

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
“Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық зерттеу техникалық университеті” коммерциялық
емес акционерлік қоғамы

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты
Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы кафедрасы

Маметан Шыңғыс Бауржанұлы

Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маны бассейнінің Солтүстік
бортанын тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын
калыптастыру

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6B07202- Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

Алматы 2025

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
“Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті” коммерциялық емес
акционерлік қоғамы

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы кафедрасы



ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
Г.ИжтЕМГ кафедрa меңгерушісі к.т.н,
қауымдастырылған профессоры
Е.С.Әуелхан
«08» 06 2025ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маны бассейнінің
Солтүстік бортынын тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын
калыптастыру.»

6B07202- Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

Орындаған

Маметан Ш.Б.

Рецензент
Техника ғылымдарының кандидаты,
қауымдастырылған профессор
Аршидинова М.Т
«08» 06 2025 г.



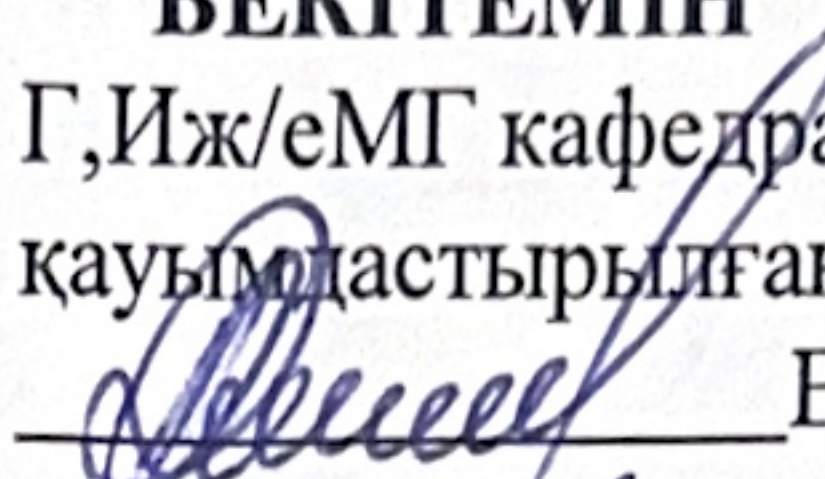
PhD доктор, аға оқытушы
Санатбеков М.Е.
«08» 06 2025 г.

Алматы 2025

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
“Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті” коммерциялық емес
акционерлік қоғамы

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты
Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы кафедрасы
6В07202- Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

БЕКІТЕМІН

Г,Иж/еМГ кафедра меңгерушісі к.т.н,
қауымдастырылған профессор
 Е.С.Әуелхан
« 9 » 06 2025ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға арналған
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Маметан Шыңғыс Бауржанұлы

Тақырыбы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маны бассейнінің
Солтүстік бортынын тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау
аймақтарын калыптастыру

Академиялық жұмыстар жөніндегі проректорының 2025 жылғы «29» қаңтар №26-П/Ө
бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «05» маусым 2025ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы деректері: Фондылық мәліметтерден жиналған, дипломға
дейінгі өндірістік практикадан жиналған материалдар алынды

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) Ауданның географиялық, геологиялық жағдайлары, зерттеу тарихы, литологиясы,
тектоникасы, мұнайгаздылығы;

б) Қарашығанақ кен орнының мұнай-газ шөгінділерінің литологиялық-
стратиграфиялық сипаттамасы;

в) Қарашығанақ кен орны тау жыныстарының коллекторлық қасиеттерін зерттеу Сызба
материалдар тізімі: шолу картасы, тектоникалық карта, стратиграфиялық бағана.

Сызба материалдар тізімі: шолу картасы, тектоникалық карта, стратиграфиялық бағана

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 10 атаулардан

1 Золотов А. Н., Бадоев Т. И., Матлошинский и др. Отчет по подсчету запасов конденсата, нефти, газа и попутных компонентов в подсолевых отложениях. Карачаганакского месторождения Уральской области Казахской ССР по состоянию на 1 августа 1988 г. ПГО «Уральскнефтегазгеология», Уральск, 1988.

2 Уитон Р. Переработанная флюидная модель. Техничко-экономическое обоснование проекта развития Карачаганакского месторождения. Раздел V, приложение Бритиш Газ, Аджип, 1994.

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдердің атауы, зерттеп дайындалатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
Геологиялық бөлім	26.01 - 25.02	
Арнайы бөлім	01.03 - 04.04	
Қоршаған ортаны қорғау	05.04 - 25.05	

Аяқталған дипломдық жұмыс үшін, оған қатысты бөлімдердің жұмысын көрсетумен, кеңесшілер мен норма бақылаушының қойған

қолдары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, тегі, аты, әкесінің аты, (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Геологиялық бөлім	Аға оқытушы, доктор PhD Санатбеков М.Е.	10.06.25	
Арнайы бөлім Өнімді қабаттар(горизонттар) коллекторларының қалыңдығына, коллекторлық қасиеттеріне және олардың гетерогендігіне сипаттама	Аға оқытушы, доктор PhD Санатбеков М.Е.	10.06.25	
Еңбек және қоршаған ортаны қорғау	Аға оқытушы, доктор PhD Санатбеков М.Е.	10.06.25	
Норма бақылаушы	Аға оқытушы, доктор PhD Кульдеева Э.М.	06.06	

Ғылыми жетекшісі

Санатбеков М.Е.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Маметан Ш.Б.

Күні

«04» 01 2025 ж.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста Каспий маңы мұнай-газ бассейнінің солтүстік бортанын тектоникалық және геологиялық ерекшеліктері Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында қарастырылған. Зерттеудің мақсаты — Қарашығанақ кен орнының геологиялық құрылымын, мұнайгаздылығын және көмірсутек жиналу аймақтарының қалыптасу заңдылықтарын зерттеу.

Жұмыста девон, карбон және пермь кезеңдеріне жататын өнімді шөгінділердің литологиялық-стратиграфиялық сипаттамалары, тектоникалық құрылымы, гидрогеологиялық жағдайы және коллекторлардың сыйымдылық-фльтрациялық қасиеттері талданған. Органогенді карбонатты жыныстардың қалыптасу шарттары мен кейінгі өзгерістері егжей-тегжейлі зерттелген.

Кен орнының мұнай, газ және конденсат қорлары анықталып, геостатистикалық модель әзірленген. Мұнай-газ қабаттарының құрылысы, коллекторлардың таралуы мен фильтрациялық сипаттамалары сипатталған. Жұмыста мұнайгаздылыққа әсер ететін құрылымдық ерекшеліктер мен жарықшақтар қарастырылып, кен орнын игерудің болашақ бағыттары бойынша ұсыныстар берілген.

Бұл зерттеу нәтижелері Каспий маңы бассейніндегі ұқсас құрылымдардың мұнайгаздылығын болжау және кен орындарын игеру стратегиясын негіздеу үшін пайдаланылуы мүмкін.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассматриваются геологические и тектонические особенности северного борта Каспийского нефтегазоносного бассейна на примере Карачаганакской карбонатной платформы. Исследование направлено на изучение строения, нефтегазоносности и закономерностей формирования зон аккумуляции углеводородов в пределах Карачаганакского месторождения — одного из крупнейших газоконденсатных месторождений Казахстана.

Работа включает комплексный анализ литолого-стратиграфических характеристик, тектонического строения, гидрогеологических условий, а также емкостно-фильтрационных свойств коллекторов. Выполнена детальная характеристика продуктивных отложений девонского, карбонового и пермского возраста, определены фациальные условия накопления и постседиментационные изменения пород-коллекторов.

Разработана геостатистическая модель залежи, описаны распределение флюидов, параметры коллекторов и уточнены запасы нефти, газа и конденсата. Отдельное внимание уделено анализу структуры резервуара и тектоническим нарушениям, оказывающим влияние на размещение углеводородов. Представлены рекомендации по дальнейшему освоению месторождения.

Результаты работы могут быть использованы для прогнозирования нефтегазоносности аналогичных структур в пределах Каспийского региона, а также при построении гидродинамических моделей и обосновании стратегии разработки месторождений

ABSTRACT

This thesis explores the tectonic and geological features of the northern flank of the Pre-Caspian oil and gas basin, using the Karachaganak carbonate platform as a case study. The research focuses on analyzing the geological structure, hydrocarbon potential, and formation mechanisms of hydrocarbon accumulation zones at the Karachaganak field — one of Kazakhstan's largest gas condensate deposits.

The study includes a comprehensive analysis of lithological and stratigraphic characteristics of productive Devonian, Carboniferous, and Permian formations, tectonic structure, hydrogeological conditions, and reservoir filtration-capacity properties. The development and transformation of organogenic carbonate rocks are examined in detail.

Hydrocarbon reserves of oil, gas, and condensate have been evaluated, and a geostatistical model of the reservoir has been constructed. The structural configuration of productive zones, reservoir distribution, and filtration properties are described. Structural elements and faulting influencing hydrocarbon distribution are analyzed, and recommendations for future development are provided.

The findings of this research can be applied to forecast the hydrocarbon potential of similar structures in the Caspian region and to support the development strategy of oil and gas fields.

КІРІСПЕ

Каспий маңы синеклизасы – Қазақстан аумағындағы ең ірі мұнай-газ бассейндерінің бірі. Бұл аймақ мұнай мен газ қорына бай және ең жақсы зерттелген әрі көмірсутек қоры мол бассейндердің қатарына жатады. Оның солтүстік бөлігі Қазақстанның ғана емес, басқа да мемлекеттердің стратегиялық маңызы бар аймақтарының бірі болып табылады. Өйткені, бұл өңір елдің мұнай-газ ресурстарының едәуір бөлігін қамтиды.

Солтүстік Каспий маңы бассейні геологиялық тұрғыдан алуан түрлі тау жыныстарынан және шөгінді қабаттардан тұрады. Бұл аумақта мұнай мен газдың әртүрлі түрлері кездесетін құмтастар, сазды жыныстар және әктастар басым.

Солтүстік беткейде әртүрлі литологиялық құрылымдар кездеседі. Мысалы, құмтастар көмірсутектердің қозғалысы мен жиналуына ықпал ететін негізгі резервуарлардың бірі болып табылады. Сазды қабаттар жерасты қоймаларында мұнай мен газдың сақталуын қамтамасыз ететін табиғи тосқауыл ретінде қызмет етеді. Ал әктастар өз құрылымдық ерекшеліктеріне байланысты көбінесе коллекторлар ретінде әрекет етеді.

Қарашығанақ – Қазақстандағы ең ірі мұнай – газ конденсат кен орындарының бірі. Ол Каспий маңы мұнай-газ бассейнінің солтүстік бөлігінде, Батыс Қазақстан облысының Бөрлі ауданында, Ақсай қаласының маңында орналасқан. Кен орны 1979 жылы ашылып, 1984 жылы тәжірибелік өндіру басталған.

Қарашығанақтың көмірсутек қоры айтарлықтай ауқымды: мұнда шамамен 13,9 миллиард баррель мұнай және 59,4 триллион текше метр табиғи газ шоғырланған. Қордың негізгі бөлігін конденсат құрайды, ол бензин, керосин және дизель отыны өндірісінде шикізат ретінде пайдаланылады.

Геологиялық тұрғыдан Қарашығанақ карбон-пермь платформасында орналасқан. Мұнда үш негізгі зерттелген объект бар, олардың ішіндегі ең маңыздысы үшінші объект болып саналады. Бұл кен орны Қазақстанның мұнай-газ саласы үшін стратегиялық маңызға ие және елдің экспорттық әлеуетін арттыруға елеулі үлес қосып келеді.

1 Геологиялық бөлім

1.1 Кенорын туралы жалпы мәліметтер

Қарашығанақ кен орны Батыс Қазақстан облысында, Ресеймен шекараға жақын маңда орналасқан. Оның жалпы ауданы шамамен 280 шаршы километрді құрайды. Географиялық тұрғыда ол құнарлы Орал маңы далаларында, әкімшілік жағынан Бурлин ауданына қарасты, орталығы – Аксай қаласы. Аксайдың халық саны шамамен 25 000 адам. Кен орны 51-ші параллельдің солтүстік ендігі мен 50-ші меридианның шығыс бойлықтарынан солтүстік-шығыс бағытта, Аксай қаласынан 16 км, ал Орал қаласынан 150 км шығысқа қарай, теңіз деңгейінен 80–130 м биіктікте орналасқан.

Кен орнына жақын орналасқан елді мекендер: Тунгуш (кен орнының шекарасына тікелей жақын), Березовка (3 км), Успенровка (9 км), Қаракемір (8 км), Жаңаталап (4 км), Қарашығанақ (6 км), Димитров (9 км), Жарсуат (9 км) және Бестау (4 км). Кен орнының оңтүстігінен 15 км қашықтықта Орал – Ілек теміржолы өтеді. Сонымен қатар, Урал – Орынбор тасжолы кен орны аумағын кесіп өтеді. Орынбор – Батыс шекара газ құбыры кен орнынан солтүстік-шығысқа қарай 35 км жерде. Қарашығанақ кен орнынан Орынбордағы газ өңдеу зауытына дейін, ол Орынбор қаласынан 30 км солтүстік-батыстағы Каргала станциясында орналасқан, газ және конденсат құбырлары тартылған, олардың ұзындығы 120 км. Қарашығанақ пен Орынбор кен орындарының арақашықтығы 80 км. Кен орнының батысынан солтүстік-шығысқа қарай ЛЭП-35 электр беру желісі өтсе, ал бүкіл кен орны арқылы ЛЭП-110 желісі өтеді. Географиялық жағынан бұл аудан – тереңдігі 5–10 м-дей сайлар мен жыралармен тілімделген жазық. Рельефтің биіктік айырмашылығы 1 км ішінде 50 м-ден аспайды.

Кен орнының басым бөлігін егістік алқаптар мен жайылымдар құрайды, олар орман жолақтарымен бөлінген. Урал мен Ілек өзендерінің жайылмаларында шағын орман алқаптары кездеседі. Жер пайдалануы бойынша ауданның шамамен 50 пайыз-ы егіншілікке, 40 пайыз-ы жайылым мен шабындық ретінде, ал қалған 10 пайыз-ы елді мекендерге, орман, жол және инфрақұрылым нысандарына тиесілі. Ауданның өзен жүйесін жаз мезгілінде тартылып қалатын Березовка өзені құрайды. Ол Ілек өзеніне құяды, ал Ілек өзені өз кезегінде өңірдің ең ірі өзені – Уралға қосылады. Урал өзені облыс аумағын солтүстіктен оңтүстікке қарай кесіп өтеді. Аудан климаты күрт континентальды.

Орташа жылдық температура $4,8^{\circ}\text{C}$, айлық орташа температура $-16,4^{\circ}\text{C}$ -тан $+26,4^{\circ}\text{C}$ -қа дейін ауытқиды. Жаз ыстық әрі құрғақ (кейде 44°C -қа дейін), қыс суық, температура -43°C -қа дейін төмендейді. Жыл бойы жел көп соғады: қыста негізінен оңтүстік және оңтүстік-шығыс бағыттан орташа жылдамдығы 6,2 м/с, жазда солтүстік, солтүстік-батыс және шығыс бағыттардан 4,3 м/с. Жылдық жауын-шашын мөлшері 220–250 мм, ай сайынғы жауын-шашын 4,9–50 мм аралығында. Қыста тәуліктік жауын-шашын максимумы 10 мм болса, жазда – 18,6 мм. Қар жамылғысының қалыңдығы жыл ішінде 13–30 см-ді құрайды, кейде 50 см-ге дейін жетеді. Топырақтың тоңу тереңдігі 1,0–1,65 м аралығында

өзгереді. Аудандағы топырақ жамылғысы оңтүстіктің қара топырақтарынан, қарақоңыр, ашық қарақоңыр және бозғылт топырақтардан тұрады. Урал өзенінің жайылмаларында жайылмалық топырақтар дамыған, олар көктемгі су тасқыны кезінде өзен суымен шайылып келген ұсақ тұнбалармен қалыптасады. Өсімдіктер жамылғысы бойынша бұл өңір дала және шөлейт-далалық аймақтарға жатады.

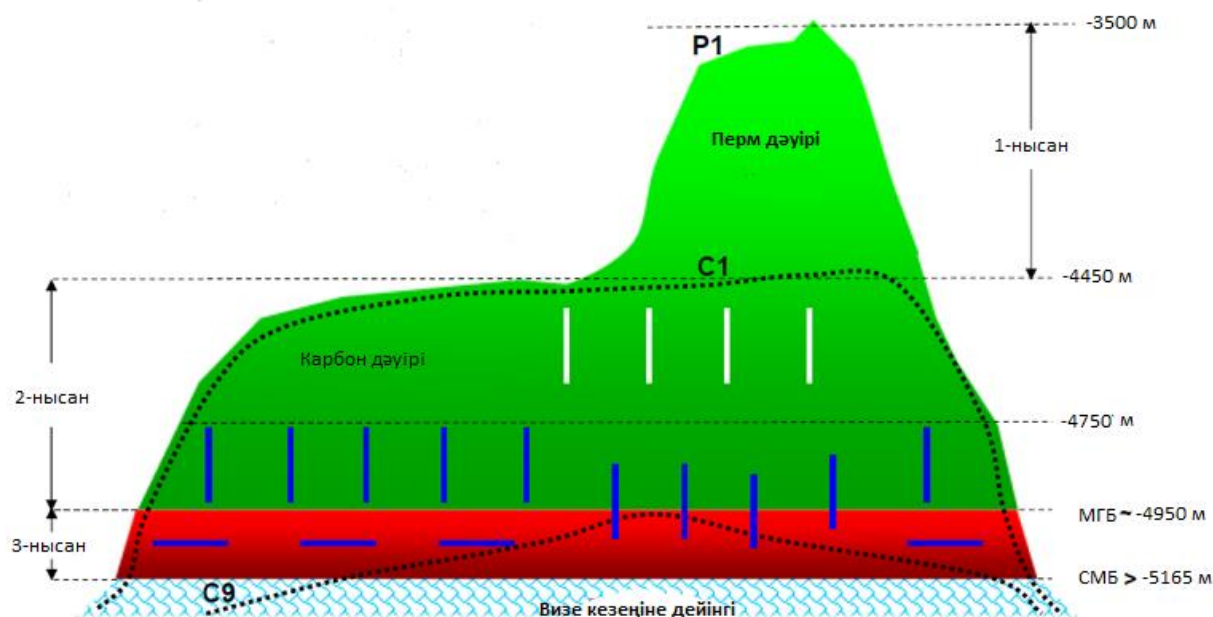


1 - сурет – Қарашығанақ кенорны орналасуының шолу картасы
Масштабы 1: 100 000

1.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттама

Қарашағанақ кенорнында ұңғымалар арқылы кайнозой, мезозой және палеозой шөгінділері 6458 м тереңдікке дейін (ДР6 ұңғымасы) ашылған. Шөгінділерді жіктеу схемасы барлау кезінде палеонтологиялық және литологиялық деректер негізінде жасалып, олар кейін ұңғымаларда стратиграфиялық бөлімшелерді бөлу үшін пайдаланылған өндірістік-геофизикалық сипаттамалармен сәйкестендірілген.

Бұрғылау арқылы ашылған ең көне шөгінділер төменгі девон жастарына жатады. Төменгі девонның қара-сұр әктасты аргиллиттерінің бұрғылау арқылы ашылған ең үлкен қалыңдығы – ДР6 ұңғымасында 430 м. Орта девон (эйфель және живет ярустары) Д1, Д2, Д4, ДР6, 15 ұңғымаларында ашылып, қатты, жұқа қабатты, қара түсті аргиллиттерден тұрады. Үстіңгі бөлігінде олар органогенді әктастармен, сирек аргиллиттер және алевролит қабаттарымен алмасады. Жалпы қалыңдығы шамамен 400 м.



2 - сурет – Коллекторлардың сұлбалық қимасы

Палеозой дәуірі PZ

Девон жүйесі C

Ең көне түзілімдер болып табылады, оның құрамында төменгі, орта және жоғарғы бөлімдер анықталған.

Төменгі девон D1

«Уральскнефтегазгеология» серіктестігімен жүргізілген детальды корреляция нәтижесінде анықталды. ДЗ, ДР7 және ДР8 ұңғымаларында 6219 м-ден 6245 м тереңдікте девонның Эмский ярусына тән сазды-карбонатты жыныстар табылды. Бұрғылау кезінде зерттелген төменгі пермь дәуірінің түзілімдерінің қалыңдығы 430 метрді құрады. Ал 6161 м тереңдіктегі Д4 және ДР6 ұңғымаларында алынған деректер алдыңғы зерттеулермен расталды.

Орта Девон D2

Д1, Д2, Д4, ДР6 және 15-ші ұңғымаларда жүргізілген бұрғылау жұмыстары бойынша ортаңғы девонның эйфель және живет кезеңдері тығыз, жұқа қабатты, қара түсті аргиллиттермен сипатталады. Аргиллиттер жоғары қарай қоңыр-сұр түсті, аргиллит пен сирек кездесетін алевролит араласқан органогенді әктасқа ауысады. Ортаңғы девонның қалыңдығы 400 метрге дейін барады.

Эйфель ярусы D2ef

Қиманың төменгі бөлігінде қабатталған сынықты-карбонатты әртүрліліктер бар. Тереңсулы түзілімдер қою-сұрдан қара түске дейінгі реңктерде, тығыз және пелоидты әктастармен араласқан аргиллиттермен сипатталады, сонымен қатар балдырлы құрылымдар мен онколиттер кездеседі. Эйфель ярусы түзілімдерінің қалыңдығы 315-тен 380 метрге дейін өзгеріп отырады.

Живет ярусы D2g

Қою-сұр, қораға дейінгі әктастармен, көбінесе органогенді және аргиллиттермен, сирек алевролиттермен сипатталады. Қиманың жоғарғы бөлігінде микрокристалды, ашық сұр әктастар да кездеседі. Живет ярусының қалыңдығы 64 метрден 92 метрге дейін өзгереді. Қарашығанақ құрылымының оңтүстік бөлігінде живет ярусының түзілімдері жоқ.

Жоғарғы Девон D3

Жоғарғы Девон түзілімдері франс және фамен ярустарымен сипатталады.

Франс ярусы D3f

Франс ярусының түзілімдері D1, D2 ұңғымаларында 5701-5916 м және 5934-6093 м тереңдіктерінде анықталған. Ярустың төменгі бөлігі негізінен алевролиттер мен аргиллиттердің қабаттарымен сипатталып, жоғарыға қарай таязсулы фашиалды әктасқа өтетін құмтастармен алмасады. Франс ярусының қалыңдығы 159 метрден 219 метрге дейін өзгереді.

Фамен ярусы D3fm

Фамен ярусының түзілімдері органогенді-детритті сферолитті әктастармен, екінші реттік доломиттермен және доломиттелген әктастармен сипатталады. Бұрғылау деректері бойынша, Фамен ярусының қалыңдығы 293 метрден 386 метрге дейін өзгереді.

Таскөмір жүйесі C

Таскөмір жүйесінің түзілімдері төменгі және орта бөлімдермен сипатталады. Бұл түзілімдер жабушы жыныстармен, трансгрессивті және таскөмірмен шайылған бұрыштық үйлесімсіздікпен көрсетілген. Кенорын аумағында визей және серпухов ярустарына тиесілі карбонатты түзілімдер кеңінен кездеседі.

Төменгі бөлім C1

Таскөмір жүйесінің төменгі бөлімінің жыныстары турней, визей және серпуховский ярустарына тән. Бұл бөлімнің тереңдігі 4400-6000 метр аралығында орналасқан.

Турней ярусы C1t

Турней ярусының түзілімдері, литологиялық айырмашылығы жоқ төменгі қабаты Фамен ярусының үстіңгі бөлігіне сәйкес келеді. Төменгі шекарасы фораминифералармен көрсетілгендіктен толық анықталмаған. Көптеген ұңғымаларда фамен және турней ярустарының литологиялық ұқсастығы себепті олар бөлмей көрсетілген, ал зерттеулерде бұл түзілімдер турней-фамен деп аталған. Турней түзілімдерінің қалыңдығы 2 метрден 108 метрге дейін ауытқиды.

Визей ярусы C1v

Визей ярусы сферолитті балдырлардан тұратын органогенді сынықтар немесе қою түсті сазды-битумды доломиттелген әктастармен ауысуымен ерекшеленеді. Ярустың негізі 32 метр қалыңдықтағы аргиллиттермен сипатталады. Аргиллиттер қара түсті, ал кейбір жерлерінде шала әктасты болып келеді. Визей ярусы қалыңдығы 5 метрден 235 метрге дейін жететін гамма-активті аргиллиттермен негізделген. Визей ярусы 4, 6, 7, 9, 11, 12, 17, 19, 20, 23 ұңғымаларында ашылып, ашық-сұр түсті, органогенді детритті, ұсақ-түйірлі,

кеуекті әктастармен сипатталады. Визей ярусының жалпы қалыңдығы 303 метрге дейін жетеді.

Серпуховский ярусы C1s

Серпуховский ярусы дәл осы ұңғымаларда ашылған, бірақ толық зерттелмеген. Түзілімдері әктастар мен доломиттердің тең қатынаста қабаттасуымен сипатталады. Жалпы қалыңдығы 201 метрді құрайды. Серпуховский ярусында таязсулы және тереңсулы жыныс қималары кездеседі, олар қою-сұр және сұр плиталы, микроқабатты әктастар мен доломиттерден тұрады. Шеткі бөліктерінде ашық түсті әктастармен, мшанка-балдырлы, строматолитті, жоғары кристаллданған, доломиттелген және доломитке ауысқан қабаттармен сипатталатын рифті қима типі кездеседі. Рифті түзілімдердің қалыңдығы 244-872 метр аралығында ауытқиды.

Ортаңғы бөлім C2

Ортаңғы бөлім түзілімдері Қарашығанақ кен орнының солтүстік шебінде ашылған. Палеонтологиялық зерттеулер нәтижесінде олар башкир ярусының төменгі горизонтына жататыны анықталған.

Башкир ярусы C2b

Ортаңғы бөлім түзілімдері биоморфты, жиі брекчияланған және біркелкі емес кеуекті әктастармен, сондай-ақ доломиттермен сипатталады. Түзілімнің қалыңдығы 17-90 метр аралығында өзгеріп отырады. Таскөмір түзілімдері аймақта 4480-5362 метр тереңдіктерде ашылған. Ашылған қабаттардың жалпы тереңдігі 530-603 метрді құрайды. Бұрғылау жұмыстары барысында башкир ярусының тек шеткі бөліктерінде жыныстардың дамуы анықталған, ал негізгі бөліктері шайылған болып табылады. Башкир ярусы жыныстарында таязсулы, теңіздік, биоморфты-детритті, органогенді-сынықты және доломит араласқан балдырлы әктастар кездеседі. Олардың қалыңдығы 4 метрден 55 метрге дейін ауытқиды. Кен орнының шығыс бөлігінде, 21-ші ұңғымамен шөгінділер тереңсулы, қою түсті әктастар мен сазды материалдар араласқан қабатты текстуралы доломиттермен ашылған. Бұл түзілімдердің қалыңдығы 38 метрге жетеді.

Мезозой дәуірі MZ

Пермь жүйесі P

Пермь жүйесінің жыныстары таскөмір жүйесінің ортаңғы және жоғарғы бөлімдерінен кейінгі стратиграфиялық үйлесімсіздікпен жабылған. Пермь жүйесінің төменгі қабаты карбонатты жыныстармен, ортаңғы бөлігі тұздармен, ал жоғары бөлігі терригенді жыныстармен сипатталады.

Төменгі бөлім P1

Пермь жүйесінің төменгі бөлігі ассель, сакмар, артинск және кунгур ярустарынан құралған. Алғашқы үш ярус карбонатты жыныстардан тұрады, олар биогермді, еңісті және салыстырмалы түрде тереңсулы қималарды құрайды, және өнімді қабатқа жатады. Төменгі бөлімнің тереңдігі 3500-6000 метр аралығында орналасқан.

Ассель ярусы P1a

Рифті фацияларда ассель ярусы түзілімдерінің қалыңдығы 728 метрге дейін жетеді. Бұл түзілімдер биогермді әктастармен, сирек кездесетін доломиттермен және олардың биоморфты-детритті түрлерімен сипатталады. Тереңсулы түзілімдер салыстырмалы түрде қою түсті, кейде қараға дейінгі түстермен, жұқа және микроқабатты битумиозды, сазды және кремнийлі материалдармен араласқан карбонатты жыныстардан тұрады.

Сакмар ярусы P1s

Рифты фацияларда ашық түсті балдырлардың түрлері, мшанкалы, тубифитті және криноидті-балдырлы әктастар кездеседі. Сакмар ярусының қалыңдығы 15 метрден 56 метрге дейін өзгереді.

Артинск ярусы P1ar

Қиманың рифті типінде ярус биоморфты-детритті әктастармен, сирек биогермді, балдырлы доломиттермен бейнеленген. Артинск ярусының қалыңдығы 90 метрді құрайды деп сипатталған.

Кунгур ярусы P1k

Кунгур ярусының түзілімдері кен орнында кеңінен таралған. Олар таскөмір артинск түзілімдерінің шайылған бөлігіндегі, Қарашығанақ көтерілімінің седиментациялық рифогенді морфоқұрылымын жапқыш ретінде орналасқан және рельефін қайталайды. Палеонтологиялық және палеоногиялық зерттеулердің нәтижелері бойынша кунгур ярусында филлиповский және ирен горизонттары айқын ажыратылады.

Филлиповский горизонты P1kf

Филлиповское горизонты жабынның тереңдіктегі өзгермелі орналасуымен сипатталады. Горизонттың қалыңдығы рифогенді құрылымның шеткі бөлігінде бірнеше метрге дейін жетсе, орталық бөліктерінде 150-304 метрге дейін ұлғаяды. Карбонатты құрылым тек 10-шы ұңғымада ашылды. Литологиялық тұрғыдан бұл жер аса кристалданған доломиттер мен әктастармен сипатталады. Сонымен қатар, 3923-3928 метр тереңдікте кунгур ярусына тиесілі остракодалар табылды. Филлиповский горизонтының түзілімдері кен орны аумағында бұрғыланған барлық ұңғымаларда анықталған және литологиялық жағынан карбонатты және карбонатты-сульфатты болып табылады. Карбонатты-сульфатты қабаты негізінен доломит араласқан ангидриттерден тұрады.

Ирен горизонты P1kir

Ирен ярусының түзілімдері 23, 102, 111 және 913 ұңғымаларда анықталды. Қарашығанақ кен орнындағы тұз түзілімдерінің қалыңдығы 4215 метрден 5018 метрге дейін өзгеріп отырады. Ирен горизонты терригенді жыныстармен араласқан тұзды түзілімдермен сипатталады. Ирен горизонтының қалыңдығы айтарлықтай ауытқиды, кейбір ұңғымаларда бұл көрсеткіш 9 метрге жетсе, басқа ұңғымаларда қалыңдығы 501,8 метрге дейін ұлғаяды. Синклинальдың ортаңғы бөлігінде қалыңдығы 250 метрді құрайды. Ал кейбір ұңғымаларда ирен горизонтының жыныстары байқалмайды, себебі тұзды күмбездер қалыңдыққа дамып, оны жабады.

Жоғарғы бөлім P2

Жоғарғы бөлім уфим, казан және татар ярустарынан тұрады.

Уфим ярусы P2u

Уфим ярусы күмбезаралық синклинальда орналасып, литологиялық тұрғыдан аргиллиттер, саздар, алевролиттер, тұздар және ангидриттер араласқан жыныстармен сипатталады. Бұл ярустың қалыңдығы өте кең аралықта ауытқиды, яғни 48 метрден 1284 метрге дейін кездеседі, ал солтүстік қанаттағы синклинальдың Қарашығанақ күмбезімен жапсары аумағындағы ұңғымаларда оның қалыңдығы 1630 метрге дейін жетеді.

Казан ярусы P2kz

Казан ярусы күмбезаралық синклинальда кеңінен таралған. Литологиялық жағынан қызыл-қоңыр, қоңыр-сұр, тығыз ангидрит ұяшықтары және тұзды тастары бар, сазды әктастар мен доломит қабаттары кездесетін алевролиттермен сипатталған. Қалыңдығы 25 метрден 300 метрге дейін өзгереді.

Татар ярусы P2t

Татар ярусының түзілімдері қоңыр, қоңыр-қызыл түсті, тығыз аргиллиттер, әктасты, құмды, полимикті құмтастар, алевролиттер мен нашар цементтелген құмдар, сондай-ақ саздақтар мен сирек әктастармен қабаттасқан.

Триас жүйесі T

Триас жүйесінің түзілімдері негізінен сазды, алевролитті және құмтасты жыныстармен қалыптасқан. Қарашығанақ күмбезінде олардың қалыңдығы 60 метрден 2040 метрге дейін өзгеріп отырады.

Юра жүйесі J

Юра жүйесінің түзілімдері орта және жоғарғы бөлімдермен берілген, олар күмбезаралық мұльданың орталық және оңтүстік аймақтарында байқалады.

Ортаңғы бөлім J2

Орта юралық түзілімдер төменгі бөлігінде ұсақ түйірлі құмтастар, сазды құмтастар және көмірлі детритті саздардың қабаттасуымен сипатталған терригенді қалыңдықты құрайды. Ал жоғарғы бөлігі ірі қабатты әктастармен емес, саздармен бейнеленген. Ортаңғы юраның түзілімдері қалыңдығы 121 метрден 392 метрге дейін ауытқиды.

Жоғарғы юра J3

Жоғарғы юра түзілімдері оксфорд-кимеридж кезеңіне жататын фосфоритті такталармен сипатталады. Фосфоритті тактаның қалыңдығы 0,5-0,8 метрге жетеді.

Бор жүйесі K

Бор жүйесі төменгі бөлігінде көрсетілген және валанжинский-готеривский, баремий және аптский ярустарынан тұрады.

Валанжский-готеривский ярусы

Ярус мергельдер мен саздардың қабаттасуымен сипатталады. Бұл түзілімдердің қалыңдығы 13-тен 44 метрге дейін ауытқиды.

Баррем ярусы

Ярус қара түсті, тығыз құмды мергельдер мен сидерит конкрециялары бар саздармен сипатталады. Оның қалыңдығы 24-тен 80 метрге дейін ауытқиды.

Аптский ярусы

Ярус кара-сұр, әктасты емес, тығыздалған құмтасты саздармен, пириттелген сидерит пен мергелдермен қабаттасқан. Оның қалыңдығы 76 метрге дейін жетеді.

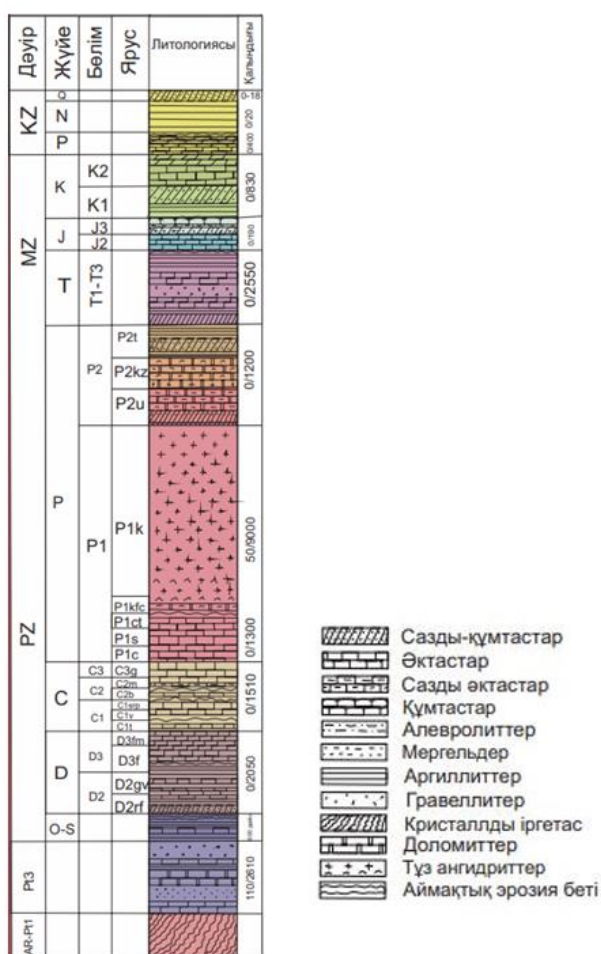
Кайнозой дәуірі KZ

Неоген жүйесі N

Неоген жүйесі плиоцен кезеңімен сипатталып, ол жасыл-сұр, сұр түсті әртекті түйірлі құм, құмтас және алевролит қабаттасқан саздармен ерекшеленеді. Плиоцен қабатының қалыңдығы 20 метрден 125 метрге дейін ауытқиды.

Төрттік жүйесі Q

Төрттік жүйенің түзілімдері саздақтар, құмды саздар және малтатастар линзалары мен саз қабаттарының қабаттасуымен сипатталады. Қалыңдығы 20 метрге дейін ауытқиды.



3 - сурет – Каспий маңы ойпаты солтүстік шебі литолого-стратиграфиялық бағанасы

1.3 Тектоника

Қарашығанақ кен орны тектоникалық тұрғыдан Каспий маңы ойпатының солтүстік борттық аймағының ішкі бөлігінде орналасқан, мұнда шөгінді жабынының қалыңдығы өте үлкен және тұз тектоникасы айқын көрінеді.

Сейсмикалық түсірілім мәліметтері бойынша, кен орны ауданында 6–7 км тереңдікте күрделі құрылымды іргетастың көтерілімі байқалады. Кен орны шамамен 400 м амплитудасы бар іргетас көтерілімдерімен байланысты, бұл құрылым солтүстігінде доға тәрізді иіліммен шектелген. Оңтүстігінде бұл көтерілім субендік бағыттағы екі жарылым тармағымен қоршалған, солар бойынша іргетас беті солтүстіктен оңтүстікке қарай сатылы түрде төмендейді. Бұл жарылымдардың амплитудасы батысқа қарай ұлғая түсіп, 1200 м-ге дейін жетеді. Бұл жарылымдар девон терриген қабатының төбесі мен ежелгі іргетаста жақсы байқалмайды. Оңтүстік тармақтың мұраланған сипаты туралы көмір және төменгі пермь шөгінділеріндегі Қарашағанақ көтерілімінің тік қапталы дәлелдейді.

Ежелгі құрылым элементтерінің субендік және субмеридиандық бағытталуы девонның терригенді шөгінділерінің төбе құрылымында да көрініс тапқан. Қарашағанақ кен орнының негізгі карбонатты массиві фамен-артин құрылымдық деңгейімен байланысты, ол Каспий маңы ойпатының жиегіне параллель бағытталған ірі тұзасты массивті құрайды. Массивтің өлшемі 14,5×28 км, биіктігі – 1600 м, ал жоғарғы девон мен төменгі пермь тұзасты карбонатты шөгінділерінің жалпы қалыңдығы – 2000 м дейін. Массивтен тыс бұл шөгінділердің қалыңдығы 600 м-ден аспайды.

Құрылымдық деңгей үш ішкі деңгейге бөлінеді: жоғарғы девон – турней, визей – башкир және төменгі пермь. Әрқайсысы өзіне тән құрылымдық ерекшеліктерге ие. Визей – башкир құрылымдық ішкі деңгейінің құрылысы кен орнында басқаға қарағанда жақсы зерттелген. Бұл деңгей жоғары жағынан пермьге дейінгі үзіліс бетін қамтиды. Карбонат шөгінділерінің төбесі денудация процестерінің әсерімен, шөгінді түзілуінің үзілуімен және массивтің жоғарғы бөлігінің шайылуымен түзілген. Массив жоспарда шығыс бөлігінде кеңейіп, батысқа қарай тарылып, периклиналь құрайды. Жоғарғы жағы жайпақ және аз деформацияланған, ал қапталдары мен периклиналдары тік, еңіс бұрышы 40–50°-қа дейін жетеді. Көтерілімнің жайпақ күмбез бөлігінде (420, 933, 304, 27, 24, 223, 43 ұңғымалары маңында) күмбездің ені ең үлкен мәніне жетіп, оның төбесі жоспарда жарты ай тәрізді пішінге ие болады. Бұл бөлік -4500 м изогипспен шектеліп, төменгі пермь құрылымының негізін құрайды, ал бұл құрылым көмірлі-карбонатты массивтің басқа бөліктерінен 100 м-ден астам биіктікте орналасқан.

Төменгі пермь ішкі құрылым деңгейі шығыс бөліктегі көмірлі негіздің үстінде риф құрылымының қалыптасуымен ерекшеленеді, ал бұл рифтің биіктігі бүкіл көмірлі-карбонатты массивтің биіктігіне тең. Батыста да 3×4 км өлшемде және 100 м биіктікте төменгі пермь шөгінділерінің таралу аймағы анықталған. Қазіргі уақытта 423 және 424 пайдалану ұңғымалары осы төменгі пермь шөгінділерін ашып, нәтижесінде шығыс және батыс учаскелері бір-бірімен шамамен 6 км еніндегі төменгі пермь карбонатты жолағы арқылы қосылған. Кунгур – триас құрылымдық деңгейі тұз тектоникасының дамуымен ерекшеленеді және Қарашағанақ кен орны үшін жапқыш ретінде қызмет атқарады. Тұз тектоникасының ерекшеліктері тұзасты құрылымының батыстан

шектеледі. Барлығы бес учаскеде филиппов горизонтының карбонатты қабатында коллекторлар бар (ауданы 1,8-ден 38 км² дейін). Коллекторлық қасиеттер бойынша керндік деректер жоқ, ал ГИС мәліметтері бойынша ұңғымалардағы орташа кеуектілік 6–9 пайыз аралығында.

Филиппов горизонтының үстінде орналасқан, аз кеуекті-жарықшақты коллекторлардағы шағын мұнай кен орны межкупольді мұльда шегінде анықталған. 112-ұңғымасында 3556–3568 м аралығындағы 10 м қалыңдықтағы және 6,5 пайыз кеуектілігі бар қабаттан 30 м³/тәу мұнай алынған (10 мм штуцер арқылы). Осындай коллекторлар тағы алты ұңғымада табылған, олар жалпы ауданы 0,6–1,1 км² үш шағын учаске құрайды. Қабаттық тұзақтар литологиялық шектелген.

Орта девон шөгінділерінің өнеркәсіптік мұнай-газдылығы 15-ұңғымасында, 5670–5754 м (эйфель ярусы) аралығында анықталған, ол жерден 76,2 м³/тәу жеңіл мұнай және 69,1 мың м³/тәу газ алынған. Орта девон қабаты қара түсті аргиллиттерден және әктастардан тұрады. Бұл кен орны құрылысы мен коллекторлық қасиеттері бойынша ең аз зерттелген.

Аталған шағын кен орындары бойынша бекітілген мұнай мен газ қорлары негізгі, төменгі пермь-жоғарғы девон шөгінділерімен байланысты мұнай-газ-конденсатты кен орнындағы қорлардың 1 пайызынан азын құрайды. Бұл негізгі шоғырдің биіктігі 1600 м, ол массив типіндегі табиғи резервуар болып табылады және кунгур ярусы мен жоғарғы пермь тұнбаларынан құралған тұзды-терригенді жапқышпен үстінен оқшауланған.

Су-мұнай жанасу белгісі 100-ге жуық ұңғымаларда анықталып, -5150 м деңгейінде қабылданған. Газ-мұнай жанасуын нақты анықтау қиын, өйткені қабат жағдайларында флюидтер критикалық күйге жақын болады, бұл кезде газ бен сұйықтықтың қасиеттері бір-біріне ұқсайды.

Тек термобарлық параметрлер мен эксперименттік зерттеулер негізінде фазалық күйді сенімді бағалауға болады. Бұл зерттеулер газ мөлшері 700–1000 м³/м³ болғанда жеңіл мұнайлардың газконденсат күйіне өтетінін көрсетті. Эксперименттік модельдеу нәтижелері бойынша, егер газ мөлшері 850 м³/м³ төмен болса — жүйе мұнайлы, ал одан жоғары болса — газконденсатты деп есептеледі.

"Порта-Тест" сепараторы арқылы ұңғымаларды зерттеу нәтижелері бойынша, газконденсатқа өту -4971 – -4938 м интервалында жүреді. Мұнай алынған ең жоғарғы белгі – -4965 м, ал газ алынған ең төменгі белгі – -4940 м. Сондықтан МНБ -4950 м деңгейінде қабылданды.

Газ бөлігі биіктігі 1400 м, мұнай бөлігі – 200 м, ал өнімді аудандар тиісінше 198880 және 262600 мың м².

Мұнай-газ-конденсатты шоғырдің геостатикалық моделі

Осы жұмыста қолданылған геостатикалық модель — КИО әзірлеген және алғаш рет 1988 ж. қор есептеулері кезінде пайдаланылған модельді жетілдіру нәтижесі.

Бұл модельдің негізгі элементтері – табиғи резервуар, ондағы газ, мұнай және су аймақтарын шектейтін беттер. Су-мұнай және газ-мұнай жанасу деңгейлері жоғарыда берілген.

Негізгі қағидалар:

1. Төменгі пермь–таскөмір қимасының шамамен 2 км қалыңдығы бар және гидродинамикалық тұрғыда байланысты, біртұтас мұнай-газ-конденсат шоғырін камтиды.

2. Карбонатты массив көпгенезді, фация типтері әртүрлі.

3. Биогермді, биоморфты-детритті, детритті және органогенді-қиыршық әктастар мен доломиттер – кеуекті коллекторлар болып табылады. Кей жерлерде каверналар мен жарықтар бар, яғни каверналы-кеуекті және жарықшақты типтер кездеседі.

4. Коллекторлардың фильтрациялық-қабылдағыш қасиеттері кең ауытқуда және айтарлықтай заңдылықсыз таралған.

Өнімді қимада 17 қабат ерекшеленген. Жоғарғы бес қабат төменгі пермьге жатады және 1-объекті құрайды. Қабаттардың қалыңдығы әртүрлі – кейде метрдің бөлшегі, кейде 200 м-ден асады. 40 пайыз ұңғымаларда қалыңдық 20 м-ден аз, 8–14 пайыз-ында 40 м-ден аспайды.

1-қабатта коллекторлар құрылымның шығыс бөлігінде дамыған, ең қалың аймақ изопакхитамен шектелген және серп тәрізді пішінді. Қалған пермь қабаттарында да осындай көрініс сақталады. Көмірлі қабаттардағы 11 қабат бірнеше топқа біріктірілген.

6–10 қабаттарда жалпы қалыңдықтар – 30–60 м. Коллекторлар біркелкі таралғанымен, кей жерлерде мүлдем жоқ. Жеке ұңғымаларда максималды тиімді қалыңдықтар тіркелген (мысалы, 6-қабатта – 61.6 м, 10-қабатта – 103.2 м).

11–13 қабаттарда 80 м-ден жоғары қалыңдықтар 40 пайыз ұңғымаларда кездеседі. Бұл қабаттарда коллекторлар жақсы дамыған және кеңінен таралған.

14-қабатта ұңғымалардың жартысынан астамы 30–60 м қалыңдықтарды ашқан. 5 пайыз-ы – 90 м-ден жоғары, 5 пайыз-ы – 10 м-ден төмен. Кей аймақтарда тиімді қалыңдықтар жоғары (82.4 м), кейде мүлде жоқ.

15-қабат визей ярусының төменгі бөлігінде орналасқан, 85 пайыз ұңғымаларда жалпы қалыңдығы 20 м-ден кем, оның жартысында – 10 м-ден де аз. Бұл қабат аргиллитті немесе карбонатты-балшықты.

16-қабат турней ярусына жатады, 55 ұңғымада ашылған, 71 пайыз-ында 70 м-ден жоғары қалыңдыққа ие. Коллекторлар жоқ ұңғымалар – бірен-саран.

17-қабат (фамен ярусы) 50-ден аз ұңғымада ашылған және олардың бір бөлігінде ғана өнімді.

Бұл геостатикалық модель бұрынғы модельдермен ұқсас негізде жасалғанымен, басты артықшылығы – алғаш рет табиғи резервуар мен шоғыр құрылымын формализациялап, екі және үш өлшемді компьютерлік модель түрінде көрсетуінде. Біріншісі геологиялық қорларды есептеуге, екіншісі – гидродинамикалық модельдеуге арналған.

1.5 Мұнай, газ және конденсат қоры

Қорлар барлық жобалық құжаттарда қабылданған үш пайдалану нысаны бойынша есептелді: біріншісі – пермдік шөгінділердегі газоконденсатты кен орнының бөлігі, екіншісі – таскөмірлік шөгінділердегі газоконденсатты бөлігі және үшіншісі – кен орнының мұнайлы бөлігі. Соңғысында есептеу мұнай қасиеттерінің, атап айтқанда, оның тығыздығының айырмашылығына байланысты оңтүстік-батыс және солтүстік-шығыс учаскелері үшін жеке жүргізілді.

Бос газ және конденсат қорлары 1988 жылғы шекаралар бойынша В санатына, ал қалған кен орны аумағында С1 санатына жіктелді. Мұнай және ондағы еріген газ қорлары С1 санаты бойынша, ал 21-ұңғыма ауданында С2 санаты бойынша бағаланды. Кен орнын тәжірибелік-өнеркәсіптік пайдалану материалдарын талдау нәтижелері бойынша газ, конденсат және олардың құрамындағы компоненттер І нысан бойынша 117, 150, 126, 330, 121, 114, 6, 703, 215, 630, 172, 16, 171, 628, 626, 116, 622, 102, 621, 201, 115, 106, 127, 145, 118, 117 ұңғымалармен шектелген аумақта, ал ІІ нысан бойынша 305, 804, 310, 320, 7, 126, 326, 2Д, 622, 625, 628, 196, 116, 201, 822, 328, 605, 806, 305 ұңғымалармен шектелген аумақта В санатына ауыстырылды.

Бос газ, конденсат, мұнай және ондағы еріген газ қорлары көлемдік әдіспен есептелді. Бұл ретте газ және мұнаймен қаныққан көлемдерді есептеу тиімді қалыңдық карталарын кеуектілік және мұнай-газбен қаныққандық карталарымен көбейту арқылы жүргізілді. Бұл жұмыстар норвегиялық Smedvig Technologies компаниясы әзірлеген Irap Mapping бағдарламалары арқылы компьютерде орындалды.

Төменгі пермдік шөгінділердегі коллекторлар кен орнында түгелдей таралмағандықтан, І есептік нысан бойынша газбен қаныққан аумақ осы коллекторлардың таралу шекарасы бойынша анықталды. ІІ нысан бойынша газбен қаныққан аумақ резервуардың төбесіндегі құрылымдық картадан алынған газбен қаныққандық контуры бойынша анықталды.

ІІІ нысан бойынша мұнаймен қаныққан аумақ мұнай тығыздығы әртүрлі оңтүстік-батыс және солтүстік-шығыс учаскелері үшін жеке анықталды. Оңтүстік-батыс учаскеде С2 санатындағы қорлармен байланысты аумақ жеке анықталды.

Әрбір ұңғымада есептік нысан бойынша орташа кеуектілік мәні қалыңдық бойынша орташа салмақталған мән ретінде анықталды және осы деректер негізінде кеуектілік карталары жасалды. Газ және мұнаймен қаныққан жыныстардың кеуек көлемін анықтау үшін кеуектілік карталары тиімді газ және мұнаймен қаныққан қалыңдық карталарымен көбейтілді.

Әрбір есептік нысан бойынша ұңғымалардағы мұнай-газбен қаныққандық коэффициенті кеуектілік пен қалыңдық бойынша орташа салмақталған мән ретінде есептелді. Осы мәндер бойынша мұнай-газбен қаныққандық карталары жасалды, ал мұнай-газбен қаныққан көлем карталары осы карталарды тиісті нысандар бойынша кеуек көлем карталарымен көбейту арқылы анықталды.

Бұрын негізделген қалдық мұнаймен қаныққандық (4,5 пайыз) газ қорларын есептеу кезінде келесі түрде ескерілді: есептік нысан бойынша мұнай-газбен қаныққан көлемнен 0,045-ке көбейтілген кеуек көлемі шегерілді.

Термобарикалық жағдайлар мен флюидтік жүйеге байланысты есептік параметрлер өнімді жыныстардың кеуек көлемі бойынша орташа салмақталған мәндер ретінде анықталды. Бұл 1988 жылғы қорларды есептеу кезінде ұсынылған және жүзеге асырылған әдіс қолданылды. Оның дұрыстығы кен орнының бір гидродинамикалық резервуарға тиесілігімен, яғни параметрлердің өзгерісі тереңдікпен бақыланатын біртұтас флюидтік жүйемен расталады.

Қорларды есептеу кезінде параметрлер 100 м қалыңдықтағы қабаттар бойынша, ал кен орнының төменгі бөлігінде, параметрлердің едәуір өзгерістері байқалатын жерде, 50 м сайын орташа салмақталған мәндер ретінде есептелді. Бұл параметрлердің орташа салмақталған мәндерін бағалау дәлдігін арттырды, өйткені аз қалыңдықтағы қабат шегінде оның орташа мәні туралы сенімдірек айтуға болады. Сонымен қатар, параметрлердің тереңдікке байланысты өзгеру тәуелділіктері де дәлірек болды, өйткені 10 жыл ішінде зерттеулер көлемі едәуір артты және олардың негізінде компьютерлік флюидтік модель жасалды.

I және II нысандар бойынша газ және сұйықтық қорлары C5+V потенциалды құрамына және қабаттық құрғақ газ үлесіне қарай есептелді, ал III нысан бойынша – қабаттық мұнайдың бір реттік газсыздандыру шарттарына негізделді.

Өндіру коэффициенттері мен алынатын көмірсутек қорлары 1999 жылғы 1 қаңтардағы зерттелу жағдайы бойынша есептелді және 1999 жылғы 14 қарашада ҚР ГКЗ-да (№42-99-Ү хаттама) бекітілді.

Қалдық геологиялық және алынатын қорлар бастапқы қорлар мен өндіру көлемінің айырмасы ретінде анықталды, бұл ретте құрғақ газ және өндіру кезінде алынатын газдағы C5+V потенциалды құрамына, сондай-ақ мұнай мен ондағы еріген газдың бір реттік газсыздандыру шарттарына қайта есептелген көлемдеріне түзетулер енгізілді.

1.6 Гидрогеология

Қарашығанақ мұнай-газ конденсат кен орны Каспий маңы артезиан бассейнінің аумағында орналасқан. Бірқатар зерттеушілердің пікірінше, бұл бассейн Орыс платформасының оңтүстік-шығыс бөлігін қамтитын Солтүстік Каспий бассейнінің құрамына кіреді, ал басқалары оны Шығыс Еуропа платформасының терең батқан шетіндегі Еділ-Орал мегабассейнінің бөлігі ретінде қарастырады. Көптеген ғалымдардың мәліметтеріне сәйкес, бұл аймақ үш гидрогеологиялық қабатқа біріктірілген 18 сулы кешенге бөлінеді: тұзасты, тұзүсті және жабын қабаттары. Бұл қабаттар аймақтық сулы өткізбейтін жыныстармен бөлінген. Дегенмен, Қарашығанақ кен орнында жабын қабатты нақты ажырату қиын, өйткені кен орнының көптеген бөліктерінде юра, бор, тіпті

триас дәуірінің сулы горизонттары неоген-төрттік кешендермен гидродинамикалық тұрғыда байланысқан.

Осыған байланысты кен орнында тек екі негізгі қабат – тұзасты және тұзүсті – бөлінеді, оларды Кунгур, Уфа және Қазан кезеңдерінің тұзды-терригенді шөгінділері ажыратып тұр.

Кен орнының өнеркәсіптік мұнай-газдылығы тұзасты қабатымен байланысты, ал көмірсутектер төменгі пермь, төменгі карбон, орта және жоғарғы девон шөгінділерінде кездеседі.

Геологиялық құрылымы мен жыныс құрамының ерекшеліктеріне байланысты кен орны Каспий маңы бассейнінің шығыс бөлігіндегі екінші гидрогеологиялық аумақта орналасқан.

Гидрогеологиялық қимада бес қабат анықталған:

- Бірінші қабат іргетастың кристалдық жыныстарымен сипатталады;
- Екінші қабат – палеозойға дейінгі су сіңіргіш шөгінділерден тұрады, тереңдігі 5–12 км;
- Үшінші қабат – жоғарғы палеозойдан төменгі триасқа дейінгі аралықты камтиды, қалыңдығы 2–8 км;
- Төртінші қабат – мезозой-кайнозой дәуіріне жатады, тереңдігі 2–3 км;
- Бесінші қабат – ең үстіңгі гидрогеологиялық қабат, қалыңдығы 0.6–0.7 км.

Төртінші және бесінші қабаттардың арасында саздар мен мергельдер жатыр. Жерасты суларының орналасуы, қозғалысы және ағыны әртүрлі сипатқа ие. Бассейн шеттерінен ағыс бағыты бойынша су минералдануының артатыны байқалған – әр километр сайын 0.8–1.2 г/л-ге артып отырады.

Жоғарғы девон мен төменгі карбон шөгінділерінің сулары микроэлементтерге бай, хлоркальций типті тұздықтар болып табылады. Метаморфтану деңгейі мен азоттық индикаторлар мөлшері қимамен төмендеген сайын азаяды (6.4–37.6 пайыз). Орта және төменгі карбон сулары 170–387 г/л минералдануға ие, негізінен хлоридті натрийлі-хлоркальцийлі типте. Жоғарғы триас пен төменгі юра сулы кешені де 169–304 г/л минералданған, химиялық құрамы біркелкі. Жоғарғы бор шөгінділері жарықшақты-карсты ағынсыз сулармен сипатталады. Бұл сулар әдетте тұщы, гидрокарбонатты-кальцийлі немесе натрийлі.

Жоғарғы плиоцен сулары құрамында стронций, аммоний, литий, бром, барий, марганец, алюминий және мыс мөлшері жоғары, бұл олардың техногендік ластанудың ықтимал көрсеткіші екенін білдіреді.

Қарашағанақ кен орнындағы қабат сулары жоғары минералданған хлоркальцийлі тұздықтармен сипатталады, олардың тығыздығы 1.0750–1.1201 г/см³, ал тұздардың жалпы мөлшері 108.05–177.88 г/л аралығында. Судың иондық құрамы біркелкі: хлор мен натрий иондарының үлесі 75.6–94.1 пайыз құрайды. Хлор концентрациясы 1777–3126 мг-экв/л, натрий — 1580–2580 мг-экв/л. Сульфаттар 14.8–68.8 мг-экв/л деңгейінде, ал гидрокарбонаттар кейбір үлгілерде анықталмаған немесе 27.5 мг-экв/л-ден аспайды. Кальций мен магний иондарының концентрациясы тиісінше 105–501 және 32–204 мг-экв/л

аралығында. Қабат суларының метаморфизация коэффициенті ($r_{Na/rCl}$) 0.76–0.98 аралығында өзгеріп, минералдану мен сульфаттылықтың өзгеруіне байланысты. Йодтың концентрациясы минералдану деңгейіне кері пропорционалды: төмен минералданған суларда 31.2–85.6 мг/л, жоғары минералданған суларда 5.29–27.49 мг/л. Бром, литий, рубидий, цезий және калийдің концентрациялары минералдануға тәуелсіз және сәйкесінше 223–618; 24–35; 0.5–0.8; 0.02–0.2 және 675–2175 мг/л диапазонында. Ұңғыма 801-де жүргізілген зерттеулер қабат суларының химиялық және микрокомпоненттік құрамының уақыт бойынша тұрақты екенін көрсетті. Қабат суларының құрамындағы газдарда қышқыл компоненттердің үлесі жоғары, 60 пайыз-дан астам.

Метан мен оның гомологтарының үлесі 33–66 пайыз, метанның өзі негізгі бөлігін құрайды. Басқа компоненттерге гелий (0.03–0.04 пайыз), азот (0.36–4.92 пайыз) және сутегі (0.16–2.29 пайыз) жатады. Қабат суларының газбен қанығуы 5717–7340 нсм³/л аралығында, оның ішінде қышқыл компоненттер 2800–3720 нсм³, ал көмірқышқыл газы 1300–1720 нсм³. Газбен қанығу коэффициенті 0.74–1.10 диапазонында. Қабат суларының құрамындағы көмірқышқыл газының жоғары мөлшері қабат қысымының төмендеуі кезінде карбонаттық тепе-теңдіктің бұзылуына әкелуі мүмкін, бұл өз кезегінде ерімейтін тұздардың түзілуіне және коллекторлық қасиеттердің нашарлауына себеп болуы мүмкін.

2 Арнайы бөлім

2.1 Коллекторлардың қалыңдығы, сыйымдылық-фильтрациялық қасиеттері

Төменгі пермь, таскөмір және девон өнімді шөгінділері негізінен органогенді карбонатты жыныстармен ұсынылған, олар терригенді қоспалардан бос немесе оның аз мөлшерін ғана қамтиды. Өнімді қабаттардың жыныстары постседиментациялық өзгерістермен сипатталады: доломиттену, ангидриттену, кальциттену, қатаю, қайта кристалдану, шайылу, жарықшақтану. Екінші реттік өзгерістер шөгінділердің заттық құрамына айтарлықтай әсер етіп, карбонатты жыныстардың құрылымдық-мазмұндық ерекшеліктерін қалыптастырды, сонымен қатар коллекторлардың бастапқы бос кеңістігінің трансформациясына себеп болды.

Өнімді кешендегі жыныстарда аралық, ішкі аралық, түйіршікаралық және шайылу бос орындары анықталды, олардың пішіні, өлшемдері және басқа сипаттамалары кен орнын зерттеу процесінде жақсы зерттелді. Бос кеңістіктің құрылымында каверноздылықтың белгілі бір рөлі бар, және таскөмір шөгінділеріндегі каверналардың жиілігі пермь шөгінділеріне қарағанда жоғары. Екінші реттік каверналар бастапқы каверналарға қарағанда айтарлықтай кең таралған. Карбонатты массивте жарықшақтанудың да кең таралғандығы байқалады. Өнімді кешендегі жарықшақтардың таралуы біркелкі емес, бірақ жарықшақталған жыныстар жиі массивтің шеткі бөліктерінде кездеседі.

Кеуектілікдық коллекторларға кеуектіліклігі 6 пайыз-дан жоғары таужыныстартар жатады. Коллекторлы таужыныстардатарда фациялық, стратиграфиялық және литологиялық шектеулер жоқ екені анықталды.

Коллекторлардың кеуектілігі, керн бойынша анықталған, 7,3 пайыз-дан 15,4 пайыз-ға дейін ауытқиды, орташа мәні пермь үшін 10,6 пайыз, газбен қаныққан карбон үшін – 10,4 пайыз, ал мұнаймен қаныққан үшін – 9,5 пайыз. Жекелеген шөгінді бөліктері (перми, газды карбон және мұнайлы) үшін геофизикалық зерттеулер бойынша анықталған орташа кеуектілік мәндер сәйкесінше 8,9 пайыз, 8,6 пайыз және 8,9 пайыз құрайды. Сонымен қатар, тиімді қалыңдық бойынша орташа салмақталған кеуектілік мәндер сәйкесінше 9,6 пайыз, 9,2 пайыз және 9,2 пайыз, ал геологиялық қорларды есептеу кезінде көлем бойынша салмақталған орташа кеуектілік мәндер ГИС бойынша объектілер бойынша сәйкесінше 9,3 пайыз, 9,6 пайыз және 8,9 пайыз болды. Коллекторлардың нақты қабаттарында керн мен ГИС бойынша кеуектілік мәндер жақсы сәйкес келсе де, қорларды есептеу мен жобалауға арналған кеуектіліктің орташа мәндері ГИС материалдары бойынша есептелген мәндер негізінде қабылданды. Бұл тәсіл дұрысырақ және үздіксіз болып табылады, себебі ГИС бойынша кеуектілікті бағалау коллекторлардың тиімді қалыңдығының интервалдарын анықтауда негіз болып табылады. Әрбір объект бойынша керн талдаулары негізінде анықталған өткізгіштік мәндері I, II және III объектілер үшін сәйкесінше 11,01, 22,45 және $15,91 \cdot 10^{-3}$ мкм² құрайды. Бұл

ретте коллекторлардың басым бөлігі өткізгіштікпен $0,015 \text{ мкм}^2$ дейін сипатталады, өткізгіштік мәндері төменгі шектен 2 мкм^2 дейін өзгеріп отырады, ал $1-2 \text{ мкм}^2$ мәндері тек бірлі-жарым үлгілерде кездеседі, бірақ орташа мәндерді айтарлықтай арттырады. Сондықтан жоғары гетерогенділік пен коллекторлардың күрделі құрылымы жағдайында өткізгіштіктің орташа мәндерін оның барлық өзгеру диапазоны бойынша емес, коллектордың нақты кеуектілік мәндері шегінде ең көп кездесетін өткізгіштік мәндері туралы айту дұрысырақ. Осыған байланысты керн талдауы нәтижелерін статистикалық өңдеу әдісі қолданылды, онда әрбір кеуектілік өзгеріс интервалында (кеуектіліктің өзгеру интервалы 2 пайыз құрайды) өткізгіштіктің жиіліктері есептелді. Өткізгіштіктің келесі кластарын таңдады: $(0.01-0.02) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $(0.02-0.05) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $(0.05-0.1) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ және әрі қарай 10 есе ұлғайту.

Коллекторлар объектілері үшін өткізгіштіктің кеуектілік интервалдар бойынша жиіліктерінің полигондық таралуы көрсетілген. Керн материалын талдау нәтижелеріне сәйкес, барлық объектілер үшін өткізу қабілеттілігі кеуектіліктің тән мәндеріне байланысты $0,310^{-3} \text{ мкм}^2$ -ден 310^{-3} мкм^2 -ге дейін өзгереді. Керн бойынша көлденең (қабаттау бағытымен) және тік (қабаттауға перпендикуляр) өткізгіштік анықталды. Тік өткізгіштік көлденең өткізгіштіктен I объекті үшін 18,4 пайыз, II үшін 30,7 пайыз және III үшін 33,8 пайыз төмен. I объектісінің өткізгіштігі II және III объектілерге қарағанда төмен.

Карбон үшін өткізгіштік тереңдікпен төмендейді, көлденең өткізгіштіктің орташа мәні 29,1 пайыз төмендесе, тік өткізгіштігі 32,2 пайыз төмендейді. Вертикальды өткізгіштік және көлденең өткізгіштіктің қатынасы жұмысында әртүрлі литологиялық құрамдағы, бірдей интервалдарда алынған керннің жарықшақталмаған үлгілері бойынша бағаланды. Кпр гор ($n=393$) мәні $14,710^{-3} \text{ мкм}^2$, тік ($n=898$) – $10,310^{-3} \text{ мкм}^2$ болды. Осылайша, матрицалық өткізгіштік изотропты деп санауға болады. Келесі үш нұсқада өткізгіштік қатынасын бағалау жүргізілді:

Нұсқа 1. Көлденең және тік өткізгіштіктердің орташа мәндері бойынша: а) Көлденең және тік өткізгіштіктердің орташа мәндеріне негізделген есептеулер. б) Көлденең және тік өткізгіштіктердің орташа мәндеріне негізделген қатынасқа негізделген есептеулер.

Нұсқа 2. Өткізгіштіктер бір керн үлгісінде өлшенген кезде, көлденең және тік өткізгіштіктердің қатынасы.

Нұсқа 3. Өткізгіштіктердің қатынасы көлденең және тік өткізгіштіктерді әртүрлі диапазондарда есептегенде анықталады.

Нұсқа 1 бойынша барлық анықтамалар бойынша өткізгіштіктер салыстырылды. Нұсқа 2 бойынша бір керн үлгісінде анықталған көлденең және тік өткізгіштіктердің салыстыруы, өткізгіштіктің барлық өзгеру диапазоны бойынша анизотропияны көбірек көрсетеді. Өткізгіштік мәндерінің үлкен айырмашылығы техникалық қателіктерден туындаған болуы мүмкін. Сондықтан өткізгіштіктің орташа мәндерін есептеу үшін соңғы нұсқа қолданылды.

Қарашағанақ кен орнында қабаттардың сүзгіштік-емкостық қасиеттері жоғары және максималды тиімді қалыңдықтары бар үш аймақ анықталды:

солтүстік, орталық және оңтүстік. Бұл аймақтар объектінің 36 пайыз-ын алып жатыр және оның тиімді бөлігінің 59,6 пайызын құрайды.

Коллекторлар разрезде біркелкі таралмаған: коллекторлардың біркелкі дамуы бар учаскелер ерекшеленеді, олар әдетте жалпы және тиімді қалыңдықтың максималды зоналарымен сәйкес келеді, сондай-ақ қимарның әртүрлі бөліктерінде коллекторлардың жергілікті шоғырлану учаскелері байқалады. Солтүстік аймақта ортаңғы және төменгі қабаттарда коллекторлардың басым дамуы бар учаскелер бөлініп шығады (ұңғымалар 23, 313, 104, 117), ал орталық аймақта коллекторлардың біркелкі дамуы бар екі аудан ерекшеленеді, олар төменгі және жоғарғы қабаттарда коллекторлардың жергілікті шоғырлану учаскелерімен қоршалған (ұңғымалар 154, 330, 2Д).

Ұсақ түйіршікті седименттік кеуекті минералдардың кристалдары арасындағы аралықтардан пайда болып, олардың өлшемі 0,001-ден 0,01 мм-ге дейін болады. Формалық седименттік кеуекті органикалық қалдықтар мен олардың сынықтары арасындағы аралықтардан тұрады, олардың өлшемі 0,02-ден 0,35 мм-ге дейін ауытқиды. Кеуекті өлшемдері типіне байланысты өзгеріп отырады: диагенетикалық поралар үшін 0,01-ден 0,05 мм-ге дейін, екінші реттік шығу тегі бар поралар үшін 0,05-ден 10 мм-ге дейін. Үлкен аймақтар ішінде пористік және өткізгіштік қасиеттерде елеулі ауытқулар байқалады, ал пористік кеңістіктің қалыңдығы 5-10 м аралығында өзгеруі мүмкін.

1 Кесте – Қарашағанақ кен орнындағы қабаттардағы орташа температура, қысым, өткізгіштік және өткізгіштік зерттеу нәтижелері

Атауы	Ұңғымалар саны	Өлшеулер саны	Уақыт аралығы	Қабат бойынша орташа мән
Бастапқы қабаттық қысым, МПа	27	46		59,30 (5052 м)
Бастапқы қабаттық температура, °С	12			90,90 (5052 м)
Өткізгіштік, 10^{-3} мкм ²	19	32	0,25 – 31,0	14,1
Өткізгіштік, 10^{-3} м ² *м ²	19	32	12 – 2770	396,7
Пьезокұрылымдық өткізгіштік, м ² /с	19	32	0,003 0,0042	0,00342

Қарашағанақ кен орнында керн материалдары бойынша кеуектілік пен өткізгіштік арасындағы нақты байланыс байқалмайды, алайда кеуектіліктің артуымен өткізгіштіктің ұлғаю үрдісі байқалады. Бұдан бөлек, керн бойынша алынған тәуелділіктің елеулі кемшілігі – бұл тәуелділіктің коллектор қойнауындағы табиғи жағдайларды ескермей, стандартты зертханалық жағдайда алынған деректер негізінде жасалғандығы. Сондықтан кеуектілік пен өткізгіштік арасындағы байланысты зерттегенде, қабат жағдайларына барынша жақын әдістерге сүйену әлдеқайда шынайы болып саналады. Атап айтқанда, кеуектілік мәндерін геофизикалық зерттеулерді интерпретациялау нәтижелері бойынша, ал

өткізгіштік мәндерін ұңғымаларды газогидродинамикалық зерттеу нәтижелері бойынша есептеу анағұрлым нақты. Себебі бұл параметрлер тікелей қабат жағдайында өлшенетін мәліметтер негізінде анықталады.

Осы жұмысты орындау барысында Қарашағанақшағанақ кен орны бойынша барлау және игеру кезеңдерінде орындалған газогидродинамикалық зерттеулердің таңдамасы құрастырылып, талданды. Бұл ретте таңдаманы құрастыру кезінде зерттеулерді жүргізген ұйымдар және зерттеу әдістері ескерілді, себебі кеуектілік пен өткізгіштік арасындағы байланысты құру үшін қолданылатын материалдарды сұрыптау барысында аталған екі аспект маңызды болып табылады.

Кернге қарағанда, газогидродинамикалық зерттеулер аймағын және кен орнын игеру кезінде қабат ішінде жүретін процестердің динамикасын сипаттайды. Сондықтан кен орнын игеру жобаларын әзірлеу кезінде өткізгіштік пен кеуектілік арасындағы байланыс ретінде, әдетте, гидродинамикалық зерттеулер негізіндегі тәуелділік қолданылады.

2.2 Мұнай, газ, конденсат және судың қасиеттері мен құрамы

Қарашығанақ кен орны коллектор флюидтік жүйесінің күрделілігімен және өндіретін газдың, конденсаттың және мұнайдың қасиеттерінің әртүрлілігімен сипатталады. I және II игеру нысандары газоконденсатты кен орындары болып табылады, олардың қабаттық газының құрамы тереңдікке байланысты заңдылықпен өзгереді. Конденсаттың негізгі қасиеттерін анықтайтын C5+в сұйық көмірсутектердің потенциалды мөлшері I нысанның күмбездік бөлігінде 410 г/м³-тен II нысанның МГБ аймағында 950 г/м³-ке дейін артады. Компоненттік құрамы мен термобарикалық жағдайларына сәйкес қабаттық газ барлық тереңдікке байланысты өзгертін қасиеттерге ие. III игеру нысаны, яғни кен орнының мұнайлы шеткі аймағы, мұнай қасиеттерінің биіктік пен кеңістікте едәуір өзгеруімен сипатталады. Осыған байланысты мұнайлы шеткі аймақ шартты түрде екі учаскеге – солтүстік-шығыс және оңтүстік-батыс бөліктерге бөлінген.

Мұндай бөлудің негізі – оларды қанықтыратын мұнайлардың қасиеттері мен құрамының айырмашылығы болды. Кен орнын барлау және игеру барысында конденсат, мұнай және газ бойынша үлкен көлемде эксперименттік зерттеулер жүргізілді. Бұл олардың негізгі параметрлерін жеткілікті сенімділікпен бағалауға және қабат флюидтерінің барлық қасиеттерінің шоғыр көлеміндегі өзгерістерін көрсететін флюидтік математикалық модельді әзірлеуге мүмкіндік берді. Осы жұмыста технологиялық есептеулер үшін қажетті барлық қабаттық флюид параметрлері флюидтік модельден алынған және олар кен орнының симуляциялық және секторлық модельдеріне енгізілген. Бұл шоғырдегі бастапқы термобарикалық жағдайлардың өзгеруін ескере отырып, қабаттық флюидтердің жүріс-тұрысын дәл болжауға мүмкіндік береді.

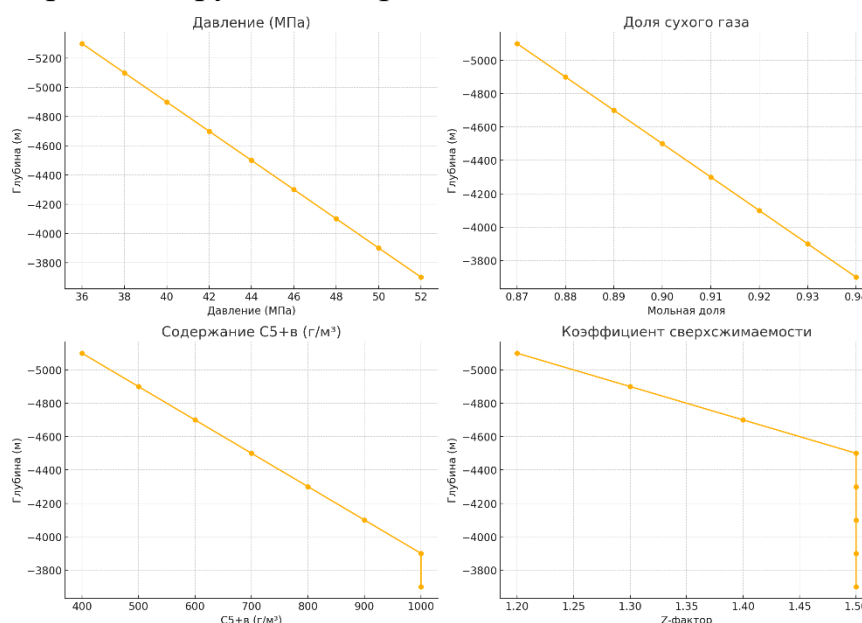
2.3 Қабаттық газдың құрамы мен қасиеттері

2.3.1-суретте флюидтік модель бойынша есептелген қабаттық газ бен конденсаттың негізгі қасиеттерінің тереңдікке байланысты өзгеруі көрсетілген. Ал 2.3.1-кестеде осы мәліметтер негізінде бірінші игеру нысаны үшін 4200 м және екінші нысан үшін 4700 м белгілерінде алынған қабаттық газ бен конденсаттың параметрлері келтірілген. Ресей мен Қазақстан институттарында және КЕГЭИ зертханаларында жүргізілген қабаттық газ бен конденсат бойынша көптеген зерттеулердің нәтижелері флюидтік модель бойынша алынған тәуелділіктермен жақсы сәйкес келеді. Фазалық тепе-теңдік қондырғыларында ВНИИГаз, КазНИГРИ, British Gas және Agip зертханаларында жүргізілген қабаттық газдың дифференциалды конденсациясы бойынша эксперименттік зерттеулер (тұрақты көлемде немесе өзгермейтін құрамда) - зерттелген рекомбинацияланған үлгілердің компоненттік құрамы бойынша флюидтік модель арқылы модельденді. Бірінші жағдайда дифференциалды конденсация бастапқы газ көлемі сақтала отырып жүргізілді және жүйедегі қысым газдың бір бөлігін шығару арқылы төмендетілді. Екінші жағдайда жүйенің құрамы өзгермей, қысым көлемді ұлғайту арқылы азайтылды. Суреттерден көрініп тұрғандай, модель бойынша алынған қисықтар эксперименттік деректермен қанағаттанарлық деңгейде сәйкес келеді. Бұл флюидтік модельдің қабаттық флюидті тек статикалық күйде ғана емес, сонымен қатар шоғырдің термобарикалық жағдайлары өзгергенде де дұрыс сипаттай алатынын дәлелдейді.

2 Кесте – Флюидтік модель бойынша есептелген қабаттық газ бен конденсаттың негізгі қасиеттерінің тереңдікке байланысты өзгеруі

Параметр	I нысан	II нысан
Орташа қабаттық белгі тереңдігі, м	4200	4700
Бастапқы қабаттық қысым, МПа	54.75	57.0
Конденсация басталу қысымы, МПа	44.7	48.5
Қабаттық газдағы C5+в потенциалды мөлшері, г/м ³	470	640
Қабаттық газдың аса сығылғыштық коэффициенті	1.32	1.40
Қабаттық газдағы құрғақ газдың мольдік үлесі	0.917	0.900
Қабаттық газдың тығыздығы, кг/м ³	441	474
Қабаттық газдың тұтқырлығы, мПа·с	0.068	0.084
20°С-тағы бес сатылы сепарациядан кейінгі конденсаттың тығыздығы, кг/м ³	774.5	789.1
20°С-тағы бес сатылы сепарациядан кейінгі конденсаттың тұтқырлығы, мПа·с	1.28	1.95

2 Сурет – Бірінші игеру нысаны үшін 4200 м және екінші нысан үшін 4700 м



белгілерінде алынған қабаттық газ бен конденсаттың параметрлері

2.4 Қарашығанақ мұнай-газ-конденсатты кен орнының таужыныстарының коллекторлық қасиеттері

Коллекторлық таужыныстардың қасиеттері олардың кеуекті кеңістігінің сипатына байланысты анықталады. Зерттеліп жатқан карбонатты коллекторлардың кеуекті кеңістігін тесіктер, каверналар және жарықтар құрайды. Седиментогенез сатысында пайда болған тесіктер бастапқы, ал постседиментациялық кезеңде пайда болғандары екінші реттік деп аталады. Екінші реттік тесіктердің түзілуі доломиттену, қайта кристалдану, жарықтардың пайда болуы және шайылу процестерімен байланысты.

Дәндер арасындағы седиментациялық тесіктер минерал кристалдарының қырларымен түзілген және олардың мөлшері 0,001–0,01 мм аралығында. Пішіндер арасындағы седиментациялық тесіктер органикалық қалдықтар мен олардың сынықтарының арасындағы бос кеңістікті құрайды. Бұл тесіктердің өлшемі органикалық қалдықтардың өлшемімен шектеледі және 0,02–0,35 мм аралығында өзгереді. Диагенетикалық тесіктердің мөлшері 0,01–0,05 мм шамасында. Ал еріту нәтижесінде пайда болған екінші реттік тесіктердің мөлшері 0,05–10 мм аралығында болады.

Өнімді шөгінділер екінші реттік процестермен едәуір өзгеріске ұшыраған, олардың қарқындылығы таужыныстардың генезисімен, текстуралық-құрылымдық қасиеттерімен, осы аймақтың тектоникалық ерекшеліктерімен және жер асты суларының химиялық құрамымен анықталады. Кен орындарындағы өнімді қабаттар біркелкі емес өзгерістерге ұшыраған. Әртүрлі

типтегі коллекторлар әртүрлі фациялық аймақтарда қалыптасқан және өзіне тән жеке қасиеттерімен ерекшеленеді.

Органогендік құрылымдар аймақтарындағы кеуекті типтегі коллекторлар үлкен тиімді қалыңдыққа және біркелкілік сипатқа ие. Риф ішіндегі лагун фациялары мен еңісті фациялардағы күрделі құрылымды кеуек кеңістігіне ие коллекторлар аз тиімді қалыңдықпен және тұрақсыз фильтрациялық-саңылаулық қасиеттерімен ерекшеленеді.

Жасына және тереңдікке қарамастан, карбонатты таужыныстартар қалыңдығы бойынша коллекторлық қасиеттердің біркелкі еместігімен сипатталады. Ірі аймақтар ішінде кеуектілік пен өткізгіштік мәндері айтарлықтай ауытқиды. Түрлі кеуектілікке ие қабатшалардың қалыңдығы 5-тен 10 метрге дейін өзгереді.

Диагенез кезеңінде таужыныстардың қайта кристалдануы арогониттің кальцитке және жоғары магнийлі кальциттің төмен магнийлі кальцитке айналуы нәтижесінде жүрді. Төменгі пермь кезеңіндегі органогендік құрылымдардың теңіз деңгейінен уақытша шығып қалуы кезінде карбонат материалы еріп, сыртқа шығарылып, қайта кристалдану процесі жүрген.

Катагенез сатысында таужыныстардың тереңге батуымен бірге қатты фазалық қайта кристалдану есебінен кристалл өлшемдері ұлғайды.

Доломиттену процесі кеуектерде, каверналарда, жарықтарда, сондай-ақ метасоматоз кезінде қабатшаларда жаңа түзілістердің пайда болуымен байқалады. Ең жоғары доломиттенуге ұшыраған – органогендік құрылымдардың шоғырланған биоморфты таужыныстары, ал ең аз – рифаралық аймақтың детритті әктастары. Ауыстырылған доломиттер әктастарға қарағанда кеуектілігі жоғары. Негізінен доломиттенуге органогендік құрылымдардың балдырлы әктастары ұшыраған. Органогенді-детритті таужыныс типтерінде сульфаттану процесі басым болған.

Әртүрлі фациялық аймақтардың таужыныстарында кеуекті кеңістіктің сипаты әртүрлі. Органогендік құрылымдар фацияларының шөгінділері доломиттену процестерімен айтарлықтай өзгеріске ұшыраған, бұл олардың кеуек кеңістігінің сипатын анықтайды.

Бұл таужыныстарындатарда доломиттенуге тән кристалл аралық кеуектер байқалады, олардың өлшемі 0,01–0,05 мм. Қайта кристалданудан пайда болған кеуектердің өлшемі 0,02–0,05 мм. Қалдық қабатаралық кеңістік қуыстардың өлшемі 0,04–0,08 мм. Ал шайылу нәтижесінде пайда болған кеуектер мен каверналардың өлшемі 0,5–5 мм аралығында. Доломиттену нәтижесінде пайда болған межкристалдық кеуектер өзара жақсы байланысқан. Қалдық межкристалдық кеуектер жаңадан пайда болған минералдармен жартылай толтырылған және оқшауланған. Қалдық қабатаралық кеңістік кеуектер бос кеңістіктер тізбегінен тұрады. Шайылу нәтижесіндегі қуыстар жарықтар бойымен саңылау тәрізді болып таралған.

Риф лагуналарының ішкі бөліктеріндегі шөгінділердің бос кеңістігі негізінен межформалық қуыстармен сипатталады. Еңісті фациялар таужыныстарытары төмен кеуектілікпен және жарықтардың көптігімен

ерекшеленеді. Бұл таужыныстардағытардағы кеуекті кеңістік қалдық бастапқы межформалық және ішкіформалық қуыстардан, екінші реттік тесіктерден, шайылу каверналарынан, доломиттену нәтижесінде пайда болған кристалл аралық кеуектерден тұрады. Қарашығанақ кен орнындағы тұзды экранның болуы үлкен тереңдікте гидрожарылыс арқылы коллекторлардың сақталуына және түзілуіне ықпал ететін аномальді жоғары қысымдардың қалыптасуына себепші факторлардың бірі болып табылады.

Гипергенез, катагенез процестері мен шөгінді жинақталуындағы көптеген үзілістер таужыныстардыңтардың өзгеруіне алып келді, бұл таужыныстартар аномальді жоғары немесе керісінше, аномальді төмен коллекторлық қасиеттерге ие. Диагенез және катагенез барысында қайта кристалдану мен доломиттенуге байланысты литологиялық жарықтар түзіледі. Бұл жарықтар әртүрлі бағытталған, ретсіз орналасқан, кейде битуммен толып, карбонат дәндерінің арасымен өтеді.

Литофицирленген таужыныстардатарда жер асты сулары әлсіз аймақтар арқылы айналып, біркелкі емес геостатикалық қысым мен біркелкі емес еріту әсерінен стилолиттер пайда болады. Силолиттер пішіні бойынша төмпешікті, тісті немесе діңгекті болуы мүмкін. Силолиттердің бойымен минералдық және ашық жарықтар дамиды, ал бұл ашық жарықтар арқылы екінші реттік шайылу тесіктері түзіледі.

Тектоникалық кернеулердің әсерінен таужыныстардатарда тектоникалық жарықтар пайда болады, олардың бойымен карбонатты таужыныстардытарды ерітетін жер асты сулары айналып жүреді.

2.5 Геофизикалық зерттеу әдістері

Өндірістік геофизика

Әр түрлі коллектор түрлерінің шекаралық қасиеттерін анықтау, олардың сыйымдылық-фильтрациялық қасиеттері мен кеңістік бойынша өзгерістерін зерттеу үшін қарапайым каротаж әдістерімен қатар, соңғы геофизикалық әдістерді қолдану мүмкіндіктері қарастырылуда.

Мүмкін болатын жарықшақтылықты, сондай-ақ өнімді таужыныстардыңтардың каверноздығын сандық бағалауды және таралуын анықтау үшін ұңғыманың электрлік бейнесін алу үшін құралдарды қолдануды ұсынамыз. Бұл құралдар жоғары шешім қабілеттілігімен және ұңғыманың ішкі бетінің толық қамтылуымен өлшеулер жүргізеді.

Акустикалық каротаж құрылғысы ұңғыманың қабырғасын 360° диапазонында көрсететін кескін құрастырады. Мұндай құрал ультрадыбыстық сигналдармен ұңғыманың қабырғаларын сканерлеу үшін жоғары жылдамдықпен айналатын сенсорды қолданады. Осы құрал арқылы көбінесе ұңғыманың қабырғасының қосымша ақпаратын алу мүмкін болады. Жаңа буын бүйірлік каротаж құралдары тереңдік бағытында өлшеулер үшін ұңғыма қабырғасының айналасында, бұрынғыдан жоғары вертикальды шешім қабілеттілігімен жұмыс

істейді. Бұл құрал азимуталды электродтармен жабдықталған екі градиентті зондты пайдаланады және қарсылықтың терең бағытталған өлшеулерін жүзеге асырады, олар алыс және жақын аймақтарда өлшеулерді қамтамасыз етеді. Бұл құрал басқа құралдармен біріктіріліп қолданылуы мүмкін және әсіресе жоғары шешім қабілеттілігі бар пористік каротаж құралдарымен біріктіріліп қолданылғанда, жұқа қабаттардың бағалауында тиімді.

Жаңа модификацияланған нейтрондық каротаж құралын қолдану химиялық құрам мен тау таужыныстардыңтарының тығыздығының әсерін болдырмауға, сондай-ақ қабатикалық судың құрамындағы хлордың әсерін төмендетуге мүмкіндік береді. Сонымен қатар, вертикальды шешім қабілеттілігі жақсарады және ұңғымалық шарттардың әсері азаяды. Сонымен қатар, жоғары температуралы нейтрондар химиялық емес көздермен өндірілетіндіктен, радиациялық қауіпсіздік деңгейі төмендейді.

Табиғи гамма-спектрометрия құралдары (NGS түрі) тау таужыныстарыныңтарының табиғи радиоактивтілігіндегі құрамдас бөліктерді анықтау үшін қолданылады — уран, торий және калий. Қарашағанақта бұл өлшемдер литологиялық интерпретация үшін маңызды әдіс болып қала береді, сондай-ақ радиоактивті және бейрадиоактивті карбонаттар, сонымен қатар аргиллиттер мен сазды карбонаттар үшін де пайдалы. Бұл әдіс анизотропты таужыныстардытарды зерттеуде қолданылуы мүмкін, мысалы, визейско-турней шекарасында, онда таза карбонаттардың жұқа қабаттары болуы мүмкін.

Горизонтальды секциялардағы геофизикалық зерттеулер кезінде бұрғылау процесінде каротаж жүйесін қолдану жоспарлануда (MWD/LWD) бұрғылау құбырларында орнатылған сенсорлар арқылы. Бұл жүйе күрделі бұрғылау жағдайлары мен көп бұрышты ұңғымаларда деректер жинау үшін арнайы әзірленген.

Қабатты зерттеу және өндіріс мәліметтерін нақты уақытта бақылау ұңғыма жобалау кезінде геологиялық объектілерге қатысты дәл орындарын анықтауға мүмкіндік береді, бұрғылау тиімділігін арттырады және одан әрі бұрғылау бойынша техникалық шешімдерді жақсартады. Каротаж барысында қазіргі уақытта гамма-каротаж, қарсылық каротажы, тығыздық каротажы, нейтронды каротаж және акустикалық каротаж қолданылады. Бұл өлшемдер таужыныс қабатын бұрғылау барысында тікелей орындалады, бұл қалыптасқан ену аймағына дейін жасалады, сондықтан деректерді интерпретациялау әдістері кәдімгі кабельдік каротаж әдістерінен ерекшеленеді.

Қысым мен температураның таралуын бақылау және қабатқа келетін сұйықтықтың сипаттамаларын бақылау үшін эксплуатациялық каротаж PLT құралын қолдану ұсынылады. Бұл құрал температура, қысым, тығыздық, диэлектрлік қасиеттері, кабель жылдамдығы, табиғи радиоактивтілік гамма сәулелері мен турбиналық шығын өлшегіштерін өлшейтін датчиктермен жабдықталған.

Сейсмикалық әдістер

Жаңа сейсмикалық зерттеу әдістерін және деректерді өңдеу технологияларын қолдану мүмкіндігі қарастырылуда. Төменде осы әдістердің қысқаша сипаттамасы берілген.

Төрт өлшемді (цейтраферлік) сейсмикалық зерттеу әдісі

Бұл әдіс өнімді интервал параметрлерінде өзгерістерді анықтау үшін үш өлшемді сейсмикалық түсірілімдерді қайталауды қамтиды (белгіленген уақыт аралығында - төртінші өлшем уақыт болып табылады). Бұл әдістің мақсаты — сейсмикалық сипаттамалардағы өзгерістерді уақыт бойынша жазу және оларды сияқты коллектор параметрлеріндегі өзгерістермен салыстыру. Сейсмикалық сипаттамалардағы айырмашылықтар арасындағы ақпарат кейінірек көмектесе алады.

2.6 Қоршаған орта мен жер қойнауын қорғау

Қазақстан Республикасының қоршаған ортаны қорғау заңнамасына және басқа да нормативтік құжаттарға сәйкес, жер қойнауы (геологиялық орта, ЖО) — бұл литосфераның жоғарғы бөлігі және жер асты гидросферасы, ландшафттың, биологиялық және басқа да қоршаған орта объектілерінің компоненттерімен белсенді өзара әрекеттесетін, кен орнын игеру әсерінен өзгертін аймақ болып табылады.

Жер қойнауының қуаттылығы — бұл мұнай өндіру құрылғыларының (ұңғымалардың) тау жынысына ену тереңдігімен анықталады, сондай-ақ техникалық бұзылулардың тереңдікке және жер бетіне таралуы ескеріледі. Қоршаған орта — бұл табиғи ресурстарды қоса алғанда, тірі және өлі табиғи объектілердің жиынтығы, оның ішінде атмосфералық ауа, су, топырақ, жер қойнауы, флора, фауна, сондай-ақ климаттың өзара әрекеттесуі.

Қоршаған ортаның ластануы — бұл қоршаған ортаға әлеуетті қауіпті химиялық және биологиялық заттардың, радиоактивті материалдардың, өндіріс және тұтыну қалдықтарының, сондай-ақ шудың, дірілдің, магниттік өрістердің және басқа да зиянды физикалық әсерлердің түсуі.

Жер қойнауының компоненттері, техногендік әсерден қорғалуға тиіс және олар өз қасиеттеріне, техногендік әсерге реакциясына, экологиялық, экономикалық және әлеуметтік көріністеріне қарай біршама өзгереді, және бұл жоба аясында қарастырылатын компоненттер мыналар болып табылады:

- тау жыныстары;
- топырақтар;
- жер қабаты;
- жер асты, беткі және қабатты сулар;
- мұнай;
- газ;
- конденсат.

Жер қойнауының компоненттерінің жүйесі жоғарғы және төменгі бөліктерге бөлінеді. Жоғарғы бөлікке мыналар жатады:

- топырақтар, топырақ астындағы иллювий, ауа зонасындағы тау жыныстары (грунттар);
- тұрақты және уақытша су ағымдарының шөгінділері;
- су алмастыру аймақтарының сулары;
- жергілікті және локальды жер асты және беткі ағындар бассейндері;
- техногендік өзгерістерге ұшыраған және техногендік бұзылған тау жыныстары;
- табиғи және техногендік геологиялық процестер;
- топырақтың газды құрамы, техногендік шөгінділер, сулар;
- техногендік газдану;
- инфрақұрылымдық техникалық объектілер, олардың шикізаты;
- сұйық, қатты, газ тәрізді қалдықтар;
- қалдықтарды орналастыру орындары;
- су сіңіретін және су өткізбейтін тау жыныстары.

Жоғарғы бөліктің қуаттылығы жер бетінің аймақтық су өткізгіш қабатының тереңдігімен анықталады.

Төменгі бөлікте мыналар жатады:

- жоғарғы бөлікке түсетін тау жыныстары;
- осы тау жыныстарын сумен қаныққан жер асты сулары;
- жергілікті және локальды (жер асты) ағындар бассейндері;
- өнімді қабаттардың флюидтері: мұнай, газ, конденсат, қабаттық су;
- табиғи және техногендік геологиялық процестер, оның ішінде:
 - гидролитогендік;
 - геотермиялық;
 - антропогендік литогенез;
- инфрақұрылымдық объектілер, оның ішінде су алатын орындар, қалдықтар қоймалары.

Қоршаған ортаны қорғау шараларының жоспарлануы жер қойнауын игеру бойынша жобаны іске асыратын тараптың жауапкершілігіне жатады, және ол Қазақстан Республикасының «Қарашағанақ кен орнын игеруді дамыту үшін инвестициялардың техникалық-экономикалық негіздемесіне» сәйкес жүзеге асырылады, ал экологиялық-экономикалық нәтижелер олардың қоршаған ортаға және жер қойнауына әсерін бағалауды қамтиды.

Экологиялық-экономикалық нәтижелердің бағалануы экологиялық оңтайландыруға бағытталған болуы тиіс, бұл жобаның іске асырылуы барысында келесі нәтижелерді қамтамасыз етеді:

- Қазақстан Республикасының заңнамасы мен халықаралық келісімдерге, сондай-ақ қоршаған ортаны қорғауға қатысты талаптардың орындалуы;
- қоршаған орта деградациясын азайту;
- бұрынғы шаруашылық қызметінің нәтижесінде бұзылған экологиялық объектілерді қалпына келтіру, «Қоршаған ортаны қорғау» және «Жекешелендіру» заңдарына сәйкес;
- жер қойнауы мен қоршаған ортаны пайдалану экологиялық-экономикалық теңгерімділігі;

- жер қойнауы ауданының тұрғындары үшін қолайлы өмір сүру жағдайларын жасау, Қазақстан Республикасының «Халықтың санитарлық-гигиеналық әл-ауқаты туралы» заңы бойынша;

- экстремалды жағдайларда игерудің экологиялық қауіпсіздігін негіздеу.

Жер қойнауын қорғау және қоршаған ортаға әсерді бағалау шаралары, сондай-ақ оларды жүзеге асыру нәтижесінде пайда болатын экологиялық көрсеткіштер жүйесін қалыптастыруды қамтиды, олар барлық техногендік әсерлердің, сондай-ақ жер қойнауы мен қоршаған ортаға әсерінің толық спектрін объективті түрде көрсетуге мүмкіндік береді, соның ішінде:

- тікелей;
- жанама;
- алыс әсерлер;
- кумулятивтік және т.б.

Бұл шараларды жоспарлау және іске асыру, табиғи объектілердің компоненттері арасындағы өзара байланысты ескере отырып жүзеге асырылады, олар техногендік әсерлерді жүргізушілер болып табылады:

- атмосфералық ауа;
- атмосфералық жауын-шашындар;
- өсімдіктер қауымдастығының барлық қабаттары;
- беткі су көздері және су қоймалары

ҚОРЫТЫНДЫ

Жүргізілген зерттеу нәтижесінде Қарашығанақ мұнай-газ конденсат кен орнының геологиялық құрылымы, литологиясы, тектоникасы және гидрогеологиясы тереңінен талданды. Кен орны Каспий маңы ойпатының солтүстік бөлігінде орналасқан және Қазақстандағы ең ірі мұнай-газ қорларының бірі болып саналады.

Геологиялық сипаттамалар кен орнындағы шөгінділердің әртүрлі жастағы (девоннан төрттікке дейін) қабаттармен ұсынылғанын көрсетті. Мұнда карбонатты коллекторлар кеңінен таралған және олардың физикалық-геологиялық қасиеттері мұнай мен газ қорларын сақтау мен өндіруге қолайлы екендігі дәлелденді. Әсіресе төменгі пермь, таскөмір және девон қабаттарында жоғары кеуектілік пен өткізгіштік мәндері байқалды.

Мұнайгаздылық тұрғысынан, кен орнында газ, конденсат және мұнай шоғырлары анықталған. Мұнай-газ шоғырлары көбіне фациальды, литологиялық және құрылымдық тұзақтармен шектелген. Қабаттық жағдайларда көмірсутектердің физикалық-химиялық қасиеттері тереңдікке байланысты айтарлықтай өзгереді. Бұл мәліметтер кен орнын тиімді игеру үшін аса маңызды.

Сондай-ақ, гидрогеологиялық жағдайлар зерттеліп, қабат суларындағы минералдану, иондық құрам және газ қанығуы бойынша мәліметтер алынды. Бұл көрсеткіштер де кен орнын игерудің экологиялық және технологиялық қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін маңызды болып табылады.

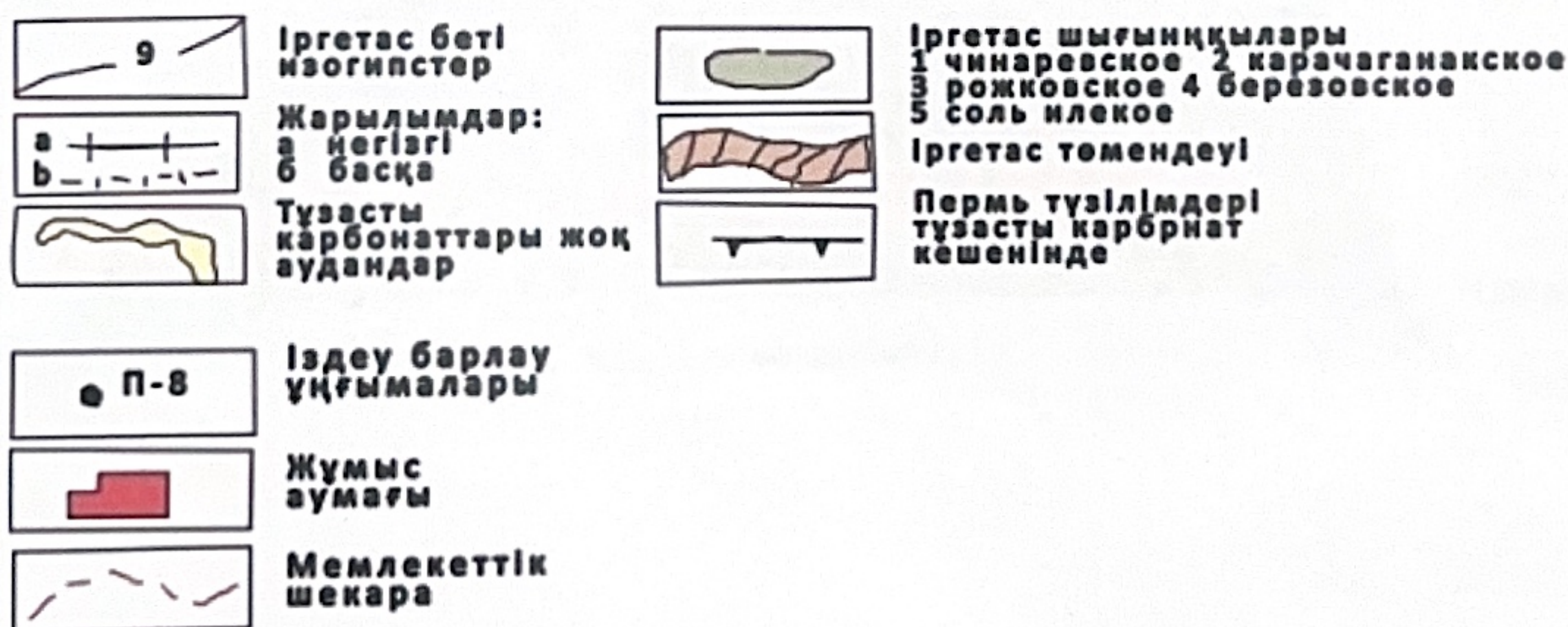
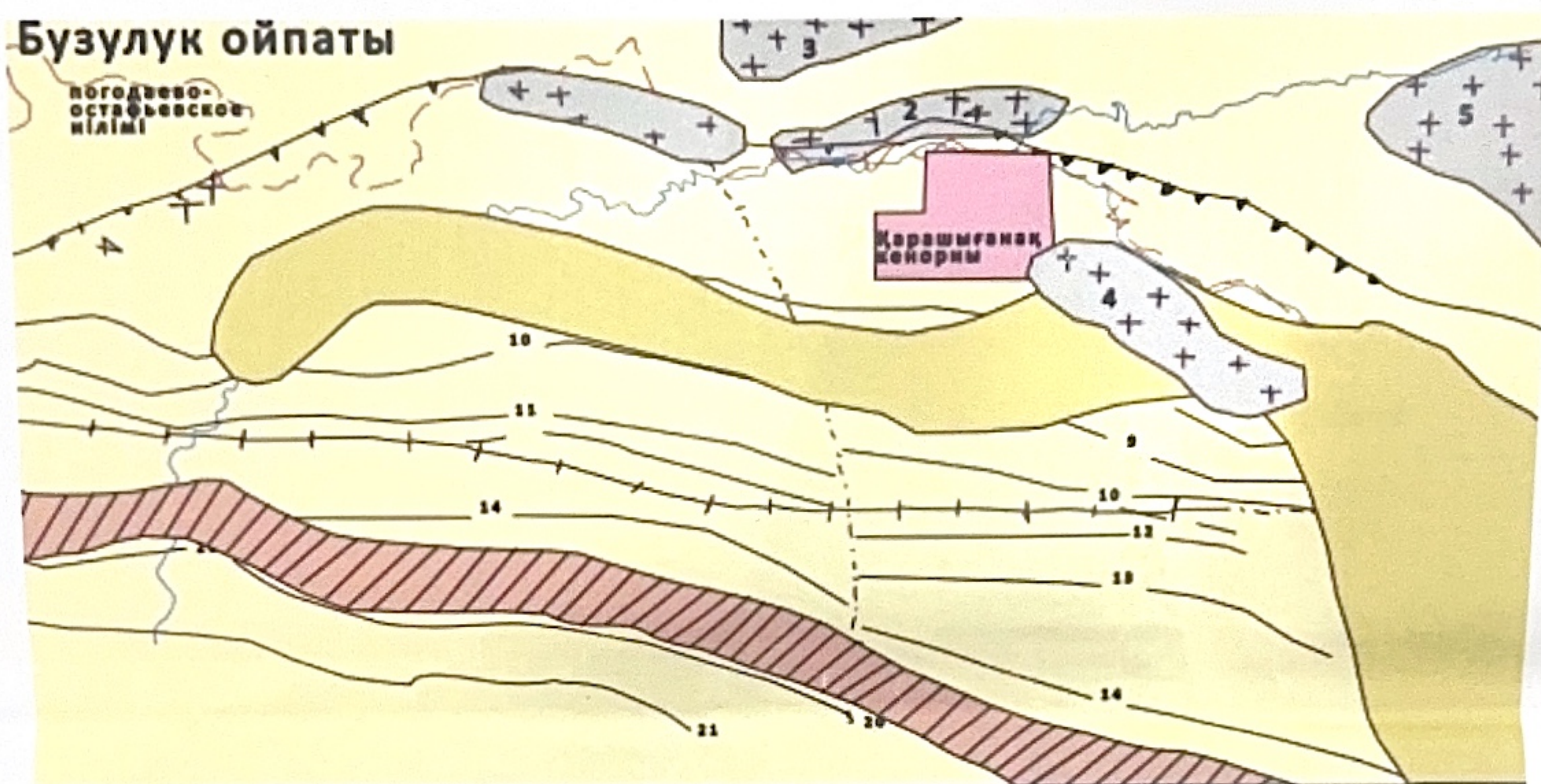
Жалпы алғанда, Қарашығанақ кен орны Қазақстанның мұнай-газ саласында стратегиялық маңызға ие объект болып табылады. Оның ресурстық әлеуеті жоғары, әрі қазіргі таңда қолданылып отырған заманауи зерттеу және модельдеу әдістері бұл кен орынды одан әрі тиімді пайдалану мен дамытуға мүмкіндік береді.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Золотов А. Н., Бадоев Т. И., Матлошинский и др. Отчет по подсчету запасов конденсата, нефти, газа и попутных компонентов в подсолевых отложениях. Карачаганакского месторождения Уральской области Казахской ССР по состоянию на 1 августа 1988 г. ПГО «Уральскнефтегазгеология», Уральск, 1988.
- 2 Уитон Р. Переработанная флюидная модель. Техничко-экономическое обоснование проекта развития Карачаганакского месторождения. Раздел V, приложение Бритиш Газ, Аджип, 1994.
- 3 Коростышевский М.Н., Егорова Н.В., С. Эллиотт и др. Отчёт по подсчёту запасов газа, конденсата, нефти и содержащихся в них компонентов месторождения Карачаганак Западно-Казахстанской области Республики Казахстан по состоянию на 1 января 1999 г. «КазНИПИнефти и газа» «Карачаганакская интеграционная организация», Лондон, 1999.
- 4 Зотов Г. А., Леонтьев И. А. и др. Уточненный проект опытно-промышленной эксплуатации Карачаганакского газоконденсатного месторождения. ВНИИГаз, М., 1990 г.
- 5 Karachaganak Field. Well 818: Special Core Analyses. Final Report Agip, October, 1993, 84 p.
- 6 Karachaganak gas condensate field pre- feasibility study report, volume 2, outline field development plan; British Gas, Exploration and Production, London.
- 7 Jackson H. Mobility Studies on Karachaganak gas condensate fluids. British Gas, Research & Technology Report No GRC, Feb. 1995.
- 8 «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин» (М., Недра, 1980)
- 9 «Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» (М., Издание стандартов, 1982)
- 10 «Методического руководства по составлению проекта кондиций на конденсат» (М., ВНИИГаз, 1980)

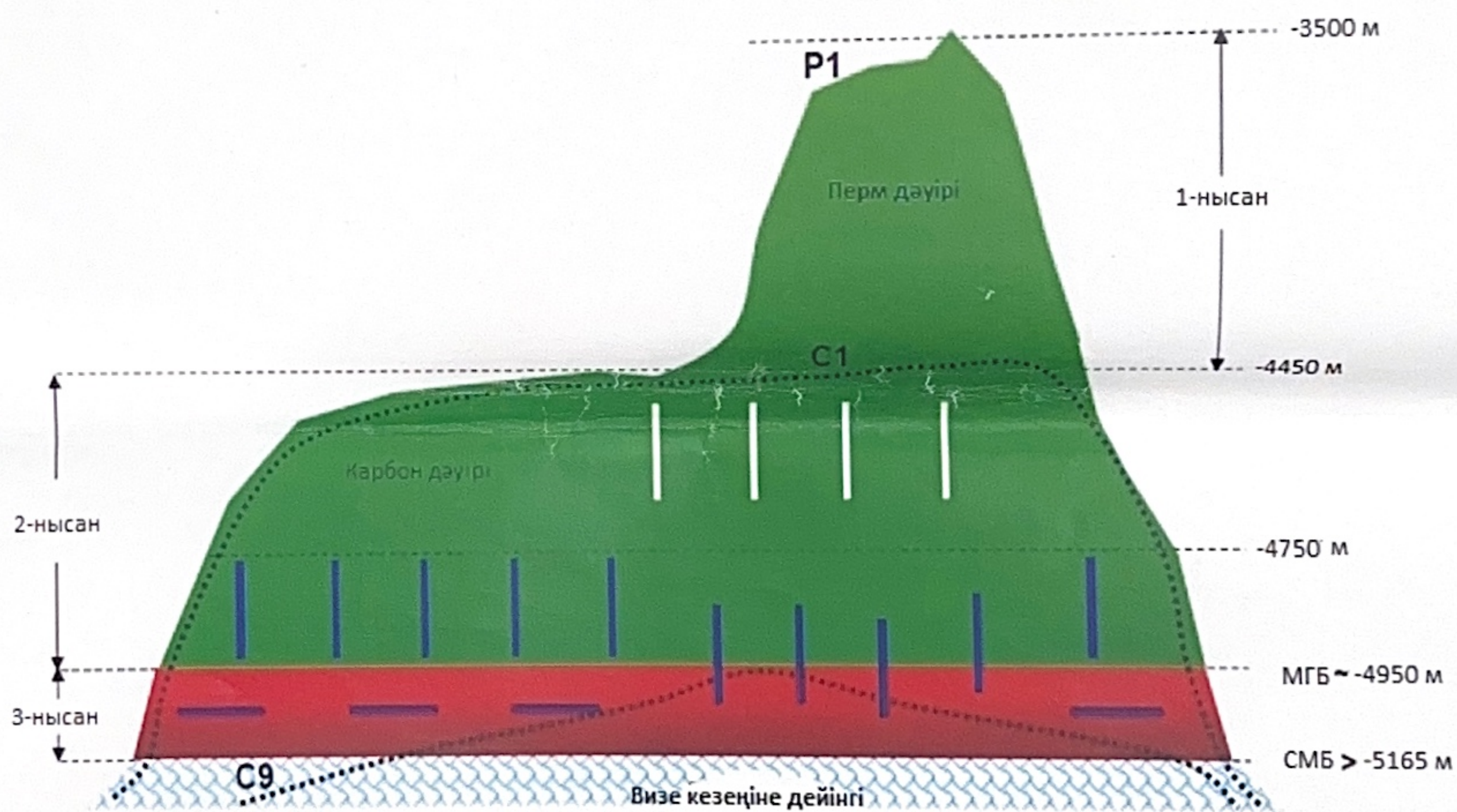
КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ СОЛТҮСТІК-ШЫҒЫС БӨЛІГІНІҢ ТЕКТНИКАЛЫҚ КАРТАСЫ

Масштабы 1:100000



ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС - 6807202			
Қызметі	Аты-жөні	Күні	Қолы
Кафедра меңгерушісі	Әуелхан Е.С.	02.06.2021	
Жетекші	Сапағалиев М.Е.	02.06	
Репетитор	Аришанова М.Т.	06.06.2021	
Студент	Мамбетов Ш.Б.	12.06	
Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік борттың тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру			
Каспий маңы ойпатының солтүстік-шығыс бөлігінің тектоникалық құрылымының картасы			
Н. бақылаушы	Кутырова Э.М.	08.06.2021	
Қ.И.Сәлімов атындағы ҚазҰТУ ГНММТ			

ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНЫҢ КОЛЛЕКТОРЛЫҚ СҰЛБАЛЫҚ ҚИМАСЫ
Масштабы 1:250000



				ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС - 6807202			
Қызметі	Аты-жөні	Күні	Қолы	Қарашыналық қарындатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік бөлігінде тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру	Сыйла түрі	Маңайы	
Қабылдау кезеңдері	Ордаман Е.С.	2006	2006		Ақша	1.250000	
Жетекші	Саламатина М.Е.	2006	2006				
Решетелік	Арыстанова М.Т.	2006	2006				
Студент	Манжиганов И.Б.	2006	2006				
II бақылаушы	Қарашына Т.М.	2006	2006	Қолжарылардың сұбалық қымысы	Қ.М.Саламатина Аманжол Қолжары I Маңай		

Дипломдық жұмыс

Маметан Шыңғыс

Мамандығы 6B07202- Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

Тақырыбы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маны бассейнінің Солтүстік бортынын тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын калыптастыру

СЫН-ШҚІР

Дипломдық жұмыс 3 негізгі бөлімнен тұрады: геологиялық бөлім, арнайы бөлім, еңбек және қоршаған ортаны қорғау.

Дипломдық жұмыста Каспий маңы ойпатының геологиялық жағдайы, тектоникасы және Қарашығанақ кен орнының литолого-стратиграфиялық сипаттамасы және гидрогеологиясы бойынша түсініктемелер толық берілген.

Арнайы бөлімде Қарашығанақ кен орнының геологиялық құрылымы мен коллекторлық қасиеттерін кешенді зерттеуге арналған. Жұмыста кеуектілік пен өткізгіштік сипаттамалары, қабаттық флюидтердің құрамы, геофизикалық және гидродинамикалық зерттеулер нәтижелері ғылыми негізделген.

Жұмысқа ескерту

Қорытынды мен пайдаланылған әдебиеттер тізімін толықтыру қажет.

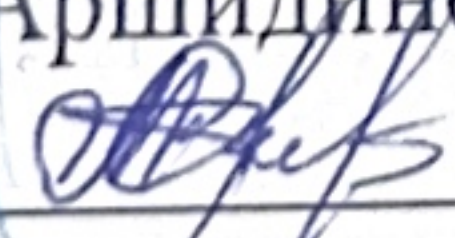
Жұмысты бағалау

Ұсынылған дипломдық жұмыспен танысу және талқылану негізінде Satbayev University- нің « Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау» мамандығы бойынша түлегі Маметан Шыңғыс Бауржанұлы аталғыш мамандық бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесін беруге лайық, ал дипломдық жұмысты 90% бағалауға болады деп санаймын.

Рецензент

Техника ғылымдарының кандидаты,
қауымдастырылған профессор

Аршидинова М.Т.

 қолы

« 9 » маусым 2025 жыл

Дипломдық жұмыс

Маметан Шыңғыс

6B07202- Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

Тақырыбы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маны бассейнінің Солтүстік бортынын тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмыс 3 негізгі бөлімнен тұрады: геологиялық бөлім, арнайы бөлім, еңбек және қоршаған ортаны қорғау.

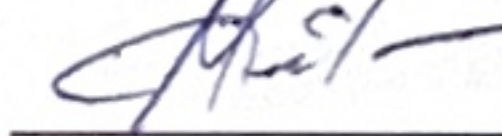
Дипломдық жұмыста Каспий маңы ойпатының геологиялық жағдайы, тектоникасы және Қарашығанақ кен орнының литолого-стратиграфиялық сипаттамасы және гидрогеологиясы бойынша түсініктемелер толық берілген. Арнайы бөлімде Қарашығанақ кен орнының геологиялық құрылымы мен коллекторлық қасиеттерін кешенді зерттеуге арналған. Жұмыста кеуектілік пен өткізгіштік сипаттамалары, қабаттық флюидтердің құрамы, геофизикалық және гидродинамикалық зерттеулер нәтижелері ғылыми негізделген.

Ұсынылған дипломдық жұмыспен танысу және талқылану негізінде Satbayev University- нің « Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау» мамандығы бойынша түлегі Маметан Шыңғыс Бауржанұлы аталғыш мамандық бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесін беруге лайық, дипломдық жұмысын қорғауға ұсынамын.

Ғылыми жетекші

phD доктор, аға оқытушы

Санатбеков М.Е.

 қолы

«10» маусым 2025 ж.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Маметан Шыңғыс Бауржанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік бортының тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру

Научный руководитель: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент Подобия 1: 3.5

Коэффициент Подобия 2: 0.2

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 15

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата



Заведующий кафедрой

**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Маметан Шыңғыс Бауржанұлы

Тақырыбы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік бортының тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру

Жетекшісі: Ризахан Узбекғалиев

1-ұқсастық коэффициенті (30): 3.5

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0.2

Дәйексөз (35): 0.7

Әріптерді ауыстыру: 15

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

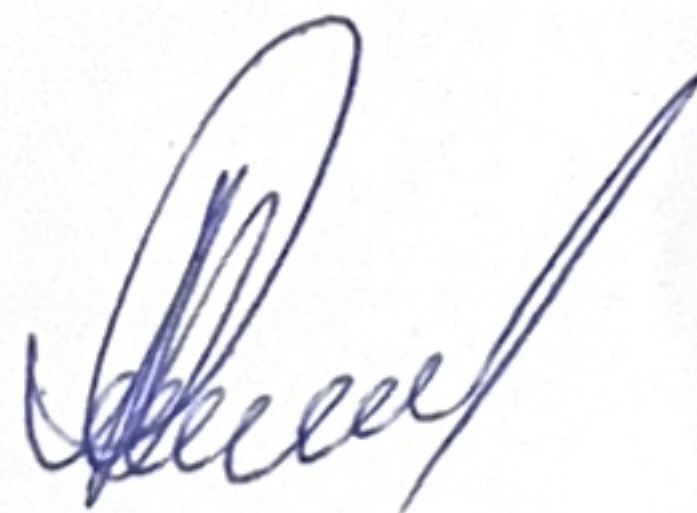
☐ Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

☐ Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

☐ Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

Күні



Кафедра меңгерушісі

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Маметан Шыңғыс Бауржанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік бортының тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру

Научный руководитель: Ризахан Узбекғалиев

Коэффициент Подобия 1: 3.5

Коэффициент Подобия 2: 0.2

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 15

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата

проверяющий эксперт

Отчет подобия

Метаданные

Название организации
Satbayev University

Название
Қарашығанақ карбонатты платформасы мысалында Каспий маңы бассейнінің Солтүстік бортының тектоникасы, мұнайгаздылығы және мұнай-газ жинақтау аймақтарын қалыптастыру

Автор
Маметан Шыңғыс БауржанұлыРизахан Узбекғалиев

Подразделение
ИГИНГД

Объем найденных подобиий

КП-ия определяют, какой процент текста по отношению к общему объему текста был найден в различных источниках.. Обратите внимание!Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



Тревога

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся текстовых искажений. Эти искажения в тексте могут говорить о ВОЗМОЖНЫХ манипуляциях в тексте. Искажения в тексте могут носить преднамеренный характер, но чаще, характер технических ошибок при конвертации документа и его сохранении, поэтому мы рекомендуем вам подходить к анализу этого модуля со всей долей ответственности. В случае возникновения вопросов, просим обращаться в нашу службу поддержки.

Замена букв	Ⓡ	15
Интервалы	Ⓐ→	0
Микропробелы	␣	0
Белые знаки	␣	0
Парафразы (SmartMarks)	Ⓐ	34

Подобия по списку источников

Ниже представлен список источников. В этом списке представлены источники из различных баз данных. Цвет текста означает в каком источнике он был найден. Эти источники и значения Коэффициента Подобия не отражают прямого плагиата. Необходимо открыть каждый источник и проанализировать соержжание и правильность оформления источника.

10 самых длинных фраз

		Цвет текста
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://revolution.allbest.ru/geology/00420812_0.html	26 0.17 %
2	https://stud.kz/referat/show/61549	21 0.14 %
3	https://revolution.allbest.ru/geology/00420812_0.html	20 0.13 %

4	https://stud.kz/referat/show/18670	16 0.11 %
5	https://stud.kz/referat/show/61549	15 0.10 %
6	Жүзбай Нұркен КП 2022..docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	14 0.09 %
7	2-Сабитова Ф.Қ. КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	13 0.09 %
8	2-Сабитова Ф.Қ. КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	11 0.07 %
9	Турегалиев Куаныш КП 2022..docx 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	11 0.07 %
10	https://stud.kz/referat/show/64032	11 0.07 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.22 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Каспий маңы ойпатының солтүстік бетіндегі тұзасты мұнай-газ кешендерінің литологиясы, седиментологиясы және Қарашығанақ кен орнының өнімді қабатының сыйымдылық-фильтрациялық қасиеттерін талдау 5/23/2024 Satbayev University (ИГИНГД)	33 (4) 0.22 %

из программы обмена базами данных (2.45 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	2-Сабитова Ф.Қ. КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	69 (8) 0.45 %
2	Турегалиев Куаныш КП 2022..docx 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	63 (10) 0.41 %
3	Омирбекова К КП 2022.docx 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	39 (6) 0.26 %
4	Ақоразов Жандос КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	38 (5) 0.25 %
5	Жұмажанов Альфред КП 2022.docx 12/8/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	35 (6) 0.23 %

6	Кәрім Данияр КП 2022..docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	30 (4) 0.20 %
7	Жолдас Сағадат КП 2022.docx 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	27 (4) 0.18 %
8	Жүзбай Нұркен КП 2022..docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	14 (1) 0.09 %
9	«Медиадағы гендерлік стереотиптер» 12/5/2022 Kostanai State University A.Baitursynov (Кафедра журналистики и коммуникационного менеджмента)	9 (1) 0.06 %
10	2022 Ерменова А.О. Прокариоттардың алуан түрлілігі.docx 12/5/2022 Kostanai State University A.Baitursynov (Кафедра естественно-научных дисциплин)	9 (1) 0.06 %
11	Мамаев Нурадин КП 2022.docx 12/7/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	7 (1) 0.05 %
12	Аналитикалық химияның қысқаша даму тарихы 12/2/2022 Kostanai State University A.Baitursynov (Кафедра естественно-научных дисциплин)	6 (1) 0.04 %
13	2-Еркінбайқызы Тоғжан КП 2022.docx 12/6/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	6 (1) 0.04 %
14	Шәріп Ахмеди КП 2022.docx 12/15/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	5 (1) 0.03 %
15	Жайлашев А, КП 2022.docx 12/9/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	5 (1) 0.03 %
16	Жанбай Амантай КП 2022..docx 12/5/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	5 (1) 0.03 %
17	Гумаров Б.К. КЖ 2022.docx 12/2/2022 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Центр академического превосходства)	5 (1) 0.03 %

из интернета (0.84 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://stud.kz/referat/show/61549	55 (5) 0.36 %
2	https://revolution.allbest.ru/geology/00420812_0.html	46 (2) 0.30 %
3	https://stud.kz/referat/show/18670	16 (1) 0.11 %
4	https://stud.kz/referat/show/64032	11 (1) 0.07 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	------------	---