gas condensate field as an economic facility. *Progressive economy*. 2025;1:90–103. doi: [10.54861/27131211\\_2025\\_1\\_90](https://doi.org/10.54861/27131211_2025_1_90). (In Russ).
8. Ponomarenko T, Marin E, Galevskiy S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects. *Energies*. 2022;15(9):3103. doi: [10.3390/en15093103](https://doi.org/10.3390/en15093103).
9. Mitulinskiy VV, Saksin AG. Analysis of methods for risk assessment of investment projects in the oil production industry. *Vestnik of Samara University. Economics and Management*. 2024;15(1):79–86. doi: [10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86](https://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-1-79-86). (In Russ).
10. spglobal.com [Internet]. S&P Global. QUESTOR : Oil & Gas Cost Estimation Software [cited 2026 Jan 28]. Available from: [www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software](https://www.spglobal.com/energy/en/products-solutions/upstream-midstream-oil-gas/questor-oil-gas-cost-estimation-software).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### \*Сатенов Курмет Гизатуллаевич

канд. хим. наук

ORCID [0000-0002-6396-913X](https://orcid.org/0000-0002-6396-913X)

e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).

### Сүлеймен Ерлан Мэлсұлы

PhD, профессор

ORCID [0000-0002-5959-4013](https://orcid.org/0000-0002-5959-4013)

e-mail: [syerlan75@yandex.kz](mailto:syerlan75@yandex.kz).

### Қыныртай Мира Сабетханқызы

ORCID [0009-0000-5075-9283](https://orcid.org/0009-0000-5075-9283)

e-mail: [m.kynyrtai@kmge.kz](mailto:m.kynyrtai@kmge.kz).

### Салимгереев Асет Маликович

ORCID [0009-0008-6453-2416](https://orcid.org/0009-0008-6453-2416)

e-mail: [a.salimgereyev@kmge.kz](mailto:a.salimgereyev@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

### \*Kurmet G. Satenov

Cand. Sc. (Chemistry)

ORCID [0000-0002-6396-913X](https://orcid.org/0000-0002-6396-913X)

e-mail: [k.satenov@kmge.kz](mailto:k.satenov@kmge.kz).

### Yerlan M. Suleimen

PhD, Professor

ORCID [0000-0002-5959-4013](https://orcid.org/0000-0002-5959-4013)

e-mail: [syerlan75@yandex.kz](mailto:syerlan75@yandex.kz).

### Mira S. Kynyrtay

ORCID [0009-0000-5075-9283](https://orcid.org/0009-0000-5075-9283)

e-mail: [m.kynyrtai@kmge.kz](mailto:m.kynyrtai@kmge.kz).

### Asset M. Salimgereyev

ORCID [0009-0008-6453-2416](https://orcid.org/0009-0008-6453-2416)

e-mail: [a.salimgereyev@kmge.kz](mailto:a.salimgereyev@kmge.kz).

\*Корреспондент-автор / Corresponding Author