

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология, мұнайгаз ісі институты

Гидрогеология, инженерлік және мұнайгаз геологиясы кафедрасы

Өтешқали Әлішер Мерланұлы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері»

6B05201 – Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті
Қ. Тұрысов атындағы геология, мұнайгаз ісі институты
Гидрогеология, инженерлік және мұнайгаз геологиясы кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

ГИЖМГГ кафедрасының
меңгерушісі PhD доктор, профессор
Енсепаев Т.А.
«03» 06 2023 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері»

Мамандығы: 6B05201 – «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау»

Орындаған: Өтешқали Ә.М

Пікір беруші

Бас зерттеуші
Т.А. Енсепаев
Қолы Аты жөні


Ғылыми жетекші

PhD доктор, аға оқытушы

Джарасова Т.С.

Қолы Аты жөні

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРҒЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология, мұнайгаз ісі институты

Гидрогеология, инженерлік және мұнайгаз геологиясы кафедрасы

БЕКІТЕМІН

ГИЖМГГ кафедрасының
менгерушісі РнД доктор, профессор

Енсебаев Т.А.

« 02 » 06 2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Білім алушы: Өтеішқали Әлішер Мерланұлы

Тақырыбы: «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері»

Университет прокторының 2022 жылғы "23" қараша №408-П/Ө бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2023 жылғы "1" маусым

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістері: Өндірістік практикада жиналған сызба және жазба материалдар негізінде.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) Мұнай-газды бассейнінің сипаттамасы, тектоникасы, стратиграфиясы

б) Кен орынының сипаттамасы, тектоникасы, стратиграфиясы

в) Мұнай мен газдың құрамы мен физика-химиялық қасиеттері

Сызба материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)


Сызба материалдар 15 слайдтан көрсетілген

Ұсынылатын негізгі әдебиеттердің 15 атауы бар

Дипломдық жұмысты (жобаны) дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Каспий маңы ойпатына сипаттама, тектоникасы, стратиграфиясы	21.03.2023	Орындалды
Чинаревское кен орны, тектоникасы, стратиграфиясы, мұнай-газдылығы	06.04.2023	Орындалды
Мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері	02.05.2023	Орындалды

Дипломдық жұмыс (жоба) бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа (жобаға) қойған қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Каспий маңы бассейні	Джарасова Т.С. PhD доктор аға оқытушы	06.04.2023	
Чинарев кен орны	Джарасова Т.С. PhD доктор аға оқытушы	02.05.2023	
Арнайы бөлім	Джарасова Т.С. PhD доктор аға оқытушы	07.05.2023	
Норма бақылау	Санатбеков М.Е. магистр, ассистент	21.05.2023	

Ғылыми жетекші :

_____ Қолы

Джарасова Т.С

Тапсырманы орындауға алған білім алушы:


_____ Қолы

Өтешқали Ә.М

Күні "28" қараша 2022 ж.

АНДАТПА

Менің дипломдық жобам Каспий маңы ойпаты бассейнінің Солтүстік борттық бөлігіндегі Чинарев мұнай газ-конденсат кен орны болып табылады.

Дипломдық жобаның негізгі мақсаты Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиясын сипаттау және Чинарев кенорнының кейбір өнімді горизонттарының физикалық - химиялық құрамы мен қасиеттерін анықтау және оларды салыстыру болып табылады.

Дипломдық жұмыстың геологиялық бөлімінде Каспий маңы ойпаты мен Чинарев кен орны жайлы жалпы мәліметтер сипатталған. Бұл бөлімде бассейнінің және кен орынның жалпы геологиялық мәліметтер, стратиграфиялық сипаттамалары, тектоникасы, мұнай-газдылығы, геологиялық құрылымы туралы мәліметтер берілген.

Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімі Чинарев кен орны мұнай-газдың физикалық - химиялық құрамы мен қасиеттерін анықтау және оларды салыстыруға арналған.

Негізгі сөздер: Каспий маңы ойпаты бассейні, Солтүстік борттық бөлігі, Чинарев кен орны, стратиграфия, тектоника, мұнайгаздылығы, өнімді горизонт, мұнай-газ, физика-химиялық құрамы мен қасиеттері, т.б.

Дипломдық жұмыс мазмұнынан, андатпадан, кіріспеден, үш бөлімнен, қорытындыдан, пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады. Дипломдық жұмыста 19 сурет және 3 кесте бар.

АННОТАЦИЯ

Мой дипломный проект – Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение в северной части Каспийского бассейна.

Основной целью дипломного проекта является описание геологического строения и литолого-стратиграфии Прикаспийского бассейна, определение физико-химического состава и свойств некоторых продуктивных горизонтов Чинаревского месторождения и их сравнение.

В геологическом разделе диссертации изложены общие сведения о Каспийском бассейне и Чинаревском месторождении. В этом разделе представлена общая геологическая информация, стратиграфические характеристики, тектоника, нефть и газ, а также геологическое строение бассейна и месторождения.

Особая часть диссертации посвящена определению физико-химического состава и свойств нефти и газа Чинаревского месторождения и их сравнению.

Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, Северо-Бортовая часть, Чинаревское месторождение, стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, продуктивный горизонт, нефть и газ, физико-химический состав и свойства и др.

Дипломная работа состоит из содержания, введения, аннотация, трех частей, заключения, списка использованной литературы. В дипломной работе 19 рисунков и 3 таблицы.

ABSTRACT

My diploma project is the Chinarevskoye oil and gas condensate field in the northern part of the Caspian basin.

The main goal of the diploma project is to describe the geological structure and lithological-stratigraphy of the Caspian basin, to determine the physico-chemical composition and properties of some productive horizons of the Chinarevskoye field and to compare them.

The geological section of the dissertation provides general information about the Caspian basin and the Chinarevskoye field. This section provides general geological information, stratigraphic characteristics, tectonics, oil and gas, and basin and field geology.

A special part of the dissertation is devoted to the determination of the physicochemical composition and properties of oil and gas from the Chinarevskoye field and their comparison.

Key words: Caspian Basin, Severo-Bortovaya part, Chinarevskoye field, stratigraphy, tectonics, oil and gas potential, productive horizon, oil and gas, physical and chemical composition and properties, etc.

The thesis consists of content, introduction, abstract, three parts, conclusion, list of references. The thesis contains 19 figures and 3 tables.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Геологиялық бөлім	8
	1.1 Каспий маңы бассейні	8
	1.2 Каспий маңы бассейнінің тектоникасы	9
	1.3 Каспий маңы бассейнінің стратиграфиясы	11
	1.4 Мұнайгаздылығы	13
2	Техниалық бөлім	14
	2.1 Чинарев кен орнына жалпы сипаттама	14
	2.2 Чинарев кен орнының стратиграфиясы	15
	2.3 Чинарев кен орнының тектоникасы	19
	2.4 Мұнайгаздылығы	25
3	Арнайы бөлім	30
	3.1 Мұнай мен газдың құрамы мен физика- химиялық қасиеттері.	30
	3.2 Чинарев кен орнының қабат жағдайындағы мұнайдың қасиеттері	30
	3.3 Жер үсті жағдайындағы мұнайдың қасиеттері	36
	3.4 Қабат газының физикалық және химиялық қасиеттері	43
	Қорытынды	48
	Пайданылған әдебиеттер тізімі	49

КІРІСПЕ

Каспий бассейні мұнай мен газды барлау және өндіру бойынша ең өнімді аймақтардың бірі болып табылады. Бассейн Шығыс Еуропа платформасының оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан және шамамен 500 000 км² аумақты алып жатыр. Әртүрлі жастағы бірқатар бастапқы тау жыныстары бар, олардың ішінде негізгілері төменгі пермь, ортаңғы карбон және ортаңғы девонның теңіз тақтатастары мен карбонаттар болып табылады. Тұзүсті мезозой шөгінділерінің маңызы азырақ. Геологиялық және геохимиялық мәліметтерді түсіндіру мұнай мен газдың жинақталуының негізгі аймақтарын және барлаудың жаңа перспективаларын анықтауға мүмкіндік береді. Алабынның палеозойлық қабаттарында алынатын көмірсутек ресурстарының 90%-ын қамтитын екі негізгі мұнай-газ жүйесі бар: төменгі пермь-орта көмір және төменгі карбон-жоғарғы девон.

Каспий ойпатының бірегейі оның орталығындағы ежелгі кембрийге дейінгі кристалды іргетасының 22-24 км тереңдікте (геофизикалық мәліметтер) су астында қалуымен ерекшеленеді. Орталықтан бүйірлерге қарай (шығыс, солтүстік, батыс және оңтүстік) іргетас беті 6-7 км тереңдікке қадамдап көтеріледі.

Мұнай және газ горизонттарының пайда болу тереңдігі 200 м-ден 800-1000 м-ге дейін, сирек 2000-3000 м-ге дейін жетеді. Тұзасты шөгінділері (төменгі пермь, карбон, девон, мүмкін одан да ескі) Каспий маңы провинциясында негізгі мұнай-газ әлеуетіне ие. Тұзүсті шөгінді кешеннің мұнай-газ әлеуеті де айтарлықтай жоғары болып қалып отыр.

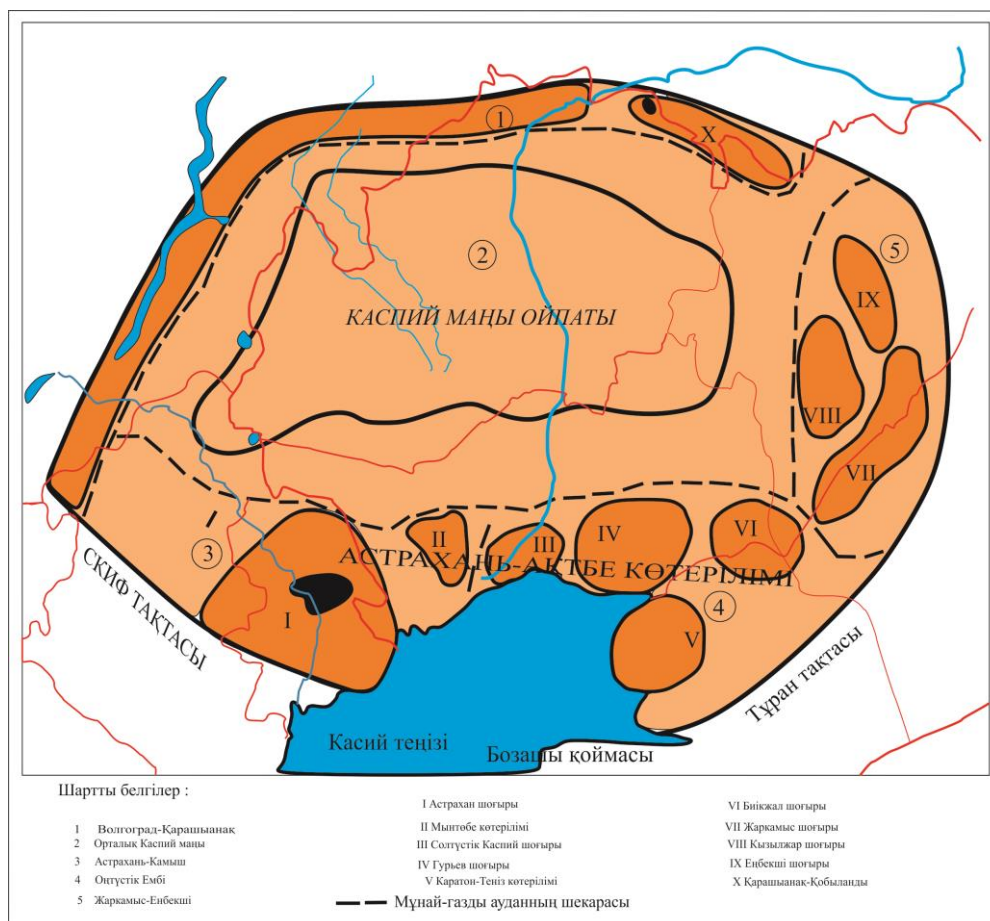
Чинарев мұнай-газ конденсат кен орны (ЧМГКК) 1991 жылы «Уральскнефтегазгеология» ашқан. Орал қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 80 км жерде орналасқан. Чинарев кен орнында мұнай мен газ өндіру Кеңес заманында 9 ұңғымадан басталған. Көмірсутектер кейіннен 1991 жылы Бийск және Афонин коллекторларында табылды. Осыдан кейін 1992 жылы турне коллекторы ашылды. Кен орнында үш шоғыр анықталды: екі газ-конденсатты шоғыры (Бий және Афонин) орта девон шөгінділерінде және бір газ-мұнай шоғыры төменгі көміртегінің турне кезенінің шоғырларында.

Жұмыстың негізгі мақсаты: Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиясын сипаттау және Чинарев кенорнының кейбір өнімді горизонттарының физикалық - химиялық құрамы мен қасиеттерін анықтау және оларды салыстыру болып табылады.

1 Каспий маңы бассейні

1.1 Каспий маңы бассейні туралы қысқаша сипаттама

Каспий маңы бассейні-Таяу Шығыста орналасқан және шамамен 500 000 км² аумақты алып жатқан ірі геологиялық құрылым. Бассейн күрделі геологиялық құрылымымен және миллиондаған жылдар бойы дамыған әр түрлі литологиялық-стратиграфиялық сипаттамаларымен сипатталады.



1 Сурет - Каспий маңы мұнай-газ бассейні

Каспий бассейні тектоникалық белсенділік аймағы болып табылатын Альпі-Гималай орогендік белдеуінің шегінде орналасқан. Бассейн құрылымдық биіктіктермен бөлінген және ірі жарықтармен шектелген бірқатар ішкі бассейндерден тұрады. Каспий бассейні сонымен қатар қатпарлар, ақаулар және тұзды күмбездерді қоса алғанда, бірқатар құрылымдық ерекшеліктерімен сипатталады.

Каспий бассейні ұзақ геологиялық тарихта жинақталған әртүрлі шөгінді жыныстардың негізінде жатыр. Бассейн төрт негізгі стратиграфиялық бірлікке топтастырылған бірнеше шөгінді қабаттардан тұрады: Каспий маңы, Каспий, посткаспий және қазіргі.

Каспий маңы қалыңдығы 300 миллион жылдан асатын жыныстардан тұрады және девон, карбон және пермь қабаттарын қамтиды. Каспий қалыңдығы 300-ден 60 миллион жасқа дейінгі жыныстардан тұрады және триас, юра және бор қабаттарын қамтиды. Посткаспий қалыңдығы 60-тан 2,6 миллион жылға дейінгі жыныстардан тұрады және эоцен, олигоцен, миоцен және плиоцен қабаттарын қамтиды. Қазіргі қалыңдығы 2,6 миллион жылдан аз жыныстардан тұрады және төрттік қабаттарды қамтиды.

Каспий бассейнінің литологиялық құрамы да әртүрлі, оған құмтастар, тақтатастар, карбонаттар, буландырғыштар және жанартау жыныстары кіреді. Бұл бассейн әсіресе бірнеше ішкі бассейндерде кездесетін күшті тұз шөгінділерімен танымал.

Каспий маңы ойпатының шөгінді жыныстары теңіздік, дельталық, флювиалды және көлдік орталарды қоса алғанда әр түрлі ортада шөгінді. Алап тектоникалық белсенділіктің бірнеше фазасынан және теңіз деңгейінің өзгеруінен өтті, нәтижесінде шөгінді тау жыныстарының алуан түрлілігі пайда болды. Бассейнде табылған тұз шөгінділері теңіз деңгейі жоғары болған кезде шектеулі бассейндердегі теңіз суының булануы нәтижесінде пайда болған деп есептеледі.

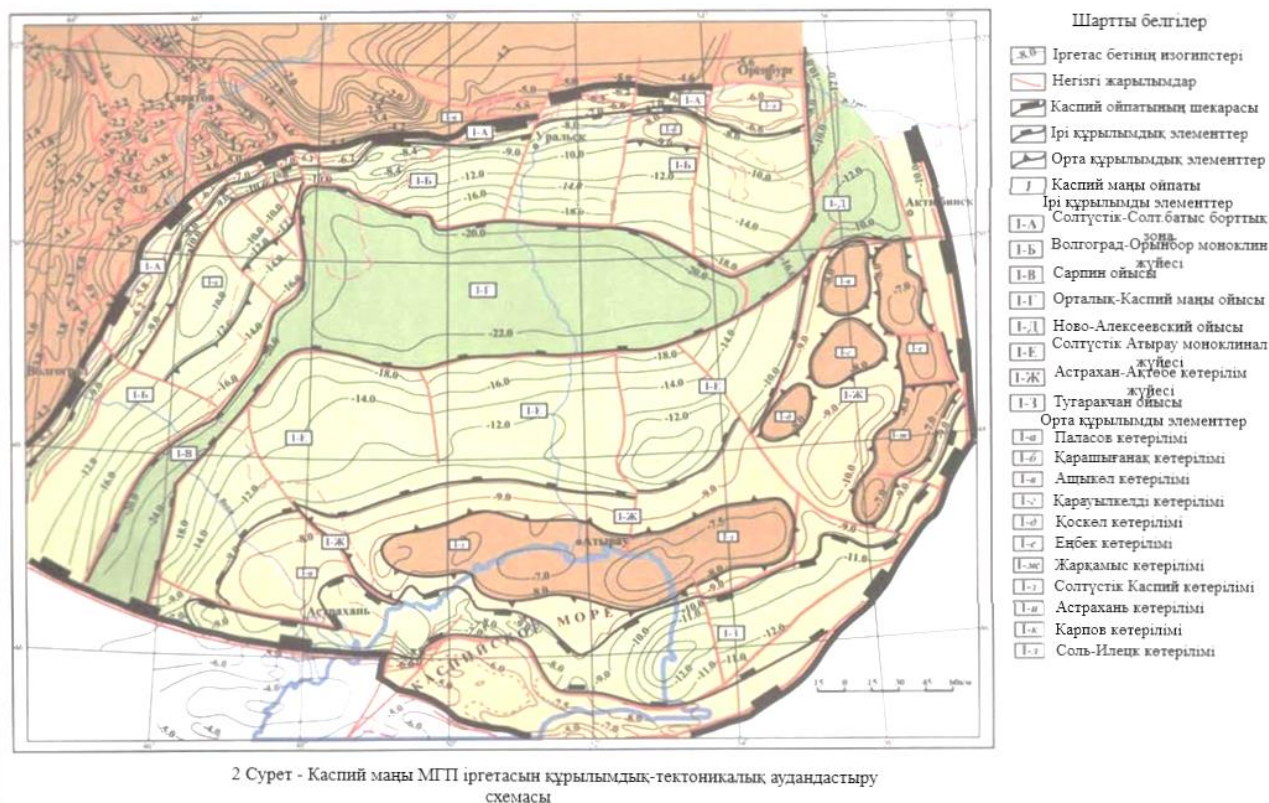
Каспий бассейні өзінің геологиялық және литологиялық сипаттамаларына қосымша мұнай мен газ өндірудің маңызды аймағы болып табылады. Бассейнде шөгінді жыныстарда кездесетін көмірсутектердің үлкен қоры бар деп есептеледі. Каспий бассейніндегі мұнай мен газ қоры әртүрлі коллекторларда, соның ішінде құмтастарда, карбонаттарда және жарылған жыныстарда орналасқан.

1.2 Шөгінді жамылғысының құрылымы және тектоникалық аудандастыру

Зерттелетін аумақтың геологиялық құрылымына Каспий маңы ойпатының жоғарғы протерозойлық іргетасы мен эпигерцин платформасының палеозойлық іргетасын басып жатқан кайнозой, мезозой, палеозой шөгінділері жатады. Тектоникалық тұрғыдан алғанда аумақ әртүрлі элементтермен шектелген (2 Сурет). Солтүстік Каспийдің сулары Каспий ойпатының оңтүстік бөлігімен ұсынылған Шығыс Еуропа платформасының оңтүстік бөлігін қамтиды. Ойпаттың іргетасы жоғарғы протерозойға жатады және оны палеозой, мезозой және кайнозой шөгінділерінен құралған шөгінді жамылғы жауып жатыр. Оңтүстігінде палеозой іргетасы және пермь-төрттік шөгінді жамылғысы бар эпигерцин платформасы бар, онда тақтаға дейін (пермь-триас) және тақталы (юра-төрттік) кешендері ерекшеленеді. Эпигерциндік платформаның негізгі құрылымдық элементтері солтүстік-батыс соққыға ие. Алаптың оңтүстік-шығысынан Оңтүстік Ембі көтерілісі, оңтүстік-батысынан Қаракөл-Смушков жабындық зонасы орналасқан.

Каспий маңы ойпатының оңтүстігінде, тұз асты кешенінде Солтүстік Каспийдің барлық дерлік акваториясын және теңізге іргелес жағалау аймақтарын қамтитын үлкен жоғарғы-девон және төменгі-пермь карбонатты платформасы

ерекшеленеді. Оңтүстікте эпигерциндік платформа шегінде палеозой шөгінділері қатты ығысқан, тектоникалық аудандастыру мезозой шөгінділері бойымен жүзеге асады. Мұнда қатпарлы негіз ретінде пермь-триас шөгінділері қызмет етеді.



2 Сурет - Каспий маңы МГП іргетасын құрылымдық-тектоникалық аудандастыру схемасы

Каспий маңы ойпатының шөгінді жамылғысының бөлімінде 3 құрылымдық кешен бөлінеді: тұзасты (палеозой-ерте пермь), тұзды (кунгур) және тұз үсті (жоғарғы пермь-кайнозой). Тұз үсті кешенде 3 құрылымдық кезең бар: пермо-триас, юра-төменгі миоцен және плиоцен-төрттік. Эпи-герцин платформасының жабынының бөлімінде 4 құрылымдық кезең ажыратылады: пермь-триас (пластинаға дейінгі немесе өтпелі), юра-төменгі миоцен, жоғарғы миоцен және плиоцен-төрттік.

1.3 Стратиграфия

Девон жүйесі: Астрахань доғасының ішінде пирокластикалық жыныстардың аралық қабаттары бар карбонатты-терригендік түзілімдермен бейнеленген төменгі девон қабаттары ашылды. Орта девон шөгінділері де Астрахань доғасының шегінде орналасқан және аргилиттардың, алевролиттердің және әктастардың интеркаляциясымен ұсынылған. Каспий маңы ойпатының жоғарғы бөлігі негізінен карбонатты жыныстардан тұрады. Сипатталған кен

орындары қалыпты платформалық құрылымға ие, олардан айырмашылығы Бозашы түбегінің шегінде бұл кешен қатты деформацияланған және қатпарлы құрылымға ие. Мұнда ол аргилиттердің, алевролиттердің және әктастардың интеркаляциялануымен бейнеленген.

Карбон жүйесі: Кен орындары төменгі, ортаңғы және жергілікті жоғарғы бөлімдермен берілген, олардың бөлімінде екі формациялық топ – **карбонатты**, Астрахань доғасы, Қашаған-Қаратон-Теңіз көтерілім зонасы аудандарында басым және **терригенді** олар Оңтүстік Ембі аймағына және Биікжал көтерілісіне көбірек тән. Жоғарғы бөліктің шөгінділері тек Оңтүстік Ембі көтерілімінде карбонатты-терригендік сорттармен және Бозашы түбегімен бірге терригенді-карбонатты таужыныстармен берілген.

Пермь жүйесі: Каспий маңы ойпатының оңтүстік бөлігінің төменгі пермьдік (кунгурға дейінгі) шөгінділері аудан бойынша фациялық өзгермелілігімен сипатталады, мұнда аллювийлік желдеткіштер де, карбонатты құрылымдар да кездеседі, т.б. Кунгур сатысы бассейнде булану шөгінділерімен ұсынылған. Кешеннің құрылымы галокинез процестерімен күрделі. Эпигерцин платформасында оны терригендік шөгінділермен алмастыру көзделеді.

Жоғарғы бөлімнің шөгінділері қызыл түсті континентальды жыныстармен ұсынылған.

Триас жүйесі: Қарастырылып отырған территория шегінде орналасу дәрежесі бойынша триас шөгінділерінің үш түрін ажыратады: 1) Каспий маңы типі, ол құбылыстың тыныш сипатымен сипатталады; сипатталады; 2) Маңғышлақ типі, қатты ығысқан, сейсмикалық тәртіпте шағылысу жоқ; 3) Бозашы-Үстірт, ол да ығысқан, бірақ аз дәрежеде сейсмикалық өрісте жеке шағылысулар бар. Каспий маңы ойпатында төменгі триас шөгінділері негізінен терригенді қызыл түсті шөгінділермен ұсынылған. Орта Каспийдің акваториясында бұл учаске кезектесетін сұр лай және алевролит қабатынан тұрады. Маңғышлақта төменгі триас кешені алуан түсті, негізінен алевроитті-аргилиттік тау жыныстары жиынтығынан түзілген. Аудандағы ортаңғы триас сұр түсті және ала-түсті құмды-сазды жыныстармен берілген. Маңғышлақ аумағында вулканогенді-карбонатты теңіз түзілімдері пайда болады. Жоғарғы триас жергілікті жерде, Каспий ойпатының шегінде, әдетте, күмбезаралық ойпаңдарда дамыған және құмды-сазды сұр түсті қабаттан тұрады. Орта Каспий аумағында кен орындары толығымен дерлік эрозияға ұшыраған.

Юра: Юра шөгінділері негізгі шөгінділерде күрт бұрыштық сәйкессіздікке негізделген. Төменгі юра шөгінділері әрбір жерде емес және біркелкі емес игерілген, шөгу жағдайларының аллювиальды сипаты болжанады. Терригендік шөгінділермен ұсынылған. Орта юра шөгінділері барлық жерде игерілген және терригендік тау жыныстарынан құралған. Солтүстік және Орта Каспий акваториясының Құлалы сілемінен бағытында орта юра шөгінділерінің жалпы қалыңдығының ұлғаюы байқалады. Жоғарғы бөлігі бірен-саран игерілген, шөгінділер Бозашы күмбезінің іргелес аумағында және Құлалы сілемінде, Астрахань доғасында және т.б. Шөгінділер фациялы өзгермелі. Оңтүстік бөлігінде алаңы жабық шөгінді бассейнде пайда болуы мүмкін буланулармен

ұсынылған. Солтүстікке қарай жылжыған кезде қима өзгереді: Карпин жотасының шегінде құмтастардың, алевролиттердің және балшықтардың ара-тұра әктас аралық қабаттарымен араласуы арқылы, шығыс бөлігінде негізінен карбонатты жыныстар.

Бор: Бор шөгінділері жоғарғы юра кешенін біркелкі басып жатыр. Төменгі бөлім бүкіл аймаққа таралған және терригендік кен орындарымен ұсынылған. Жоғарғы бөлігі карбонатты және терригенді-карбонатты теңіз шөгінділерінен тұрады. Кешен Бозащы және Құлалы сілемдерінің доғалы бөліктерінің ішінде жартылай немесе толық кесілген. Кайнозой шөгінділері барлық жерде кездеседі және барлық үш жүйемен – палеоген, неоген және төрттік дәуірде әр түрлі толықтық дәрежесімен ұсынылған.

Палеогендік жүйе: Палеоцен-эоцен шөгінділері терригенді-карбонатты жыныстармен берілген; Құлалы, Бузащы және Ракушечты - ендіктің доғалы бөліктерінде олар эрозияға ұшырайды. Майкөп кешенінің жыныстары терригендік түзілімдерден құралған. Оның төменгі бөлігінде кешен клиноформды құрылымға ие, ал оның жоғарғы бөлігінде тыныш параллельді қабаттар орналасқан. Шөгінділер эрозияға байланысты кесілген, бірақ Орта Каспийдің барлық жерінде дерлік игерілген, Құлалы сілемінің орталық бөлігін және Ракушечты - ендіктің ең жоғары гипометриялық бөліктерін қоспағанда, ішінара Солтүстік Каспий шегінде.

Неогендік жүйе: Ауданда ортаңғы және жоғарғы миоцен шөгінділері жоқ. Оларды плиоценге дейінгі эрозия кесіп тастады. Олардың болуы қарастырылып отырған аумақтың оңтүстік бөлігінде ғана болжанады, онда олар жермен ұқсастығы бойынша, мергельдер мен саздардың кезектесуімен ұсынылуы мүмкін. Төменгі плиоцен шөгінділері де жоқ. Орта плиоцен жыныстары тек Кизляр ойпатында ғана кездеседі. Қарастырылып отырған аймақтағы жоғарғы плиоцен кешені барлық жерде және көлденеңінен дерлік кездеседі. Ол саздар, құмдар, саздар, мергельдер және әктастармен ұсынылған. Бұл кешен Құлалы сілемінің орталығына қарай эоцен, палеоцен және жоғарғы бордың жоғарғы бөлігіндегі шөгінділерді дәйекті түрде кесіп тастайды.

Төрттік жүйе: Бұл жүйенің шөгінділері барлық жерде кездеседі, плейстоцен және голоцен шөгінділерімен, негізінен құмдар, саздар, малтатас және саздақтардан тұрады. Ең үлкен сыйымдылық Еділ өзенінің атырауымен шектелген.

1.4 Мұнайгаздылығы

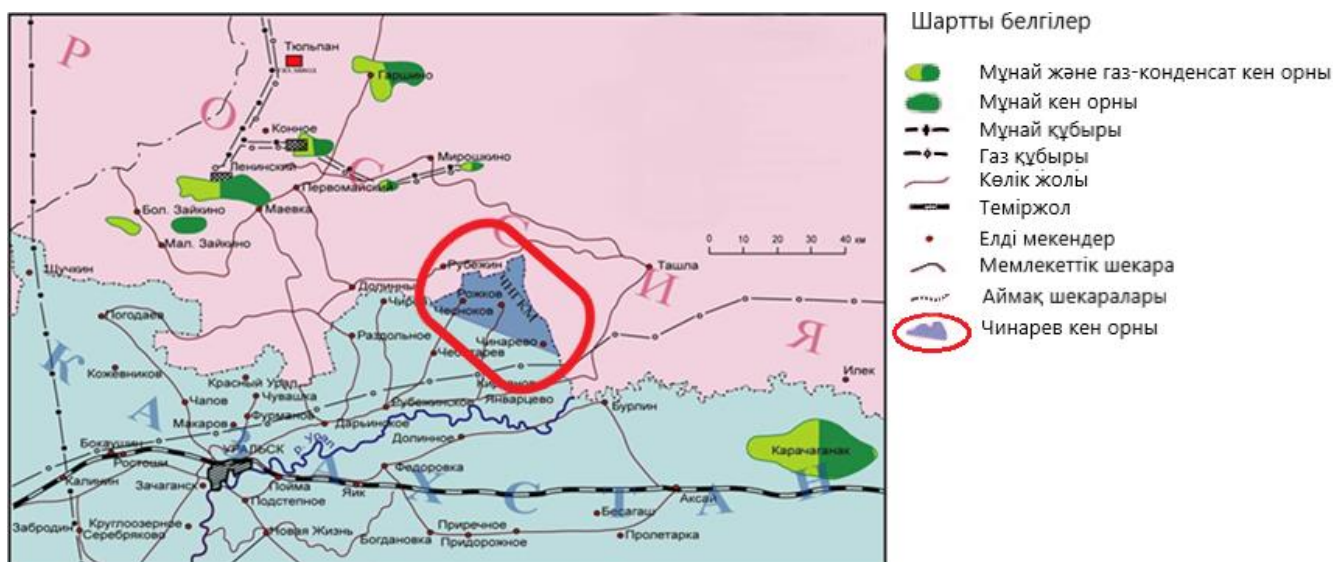
Каспий маңындағы мұнай-газ провинциясының тауарлық мұнай-газ әлеуеті палеозой-мезозой кен орындарымен байланысты. Тұзасты қабаттарда 4 өнімді кешен бөлінеді, олардың көлемі провинция аумағында өзгереді: терригенді девон (шығысында - девон-төменгі карбон), карбонатты жоғарғы девон - төменгі карбон, карбонатты төменгі – ортаңғы карбон (солтүстік пен батыста – ортаңғы карбон – төменгі пермь), терригендік жоғарғы карбон – төменгі пермь. Тұз үстіндегі қалыңдықта 2 өнімді кешен бөлінеді: терригенді

жоғарғы пермь-триас және карбонатты-терригендіюра-төменгі бор. Тұз үстіндегі шөгінділерде 470 — тен астам шоғырлар (негізінен тектоникалық экрандалған қабаттық шөгінділер), тұз астындағы шөгінділерде-38 шоғырлар (негізінен жаппай типтегі, негізінен қалыптан тыс жоғары қабаттық қысымы бар газ конденсатты) ашылды. Метаннафтендік құрамды палеозойдың тұзасты шөгінділерінің мұнайлары негізінен жеңіл, тығыздығы 833-823 кг/м³, күкірті аз, парафині аз; құрамы (%): бензин фракциялары 23-33, шайырлар 10-15 және асфальтендер 1,2 дейін. Мезозойдан кейінгі тұзды шөгінділердің мұнайлары, негізінен ауырлығы 880 кг/м³, құрамында бензин фракциялары аз, күкіртті және күкіртті, парафинді, метан-нафтенді хош иісті көмірсутектердің 4 еседен астам басым болуымен сипатталады. Каспий маңы ойпатында бүйірлік және борттық бөліктерден орталыққа қарай бағытта мұнайлар тығыздығының аймақтық төмендеуі, бензин фракцияларының құрамының жоғарылауы байқалады. Тұзүсті кешендегі барлық кен орындары игерудің соңғы сатысында. Кен өндіру механикалық жолмен жүзеге асырылады. Тұзасты кен орындарының мұнай және газ конденсатты кен орындарын игеру табиғи сарқылу режимінде жүзеге асырылады.

2 Чинарев кенорны

2.1 Чинарев туралы қысқаша сипаттама

Чинарев мұнай газ конденсат кенорны (ЧМГКК)-Батыс Қазақстан облысында, Орал қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 80 км жерде орналасқан мұнай-газ конденсатты кен орны. Ол Каспий ойпатының солтүстік бүйірлік белдеуінде орналасқан (3 Сурет).



3 Сурет - Жұмыс ауданының шолу картасы

Әкімшілік бөлініс бойынша Чинарев келісім-шарттық учаскесі Қазақстан Республикасы Батыс Қазақстан облысы Бәйтерек ауданына жатады.

Чинарев кен орнын қамтитын блок аумағында көмірсутек шикізатын алдынала барлау және өндіру үшін жер қойнауын пайдалану құқығын Қазақстан Республикасының Үкіметі 1997 жылғы 26 мамырдағы №253 сериясының лицензиясы негізінде "Жайықмұнай" ЖШС-не берді.

Чинарев кен орнында мұнай мен газ өндіру Кеңес заманында 9 ұңғымадан басталған. Көмірсутектер кейіннен 1991 жылы Би және Афонин коллекторларында табылды. Осыдан кейін 1992 жылы Турне коллекторы ашылды, бірақ 1993 жылы мемлекеттік қаржыландырудың болмауына байланысты бұрғылау жұмыстары тоқтатылды.

Кен орны 1991 жылы сейсмикалық барлаумен дайындалған құрылымға төселген №4 ұңғыманы сынау кезінде Би шөгінділерінен газ бен конденсаттың өндірістік ағынын алу нәтижесінде ашылды. Кейіннен бастапқы құрылымдық құрылыстар елеулі өзгерістерге ұшырағанына қарамастан, кен орнының жартылай тұйық, тектоникалық экрандалған табиғаты өзгерген жоқ.

Кен орны тиімді географиялық және экономикалық жағдайға ие. 75 км оңтүстік-шығысында өндіру, өңдеу және көлік инфрақұрылымы дамып келе жатқан Қарашығанақ мұнай-газ конденсат кен орны орналасқан. Мұндағы

өндірістердің бірі-шағын тонналық өндіріс конденсатты "Конденсат" жеңіл өнімдеріне қайта өңдеу.

Өнеркәсіптік маңызы бар пайдалы қазбалардың ішінде мыналарды атап өтуге болады-жанғыш тақтатас кен орындары: Чернозатонное (Январцево кенті маңында) және Ембулатовское (Рубежка және Елтышка өзендерінің арасында). Саздар мен құмдар барлық жерде кездеседі, ал Январцево ауылында-гипс.

Қазіргі уақытта Чинарев кен орнында мұнай, газ, конденсат, дамыған инфрақұрылымды (энергиямен қамтамасыз ету, автожолдар, су құбырлары, вахталық кент және т.б.) кәсіпшілік ішілік жинау және дайындау жүйесі қалыптасқан.

Чинарев кен орнында келесі негізгі нысандар жұмыс істейді және құрылыстар:

- Ағынды желілері бар өндіру ұңғымалары;
- Мұнай өңдеу қондырғысының;
- Мұнайды демеркаптанациялау қондырғысы;
- Магистральдық сорғы станциясы (MNS);
- ЧМГКК-Ростоши магистральдық мұнай құбыры (Белес ауылы);
- УКПГ - Интергаз Орталық Азия магистральдық газ құбыры.

2.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

ЧМГКК шөгінді жамылғысы кембрийге дейінгі кристалды іргетаста жатыр және үш мега-кешеннен тұрады: қалыңдығы 2500 м дейін тұзасты, қалыңдығы 1300 м дейін тұзүсті, қалыңдығы 1700 м дейін тұзды (4 Сурет). Тұзасты палеозой кен орындары мұнай және газды.

Протерозой дәуірі- PR

Протерозой дәуіріне жататын кристалды іргетас ірі түйіршікті граниттермен ұсынылған. Тұзасты мегакомплексі девон, карбон және пермь жүйелерінің шөгінділерінен тұрады.

Палеозой дәуірі - PZ

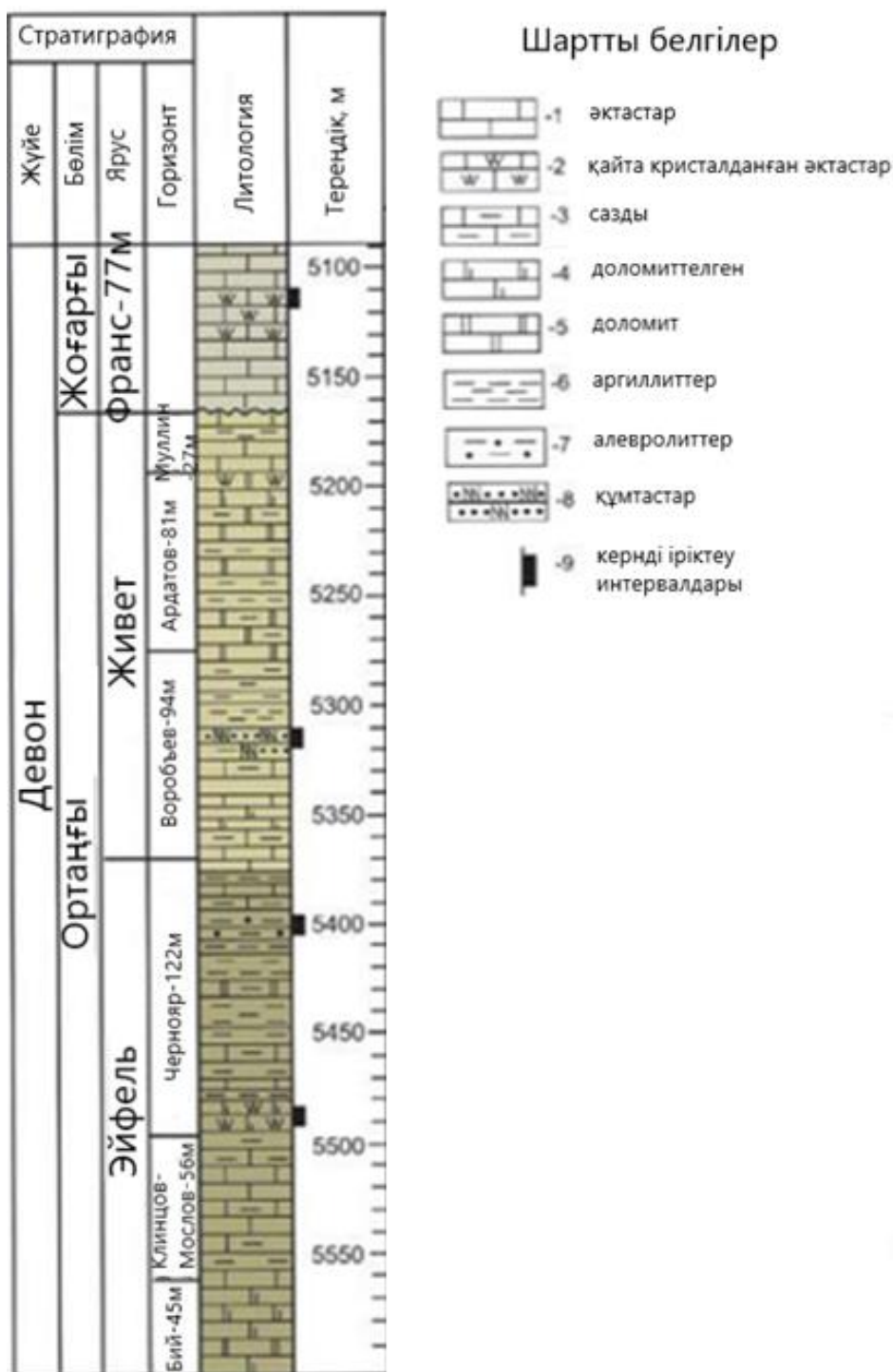
Палеозой дәуірі девон шөгінділерінің біркелкі қабаттасудан басталады протерозой іргетасының шөгінділері, девон, карбон жыныстарын қамтиды және пермь жүйелері.

Девон жүйесі - D

Девон жүйесі төменгі, ортаңғы және жоғарғы бөлімдердің бөлігі ретінде ерекшеленеді. Төменгі бөлік қалыңдығы 40-80 м біркелкі емес түйіршікті құмтастардың аралық қабаттарынан түзілген. Ортаңғы бөлім Эйфель және Живет ярустардан тұрады.

Ортаңғы бөлім – D₁

Эйфель ярусы–D₂ ef



4 Сурет – Статиграфиялық бағана

Эйфельдік ярус Бийск және Афонин горизонттарының бөлігі ретінде анықталған. Бийск горизонты қалыңдығы 105-115 м болатын биоморфты-детритті әктастармен биоморфтыдоломиттелген әктастардың қабаттасуымен ұсынылған. Афонин горизонты Чернояр және Клинцов-Мосолов қабаттарынан тұрады. Клинцов-Мосолов қабаттары (85-105 м) негізінен сазды, битумды әктастардан тұрады. Чернояр қабаттары қалыңдығы 30-110 м болатын әктас пен мергельдің бағынышты аралық қабаттары бар лай тастармен ұсынылған.

Живет ярусы– D₂gv

Үш горизонттан: Воробьев, Ардатов және Муллинден тұратын **Живет ярусы** негізінен бағынышты карбонатты аралық қабаттары бар терригендік шөгінділерден тұрады. Ярус шөгінділері Чинарев проекциясының шеткі жағында игерілген және оның ең биік бөліктерінде эрозияға ұшыраған. Живет шөгінділерінің қалыңдығы 220 м-ге жетеді.

Жоғарғы бөлім – D₃

Фамен және франс ярустары– D₃ fr-fm

Жоғарғы бөлімінде фамен және франс ярустардың шөгінділерімен бейнеленген. Франс ярусындағы шөгінділер фаменге дейінгі эрозияға байланысты кен орны шегінде сондай-ақ, проекцияның перифериясында дамыған. Негіздегі франс ярусы терригендік қалыңдықпен (пашин және тиман горизонттары) бүктелген. Ярустың ортаңғы және жоғарғы бөліктері (300 м дейін) карбонатты шөгінділермен ұсынылған. Фамен ярусы эрозиямен әр түрлі жастағы шөгінділерде жатыр. Литологиялық тұрғыдан шөгінділер қалыңдығы 370-400 м болатын сұр биоморфты-детритті, доломиттелген әктастармен ұсынылған.

Таскөмір жүйесі– C

Таскөмір жүйесі барлық бөлімшелермен ұсынылған. Төменгі бөлім Турне, Визе және Серпухов ярусының бөлігі ретінде анықталған. Турне ярусы сұр әктастардан, қалыңдығы 150-175 м доломиттелген және сазды жерлерден тұрады. Визе ярусы сазды негіздік қабаттан (Бобриков горизонты - 25-30 м) сазды аралық қабаттары бар сазды карбонаттар (Тула - 60 м және Алексинский - 65-80 м горизонт) арқылы таяз теңіз карбонатты шөгінділеріне (Михайло және Венев горизонттары 185-220 м) біртіндеп өтуімен ұсынылған. Тарус, Стешев және Протвин горизонттарының құрамындағы Серпухов кезеңі ашық сұр, биоморфты-детритті әктастармен берілген. Ярустың қалыңдығы 110-160м.

Ортаңғы бөлім – C₂

Башкир және Москва ярустары – C₂b-m

Ортаңғы бөлім башкир және москва кезеңдерінің бөлігі ретінде ерекшеленеді. Башкир сатысы төменгі башкир жартылай сатысымен ұсынылған, верейге дейінгі эрозия нәтижесінде оның үстінде жатқан шөгінділер жоқ. Ярус ашық сұр, органогенді-сынықты, оолитті, қалыңдығы 60-110 м әктастармен бүктелген. Москва ярусы қалыңдығы 45-80 м қара сұрдан қара сұрға дейінгі аргилиттермен бүктелген верей горизонтымен ұсынылған. Деңгей кесіндісінің үстіңгі бөлігі (кашир, подоль және дошков горизонттары) төмен қуатты депрессиялық шөгінділермен ұсынылған.

Пермь жүйесі – P

Пермь жүйесі екі бөлімнен тұрады. Төменгі бөлім тұзастындағы карбонат бөлігінен және қабаттасатын гидрохимиялық қалыңдықтан тұрады. Тұзастындағы карбонатты бөлік Ассель, Сакмар және Артин сатыларының құрамында ерекшеленеді, оларды бөлу қиын. Олар литологиялық жағынан біртекті, әктастармен және доломиттермен ұсынылған, сұрдан қара-сұрға дейінгі аумақтар, органогенді-кесек , қалыңдығы 710-870 м.

Тұзды мегакомплекс төменгі пермьдің Кунгур деңгейімен ұсынылған. Кунгур қабаты екі бөліктен тұрады: төменгі – карбонатты жыныстардың қабаттары бар сульфат, қалыңдығы 140-340 м (Филиппин горизонты) және сульфат қабаттары бар жоғарғы галоген, қалыңдығы 720-1040 м (ирен свитасы).

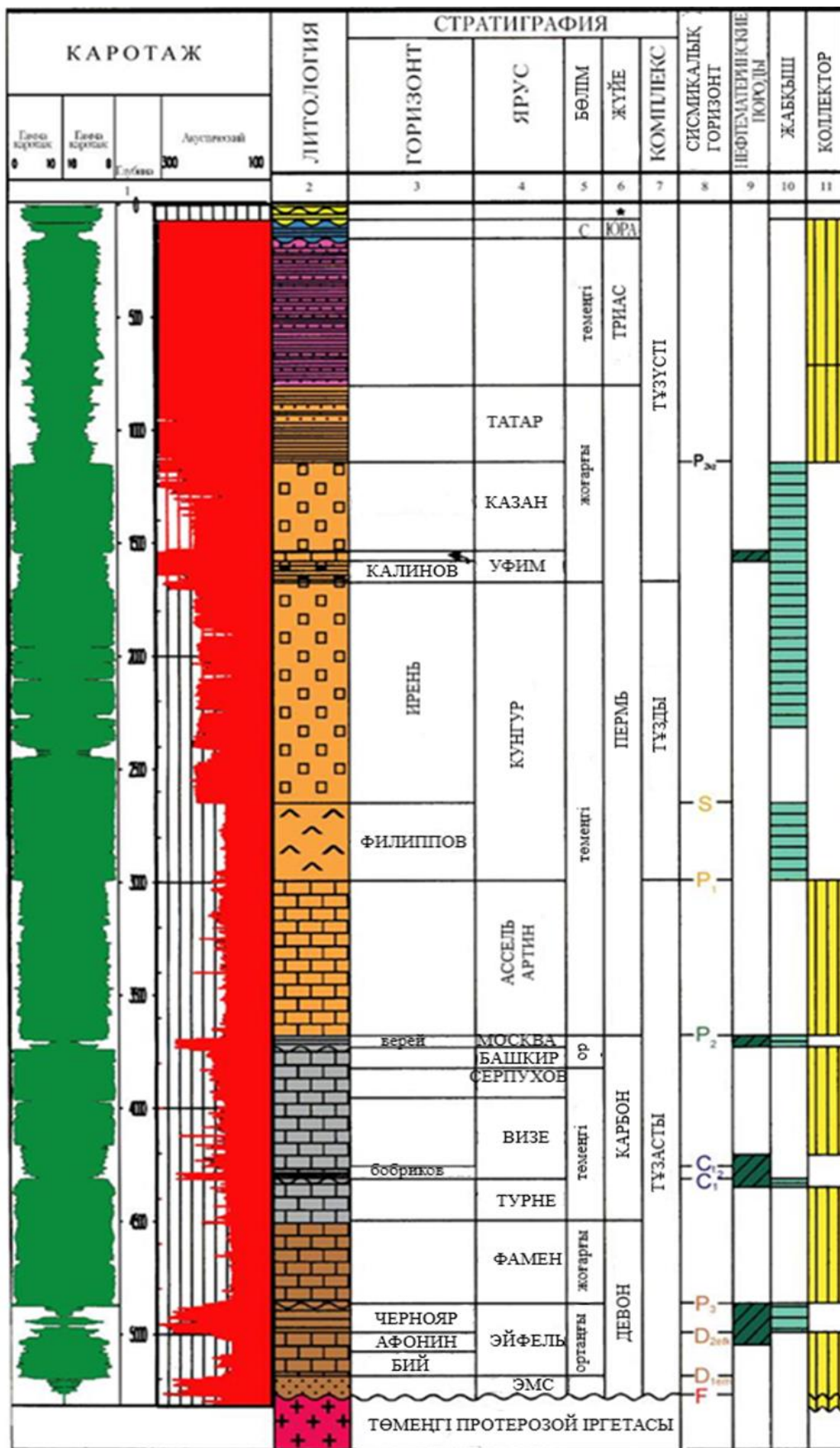
Тұзүсті мегакомплексі пермь жүйесінің жоғарғы бөлігінің шөгінділерінен, мезозой тобының триас және юра жүйелерінен және кайнозойдың неоген төрттік шөгінділерінен тұрады.

Жоғарғы бөлім негізінен уфа, қазан және татар ярустарынан тұратын галогендік-терригендік қалыңдықпен ұсынылған. Уфа қабаты қалыңдығы 70-130 м болатын тұз бен қызыл түсті аргилиттарды қабаттастырудан тұрады. Қазан қабаты Калинов формациясының депрессиялық карбонатты шөгінділерінің төменгі пакетінен (25-45 м) және гидрохимиялық формацияның ангидриттерінің бір қабаты бар жоғарғы тұзды қабаттан (310-550 М) тұрады. Татар ярусы (420-540м) алевролит қабаттары бар және құмтастардың төменгі бөлігінде қызыл түсті аргилиттарының қалыңдығымен ұсынылған.

Мезозой дәуірі – MZ

Триас жүйесі – T

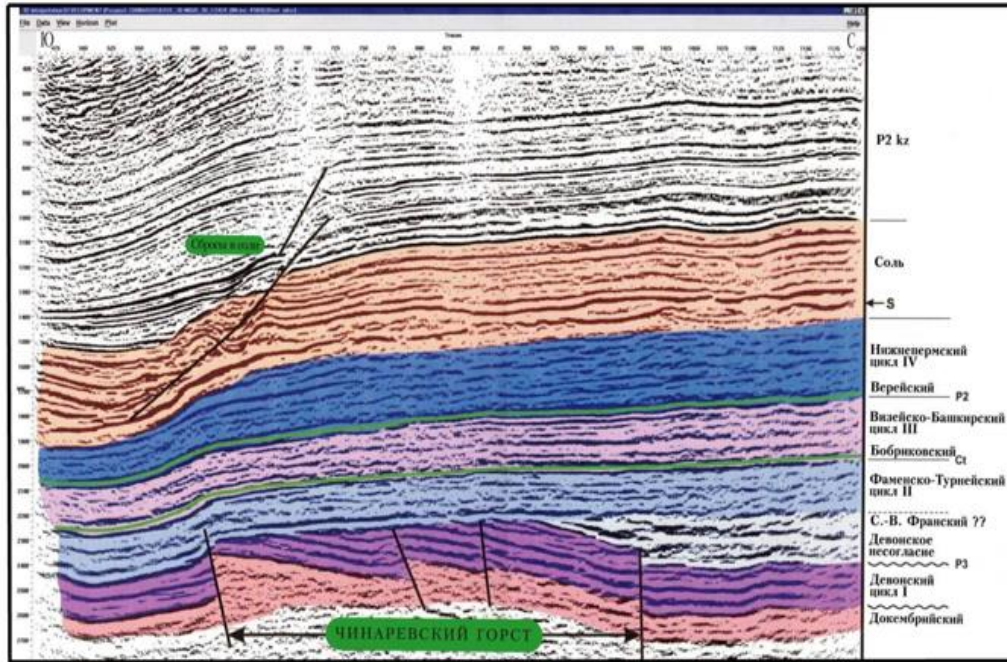
Мезозой тобындағы триас жүйесі төменгі бөліммен ұсынылған және аргилиттардың жиі аралық қабаттары (430-630м) болатын құмтас қабатынан тұрады. Юра жүйесі бөлшектелмеген төменгі және орта бөлімдерден тұрады және қалыңдығы 30-160 м құмтас қабаттары бар саз-алевролит шөгінділерінен тұрады. Қалыңдығы 40-60 м болатын неогендік-антропогендік шөгінділер астындағы жыныстарды эрозиямен жауып, төменгі бөлігінде сазды, ал жоғарғы бөлігінде құмды сазды саздақтармен ұсынылған (5 Сурет).



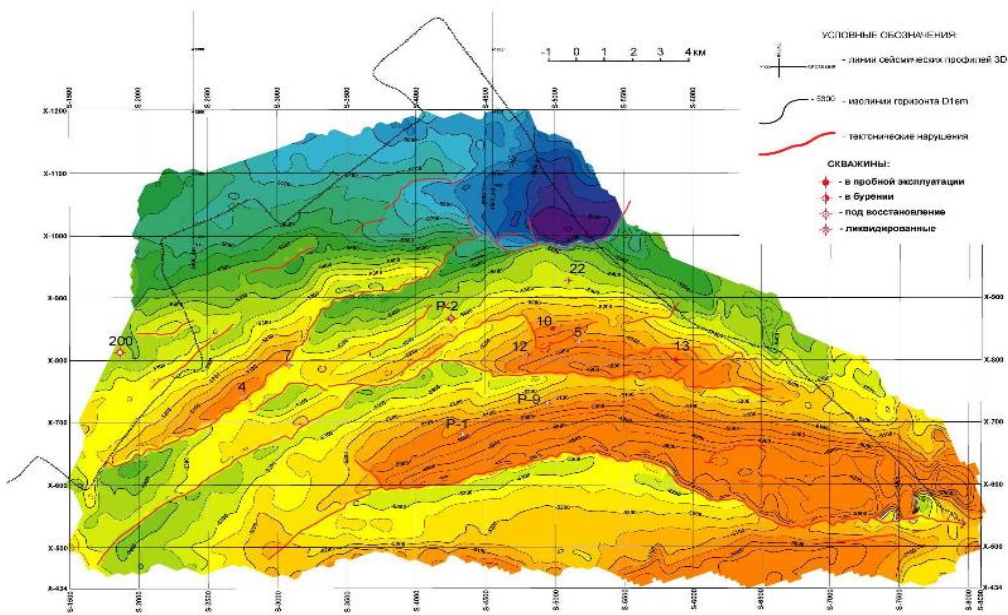
5 Сурет - Стратиграфиялық бағана

және көмекші, негізінен қалыпты қалпына келтіру сериясы ерекшеленеді. Тектоникалық бұзылулар желісі жер қыртысының осы бөлігінің Орал геосинклиналының тангенциалды кернеулеріне реакциясы болып табылады.

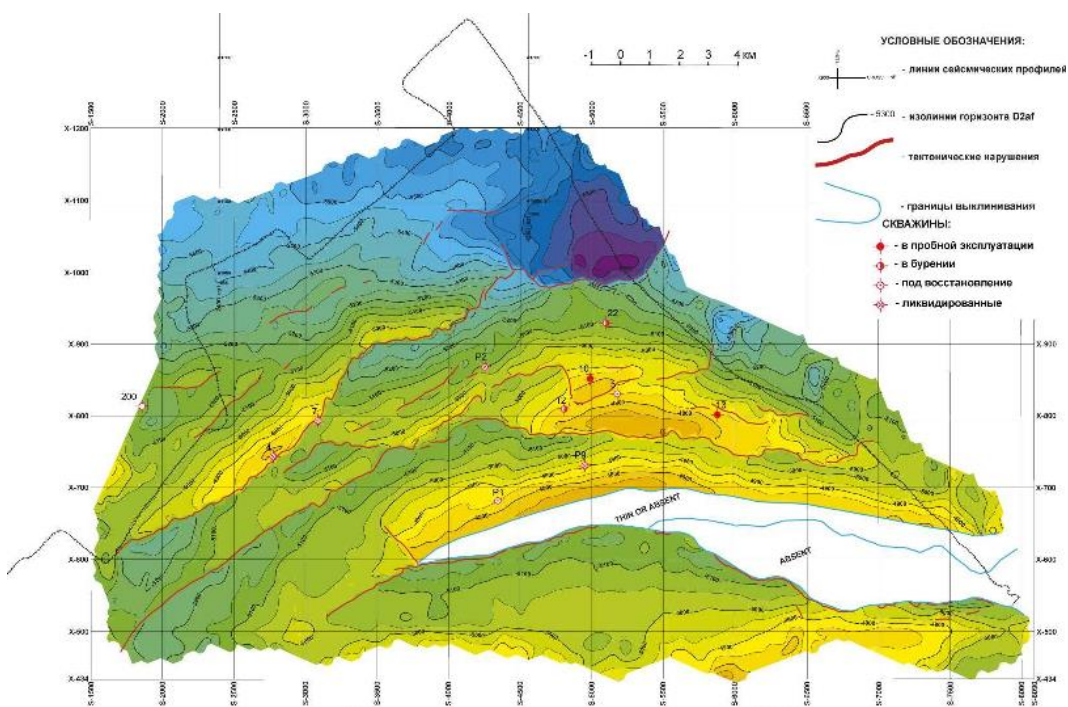
Бұл учаскеге ұзақ уақыт әсер еткен эрозиялық процестер фаменнің басталуына алып келді, тектоникалық кернеулер нәтижесінде пайда болған шағын таулы елдің толық жууылуына әкелді, шөгінділер іргетастан төменгі франс қабатына дейін эрозияға ұшырады (7,8,9,10 Суреттер).



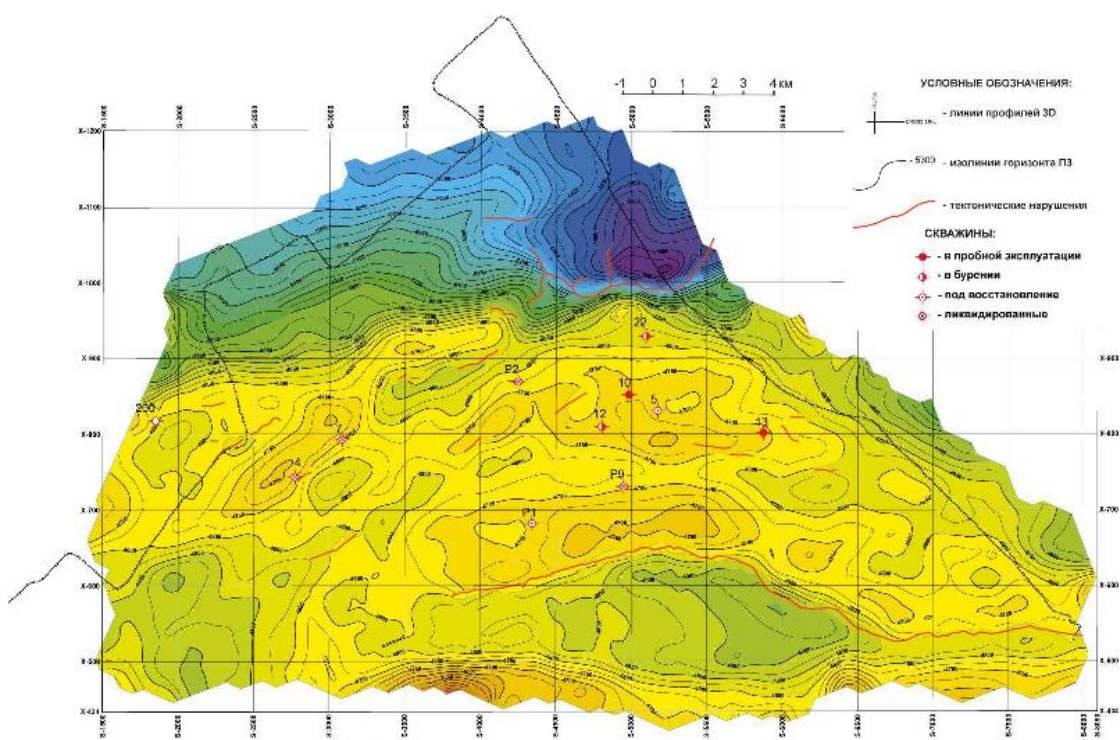
7 Сурет - Тектоникалық элементтер бойынша уақытша қимасы



8 Сурет – D_{1em} шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта



9 Сурет - D_{2af} шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта



10 Сурет - P₃ шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта

Шөгінді жамылғының қалған бөлігі әдеттегі платформалық құрылымға ие және үш құрылымдық қабаттан тұрады: тұзасты жоғарғы девон-төменгі пермь, тұзды және тұзүсті.

Жоғарғы девон-төменгі пермь құрылымдық қабаты үш құрылымдық деңгейге бөлінеді: жоғарғы девон-турне (11 Сурет), визе-башкир (12 Сурет) және москва-төменгі пермь (13 Сурет). Деңгейлер құрылымындағы жетекші рөл шөгу факторына жатады. Құрылымдық сатылардың карбонатты шөгінділерінің қалың қабаттарының жұмсақ шөгуі төменгі тектоникалық белсенді кешеннен мұраланған аз амплитудалық көтерілулермен қиындайды. Жергілікті амплитудасында асқыну төменнен жоғарыға қарай әлсірейді. Сонымен, егер жоғарғы девон-турней қабатының төбесінде болса (12 Сурет) мұнай кен орындарын бақылайтын жергілікті тұқым қуалайтын брахиантиклинальды құрылымдар бөлінеді, содан кейін үстіңгі қабаттарда құрылымдық асқынулар гемиантиклиналдар түрінде көрінеді.

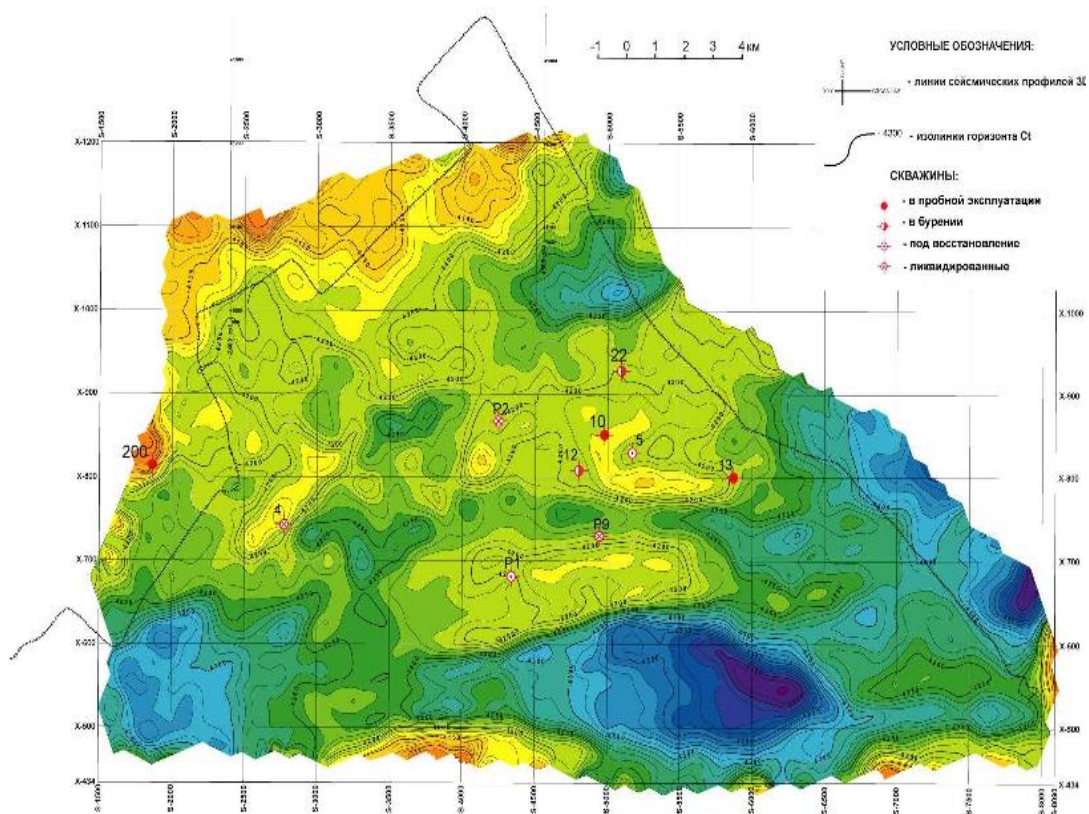
Кезеңдер карбонатты платформаларды құрайды, олар ЧМГКК оңтүстігіндегі қайраңның шеткі бөлігінде ойпат бассейндік шөгінділерге өтеді. Риф белдеулерінің дамуы осы әртүрлі фациялық аймақтардың шекарасымен шектеледі. Әртүрлі себептерге байланысты тектоникалық және шөгінді табиғатта әр түрлі жастағы риф белдеулері жоспарда сәйкес келмейді.

Осы құрылымдық қабаттағы тектоникалық белсендірудің девондық кезеңінің тектоникалық бұзылыстары әлсіз флексуралар түрінде байқалады және сейсмикалық барлау дәлдігінен тыс амплитудалық ығусылар аз болуы мүмкін.

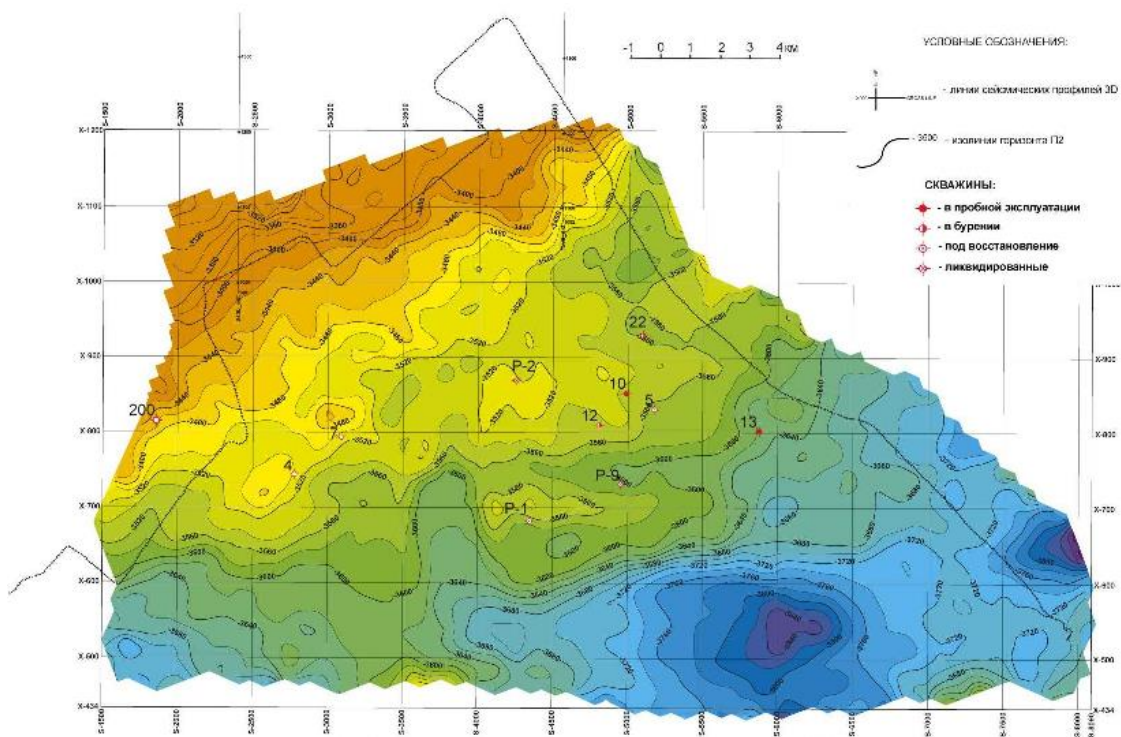
Тұзды құрылымдық кезеңнің ерекшелігі оның тұздың қабаттық пайда болу аймақтары мен белсенді халокинез аймағының шекарасында орналасуы болып табылады. Лицензияланатын блоктың барлық дерлік аумағы тұзды қабатта орналасқан, ал оның оңтүстік бөлігінде газ кинезисінің көрінісі байқалады. Мұнда тұзды шөгінділердің қалыңдығы күрт төмендейді және сәйкесінше тұз үсті кешеннің қалыңдығы артады.

Блоктың көп бөлігі тұз түзілу аймағында орналасқанына қарамастан, мұнда галогендік қабаттың төменгі бөлігінде тұздың пластикалық қозғалысының көрінісі байқалады, нәтижесінде тұздың оның төменгі бөлігінде толқын тәрізді таралуы, тұзды ерітінділердің болуы және техникалық және біркелкі өндірістік колонналардың тұзбен бірнеше рет ұсақталуы болды.

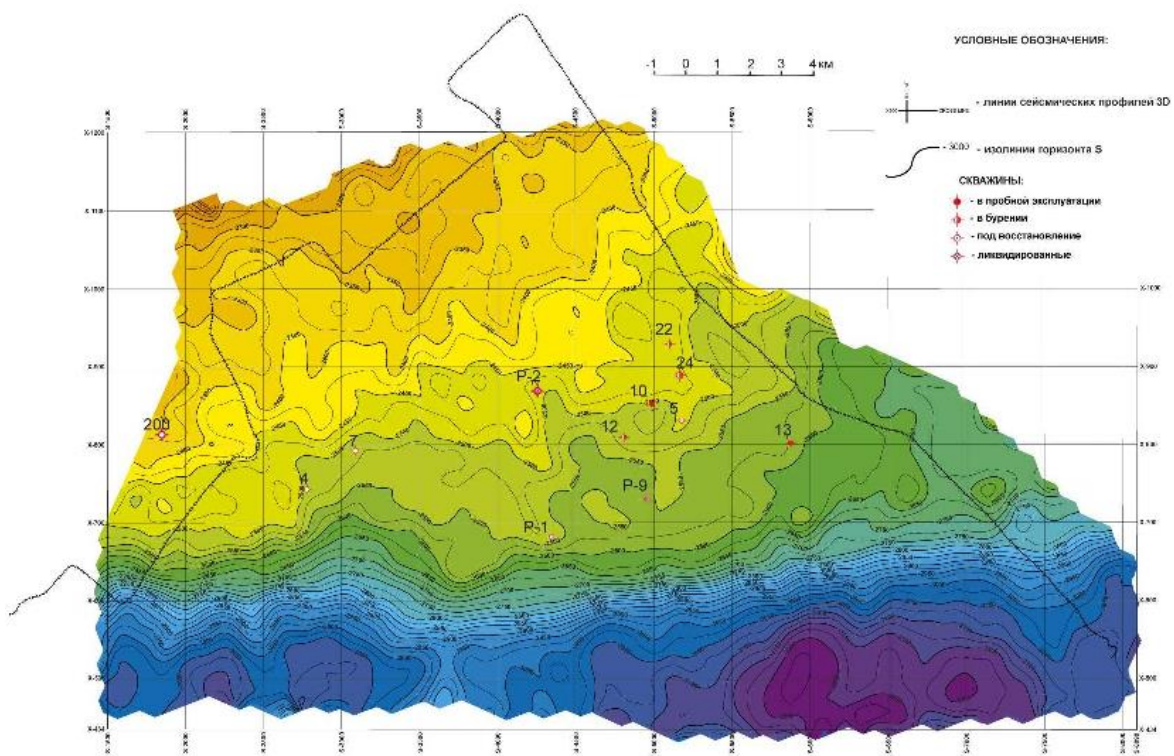
Тұзүсті құрылымдық сатысы аймақтық еңіске сәйкес моноклинальды, сонымен қатар сортаңды, солтүстіктен оңтүстікке қарай 1 км-ге шамамен 16-18 м градиентпен батады. Ал тек оңтүстік бөлігінде оның құрылымына тұзды құрылымдық кезеңнің галотектоникасы әсер етеді.



11 Сурет - St шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта



12 Сурет – P₂ шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта



13 Сурет - S шағылыстыратын горизонт бойынша құрылымдық карта

2.4 Мұнайгаздылығы

Чинарев кен орнында мұнай-газ перспективалары негізінен тұзасты мега-кешенмен байланысты, ол өз кезегінде литологиялық-стратиграфиялық кешендерге бөлінеді.

Мұнай-газ геологиялық аудандастыруға сәйкес Чинарев кен орны Каспий маңы ойпатының солтүстік борттық мұнай-газды аймағымен шектеледі.

Мұнда негізгі мұнай-газ кешендері ретінде карбонатты ортадевон, живет-төменгіфранс терригені, жоғарғыдевон-турне карбонаты және московско-артин карбонаты ерекшеленеді.

Орта девон карбонат кешені Бийск және Афонин шөгінділеріндегі газ конденсат шоғырларымен байланысты. Аргиллит Чернояр горизонты Эйфельдік газ конденсаты шоғырлары үшін сұйықтық өткізбейтін аймақ.

Кешендер басым карбонат пен бағынышты терригендік қабаттар (төменнен жоғарыға) кезектесуін көрсетеді: терригендік рифейлік, терригендік төменгідевондық, карбонатты эйфельдік, терригендік (терригенді-карбонатты)живет-төменгіфранстық, карбонатты жоғарғы франстық-турнейлік, терригендік бобриков, карбонатты визей-төменгі башкир, терригенді жоғарғы башкир-төменгі москов, карбонатты москов-артинск. Карбонатты кешендердің құрылымына тән қасиет фациялардың өзгеру шекарасында риф белдеулерінің пайда болуымен таяздан терең теңізге ауысуы болып табылады. Чинарев кен орнының мұнай газдылығы үш алаң шегінде белгіленді: Батыс, Солтүстік-Шығыс, Оңтүстік

Эйфель карбонат кешені Батыс және Солтүстік-Шығыс аудандарында Бийск, Афонин шөгінділерінде анықталған газ конденсатты шоғырлармен байланысты.

Терригенді және терригенді-карбонатты живет-төменгі франстық кешені газ конденсатты шоғырлары Батыс ауданында Ардатов, Муллин, Фраснс шөгінділері, Солтүстік-Шығыста Ардатов, Муллин және Оңтүстік ауданда Ардатов шөгінділерімен шектелген.

Карбонатты жоғарғыфранс-турнейлік кешен оңтүстік аймақтағы Фамен газ конденсаты шоғырымен байланысты, Турне газ конденсаты шоғырлары Т-ІА, Т-І сәйкесінше солтүстік-шығыс және оңтүстік аудандарда, ал мұнай Т-І, Т-ІВ батыс және солтүстік-шығыс, сәйкесінше батыста, солтүстік-шығыс және оңтүстікте Т-ІІ және батыс, солтүстік-шығыс алаңда Т-ІІІ шектелген.

Терригендік Бобриков кешенінде үш ауданда да мұнай шоғырлары анықталған. Карбонатты визей-төменгібашкир кешенінде батыс және солтүстік-шығыс аудандарында мұнай шоғырлары анықталды.

Сонымен қатар, қазіргі уақытта тұзды мегакешеннің Кунгур галогендік кешенінің Филиппов горизонтының сульфатты-карбонатты қабатында газ конденсаты мен мұнай шоғырлары анықталды.

1 Кестеде - Чинарев кен орнында анықталған шоғырларының өнімді шөгінділері, аудандары және қанығу заңдылықтары бойынша таралуы көрсетілген.

Төменде өнімді горизонттардың құрылымы, олармен шектелген шоғырлар, ГВК және ВНК

1 Кесте - Чинарев кен орнындағы шоғырларды бөлу

Өнімді горизонт	Батыс аудан	Солтүстік шығыс аудан	Оңтүстік аудан
Филиппов - P _{1k} (fl)	6 Газконд	2 Мұнайлы	-
Башкир - C _{2b1}	2 Мұнайлы	3 Мұнайлы	-
Бобриков - C _{1v1} (bb)	3 Мұнайлы	2 Мұнайлы	1 Мұнайлы
Турне			
Т-І	3 Мұнайлы	1 Газконд	1 Газконд
		1 Мұнайлы	
Т-ІІ	2 Мұнайлы	1 Мұнайлы	1 Мұнайлы
Т-ІІІ	3 Мұнайлы	1 Мұнайлы	-
Фамен - (D _{3fm})	-		1 Газконд
Франс D _{3fr}	D _{3fr} -І	2 Газконд	-
	D _{3fr} -ІІ	3 Газконд	-
Муллин - D _{2gv} (ml)	МІ-І	3 Газконд	1 Газконд
	МІ-ІІ	2 Газконд	3 Газконд
Ардатов - D _{2gv} (ad)	3 Газконд	2 Газконд	1 Газконд
Афонин - D _{2ef} (af)	1 Газконд	1 Газконд	-
Бийск - D _{2ef} (bs)	2 Газконд	1 Газконд	-
	35	19	5
		59	

Филиппов өнімді горизонты

Чинарев кен орнында Филиппов горизонты барлық жерде және барлық бұрғыланған ұңғымалармен өтеді.

Горизонт коллекторлары ангидридті қабаттардың арасында орналасқан карбонатты жыныстармен (доломит және әктас) ұсынылған, олар сұйық тығыздағыштар болып табылады.

Башкир өнімді горизонты

Башкир өнімді горизонтының жамылғысы москва ярусының Вереј горизонтының төменгі бөлігінде орналасқан тақтатас қабаты болып табылады, ол оңтүстік-шығысқа қарай біртіндеп жұқарады.

Чинарев кен орнында башкир горизонты барлық бұрғыланған ұңғымалармен ашылды.

Сулы шөгінділердің қалың қабатымен қапталған қиманың ең жоғарғы бөлігі ғана өнімді.

Бобриков өнімді горизонты

Бобриков горизонтының коллекторлық жыныстардың жамылғысы құмтастармен ұсынылған, Тулдық горизонтының өтпейтін жыныстарының жиынтығы, қара сұр, сазды, кейде органогенді әктастармен, сирек кездесетін лай қабаттарымен ұсынылған.

Чинарев кен орнында бобриков горизонты барлық жерде таралған. Бобриков шөгінділері 75 ұңғымамен және 10 бүйірлік және тереңдетілген оқпандармен ашылды.

Чинарев кен орнындағы Бобриков горизонтының өнімділігі 3 ұңғыманы (31, 40, 123 ұңғымаларды) сынау және сынама алу негізінде анықталды. Барлығы 6 мұнай шоғыры анықталды.

Турне өнімді горизонты

Турне өнімді горизонттардың жамылғысы Турне горизонтының жоғарғы жағындағы орташа қалыңдығы 30,9 м, 26,4 м (45 ұңғыма) 36,1 м (Р-9 ұңғыма) дейін өзгеретін тығыз карбонатты жыныстардың қаптамасы болып табылады.

Турне ярусында анықталған Т-I, Т-II және Т-III өнімді горизонттары да бір-бірінен тығыз карбонатты жыныстармен бөлінген. Кен орнының үш ауданында да горизонттар өнімді.

Батыс аймақта Т-I, Т-II және Т-III горизонттары Турне шөгінділерде өнімді. Үш мұнай кен орны Т-I және Т-III горизонтында, екі мұнай кен орны Т-II горизонтында шектелген.

Солтүстік-Шығыс ауданында Турне шөгінділерінде Т-I, Т-II және Т-III горизонттары өнімді. Бұл аймақта Т-I горизонтында екі шоғыр шектелген: Т-IA – газ конденсаты және Т-IB – мұнай; Т-II және Т-III горизонттарында бір мұнай шоғыры анықталды.

Т-I (газ конденсаты шоғыры) және Т-II (мұнай шоғыры) горизонттары Оңтүстік ауданда Турне шөгінділерінде өнімді. Оңтүстік аудандағы Т-III горизонт суға қанық.

Фамен өнімді горизонты

Фамен шөгінділері Оңтүстік аймақта өнімді. Оңтүстік аудандағы Фамен өнімді горизонты 4 ұңғымамен П-9, 23, 31, 32 және 3 шеткі оқпанмен 32_1, 32_2 және 410_1 ашылды.

Өнімділік 31 ұңғыманы сынау нәтижелері бойынша белгіленді. 4520–4527м (-4438,1 - -4445,1м) аралықтан газ конденсат қоспасының ағыны алынды: газ шығыны 23,95 мың м³/тәу, диаметрі 6 мм штуцердегі конденсат тәулігіне 37,65 м³.

ГИС деректері бойынша 31 ұңғымадағы газға қаныққан қабаттың түбі - 4445,7 м абсолютті белгіде анықталды. 410_1 бүйірлік оқпанда өнімді горизонт шегінде -4458,3м абсолюттік белгісінен суға қаныққан қабаттар анықталды.

ГВК -4446 м абсолюттік белгіде қабылданды.

Табиғи резервуар типі бойынша шоғыр массивті, тектоникалық экрандалған және литологиялық шектелген, көлемі 7,1x2,2 км, биіктігі 36,0м, газдылығы 7871 мың м².

Муллин өнімді горизонты

Живет кезеңінің кен орындарында Муллин өнімді горизонты ерекшеленеді, ол Чинаревка жотасының шеткі жағында дамыған және оның ең биік бөліктерінде эрозияға ұшыраған.

Шоғырлары солтүстік-шығыс және батыс бөліктерінде анықталған. Оңтүстік ауданда муллин өнімді горизонты бір 32 ұңғымамен және бір 32_1 бүйірлік оқпанмен ашылды, онда ГИС мәліметтері бойынша коллекторлық қабаттар анықталмаған.

Ардатов өнімді горизонты

Ардатов өнімді горизонтының газдылығы Чинарев кен орнындағы батыс, солтүстік-шығыс және оңтүстік аудандарда анықталды.

Ардатов өнімді горизонт жабыны-муллин шөгінділерінің табанындағы саз қабаты, оның орташа қалыңдығы шамамен 2,0 м, 0,7 м-ден (ұңғыма 61) 3,6 м-ге дейін (ұңғыма 27,2) өзгереді. Муллин шөгінділері эрозияға ұшыраған және Ардат шөгінділерінің жабыны эрозияға ұшыраған жерде Ардат өнімді шөгінділері фамен шөгінділерінің табанымен шектесетін стратиграфиялық және бұрыштық келіспеушілік бетімен қорғалады.

Сонымен қатар, Ардатов горизонтының жабынында 5,1 м-ден (ұңғыма 61) 16,9 м-ге (ұңғыма 30) дейінгі өзгерістер кезінде орташа қалыңдығы 12,6 м тығыз карбонатты жыныстардың қабаты бөлінеді, онда өнімді қабаттар тек 27_2_1, 33 екі ұңғымада бөлінеді. Ардат шөгінділерінің табанында саз қабаты да бар, олардың орташа қалыңдығы 3,6 м-ден (10 ұңғыма) 51,6 м-ге (218 ұңғыма) дейін өзгерген кезде 23,7 м құрайды, оларды живет шөгінділерінің Воробьев горизонтынан бөліп тұратын саз қабаты бар.

Афонин өнімді горизонты

45 ұңғымада, оның ішінде 13 бүйірлік оқпанды ұңғымада ашылды. Олардың 32 ұңғымасы солтүстік-шығыс ауданда, 8 ұңғымасы батыста және 5 ұңғыма оңтүстікте бұрғыланды.

Газ конденсатының екі шоғыры анықталған батыс және солтүстік-шығыс аудандарында Афонин горизонтының өнімділігі белгіленді.

Бийск өнімді горизонты

42 ұңғымада, оның ішінде 11 бүйірлік оқпанды ұңғымала ашылды. Олардың 32 ұңғымасы солтүстік-шығыс аймағында, 7 ұңғымасы батыста және 4 ұңғыма оңтүстікте бұрғыланды.

Батыс учаскесінде 45 және 204 ұңғымалар ауданында екі газ конденсатты шоғыры, солтүстік-шығыс ауданда бір газ конденсатты шоғыры анықталды.

3 Арнайы бөлім

3.1 Мұнай мен газдың құрамы мен физика-химиялық қасиеттері

Мұнайдың құрамы:

Көмірсутектер: Мұнай негізінен көмірсутекті қосылыстардан тұрады, соның ішінде парафиндер, нафтендер және ароматты заттар. Олар мұнайдың негізін құрайды және олардың арақатынасы мұнайдың әртүрлі түрлерінде әртүрлі болуы мүмкін.

Басқа компоненттер: Мұнайдың құрамында күкірт, азот, оттегі және микроэлементтер сияқты басқа элементтер де болуы мүмкін.

Мұнай қасиеттері:

Тығыздық: көлем бірлігіндегі мұнайдың массасын анықтайды. Г/см³ немесе API дәрежесімен өлшенеді.

Тұтқырлық: Мұнайдың ағынына төзімділігін көрсетеді. Ол белгілі бір температурада шартты бірліктермен (cSt немесе мм²/с) өлшенеді.

Тұтану температурасы: бұл мұнайдың булануы ауамен жанғыш қоспа түзе алатын ең төменгі температура. Цельсий (°C) градусымен өлшенеді.

Күкірт мөлшері: Мұнайдағы күкірттің мөлшерін көрсетеді, ол оны пайдалану мен өңдеу талаптарына әсер етуі мүмкін. Ол пайызбен немесе миллиондағы бөліктермен (ppm) өлшенеді.

Газ құрамы:

Негізгі компонент: Табиғи газ негізінен метаннан (CH₄) тұрады. Ол әдетте газ қоспасының көп бөлігін құрайды.

Қосымша компоненттер: Газдың құрамында этилен (C₂H₄), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀) және басқа көмірсутектер азырақ болуы мүмкін.

Газдың қасиеттері:

Салыстырмалы тығыздық: Газдың тығыздығын ауамен салыстырады. Тығыздығы ауа бірлігінен аз газдар ауада көтеріледі, ал тығыздығы бірліктен үлкен газдар төмен түседі.

Калория мәні: Бұл газды жағу кезінде бөлінетін энергия мөлшері. Джоульмен немесе көлем бірлігіне британдық жылу бірліктерімен (BTU) өлшенеді.

Мұнай және газ қорларын бағалау үшін бөлу сынағы бойынша түзетілген терең сынама талдауынан алынған мәндер алынды: мұнай тығыздығы - 0,8164 г/см³, газ коэффициенті - 176 м³/т, көлемдік коэффициент - 1,36, динамикалық тұтқырлық - 0,5 мПа*с.

Чинарев кен орнының мұнайы күкіртті (0,32%), шайырлы (2,7%) және парафинді (5,6%) болып сипатталады. Меркаптан күкіртінің массалық мөлшері 0,03.

3.2 Чинарев кен орнының қабат жағдайындағы мұнайдың қасиеттері

Олардың жағдайындағы қабат сұйықтарының қасиеттері туралы ең сенімді деректер жер қойнауындағы тереңдік сынамалары кен орындары өкілдерінің зертханалық зерттеулерінің нәтижелері бойынша алынады.

Егер оның құрамы қабат сұйықтығымен бірдей болса, үлгі репрезентативті немесе ақпараттық болып саналады.

Барлау және пайдалану ұңғымалары учаскесінің өнімді бөлігінен жер үсті және терең сынамалар алынады.

Тереңдік сынамаларын сапалы іріктеу кен орны мен ұңғыманың жұмыс режиміне байланысты ұңғыманы іріктеуге дайындау технологиясын, іріктеу технологиясын және сынаманың құрамдас құрамының тұрақтылығына кепілдік беруі тиіс сынама алушының түрін дұрыс таңдау және сақтаумен қамтамасыз етіледі.

Қабаттық мұнайдың қасиеттерін зерттеу "Лукойл-Инжиниринг" ЖШС, "ВолгоградНИПИморнефть" филиалында, "Шлюмберже" компанияларында, "ВолгоУралНИПИгаз" ЖШҚ, "Газтехнология" ЖШҚ, "Аксонойл" ЖАҚ, "НИПИнефтегаз" АҚ-да қабаттық сұйықтықтардың термодинамикалық қасиеттері мен фазалық тәртібін зерттеуге арналған жабдықта жүргізілді. Сұйықтықтар мен сепарацияланған мұнайларды типтік зерттеу".

Үлгілерде келесі зерттеулер түрлері орындалды:

- бір рет газсыздандыру тәжірибесі;
- контактілі газсыздандыру тәжірибесі (тұрақты салмақта);
- дифференциалды газсыздандыру немесе сатылы бөлу тәжірибесі;
- қабат мұнайының тығыздығын анықтау;
- қабат мұнайының тұтқырлығын анықтау;
- қабат мұнайын бір реттік және дифференциалды газсыздандыру кезінде бөлінетін мұнай газының құрамдас құрамын анықтау;
- газсыздандырылған мұнайдың құрамдас құрамын анықтау және қабат мұнайының құрамдас құрамын есептеу.

Нәтижесінде қабат мұнайының негізгі параметрлері анықталды: қанығу қысымы, сығылу коэффициенті, газ мөлшері, көлемдік коэффициент, қабат пен бөлінген мұнайдың тығыздығы, қабат мұнайының тұтқырлығы, материалдық баланс әдісімен қабат қоспасының құрамын есептей отырып, еріген газ бен газсыздандырылған мұнайдың құрамдас бөлігі.

Филиппов өнімді горизонт $P_{1k}(fl)$

01.01.2021 жағдай бойынша Филиппов өнімді горизонты қабаттағы мұнай зерттеулерімен көрсетілмеген.

Башкир өнімді горизонты C_{2b1}

Башкир сатысының шөгінділерінен мұнайдың қабат жағдайындағы қасиеттері 3-ші аудандағы 45 ұңғымадан алынған 2 сынама және СШ аймағындағы 54, 123, 701_1 ұңғымаларынан алынған 5 сынама арқылы анықталды.

Ұсынылған зерттеу нәтижелерінен 3-ші ауданның қабат жағдайындағы мұнайдың СШ аймағының мұнайынан айтарлықтай айырмашылығы бар екенін

көруге болады. Ол көбірек газға қаныққан, қанығу қысымы мен көлемдік коэффициенті жоғары, тығыздығы мен тұтқырлығы төмен.

Бұл тенденцияны жер бетіндегі мұнайдың қасиеттерінен де байқауға болады: Батыс аймақта газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы айтарлықтай аз. Бұл Башкир су қоймасында көмірсутектердің пайда болуының бірнеше түрлі жағдайларының салдары болуы мүмкін, өйткені оның құрылымы моноклинді, көтерілулермен және бұзылулармен күрделенген, құрылымдық тұтқыштарды білдіретін және Б пен СШ аудандарының арасындағы қашықтық шамамен 5,5 км құрайды.

3-ші аудандағы башкир горизонтының қабат мұнайы газбен қанықпаған және қанығу қысымы 15,25 МПа, қабат жағдайындағы тығыздығы - 0,672 г/см³, динамикалық тұтқырлығы - 0,362 МПа*с. Стандартты бөлу деректері бойынша мұнайдың газдылығы 258,30 м³/т, көлемдік коэффициенті 1,586 бірлік.

СШ учаскесіндегі башкир горизонтының қабат мұнайы газбен қанықпаған және қанығу қысымы 9,19 МПа, тығыздығы 0,776 г/см³, қабат жағдайында динамикалық тұтқырлығы 0,863 МПа*с. Стандартты бөлу деректері бойынша мұнайдың газдық құрамы 98,56 м³/т, көлемдік коэффициенті 1,223 бірлік.

Бобриков өнімді горизонты C_{1v1}(bb)

Қабат жағдайындағы мұнайдың қасиеттері О ауданындағы 31 ұңғымадан алынған 1 терең сынамамен және ауданның 123 және 300 СШ ұңғымаларынан алынған 2 сынамамен сипатталды.

Оңтүстік аудандағы Бобриков горизонтының қабат мұнайы газбен қанықпаған және қанығу қысымы 22,15 МПа, тығыздығы - 0,703 г/см³, қабат жағдайындағы динамикалық тұтқырлығы - 0,448 МПа*с. Стандартты бөлу деректері бойынша мұнайдың газдық құрамы 206,30 м³/т, көлемдік коэффициенті 1,472 бірлік.

СШ учаскесіндегі Бобриков горизонтының қабаттық мұнайы газбен қанықпаған және қанығу қысымы 15,79 МПа, тығыздығы - 0,736 г/см³, қабат жағдайындағы динамикалық тұтқырлығы - 0,659 МПа*с. Стандартты бөлу деректері бойынша мұнайдың газдық құрамы 140,60 м³/т, көлемдік коэффициенті 1,331 бірлік.

Турне өнімді горизонт C_{1t}

Турне кен орындарындағы мұнай кен орындары барлық аудандарда анықталған және үш кенорынмен байланысты, алайда қабат жағдайындағы мұнайдың қасиеттері СШ және Оңтүстік аймақтардағы үлгілермен сипатталады. Сонымен қатар, көптеген ұңғымаларда екі немесе үш горизонт сыналған және пайдаланылуда, ал бөлек сыналған және жер үсті мұнай сынамалары алынған жерлерде талдау нәтижелері Т-1, Т-2 және Т-III СШ горизонтының мұнайы бір сипатты көрсетеді.

СШ ауданының турне горизонттарынан алынған қабат мұнайының физикалық-химиялық қасиеттері 10, 12, 22, 24, 53 және 56 ұңғымалардың 9 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Қабат мұнайы газбен қанықпаған, қанығу қысымы 17,51 МПа. Мұнайдың тығыздығы 0,655-0,749г/см³ аралығында ауытқиды, орташа 0,700г/см³.

Тұтқырлықтың орташа мәні 0,42 мПа*с, газ мөлшері 186,80 м³/т, орташа көлемдік коэффициенті 1,458 бірлік.

23-ұңғыманың оңтүстік аймағының қабат сұйықтығы, зерттеулердің нәтижелері бойынша, газдылығы жоғары және тығыздығы төмендігімен СШ аймағының қабат мұнайынан айтарлықтай ерекшеленеді.

ПВТ зерттеулерінің нәтижесінде резервуар жағдайында сұйықтық сұйық күйде болатыны анықталды. О ауданы бойынша басқа зерттеулер болмағандықтан, сұйық қасиеттері нақтыланғанша қабат мұнайының қасиеттері 23 ұңғыманы зерттеу нәтижелері негізінде алынады. Қабат мұнайы газбен қанықпаған, қанығу қысымы 19,26 МПа. Қабат жағдайындағы мұнайдың тығыздығы 0,536 г/см³, тұтқырлық мәні 0,56 мПа*с, газ мөлшері 582,60 м³/т, көлемдік коэффициенті 2,622 бірлік.

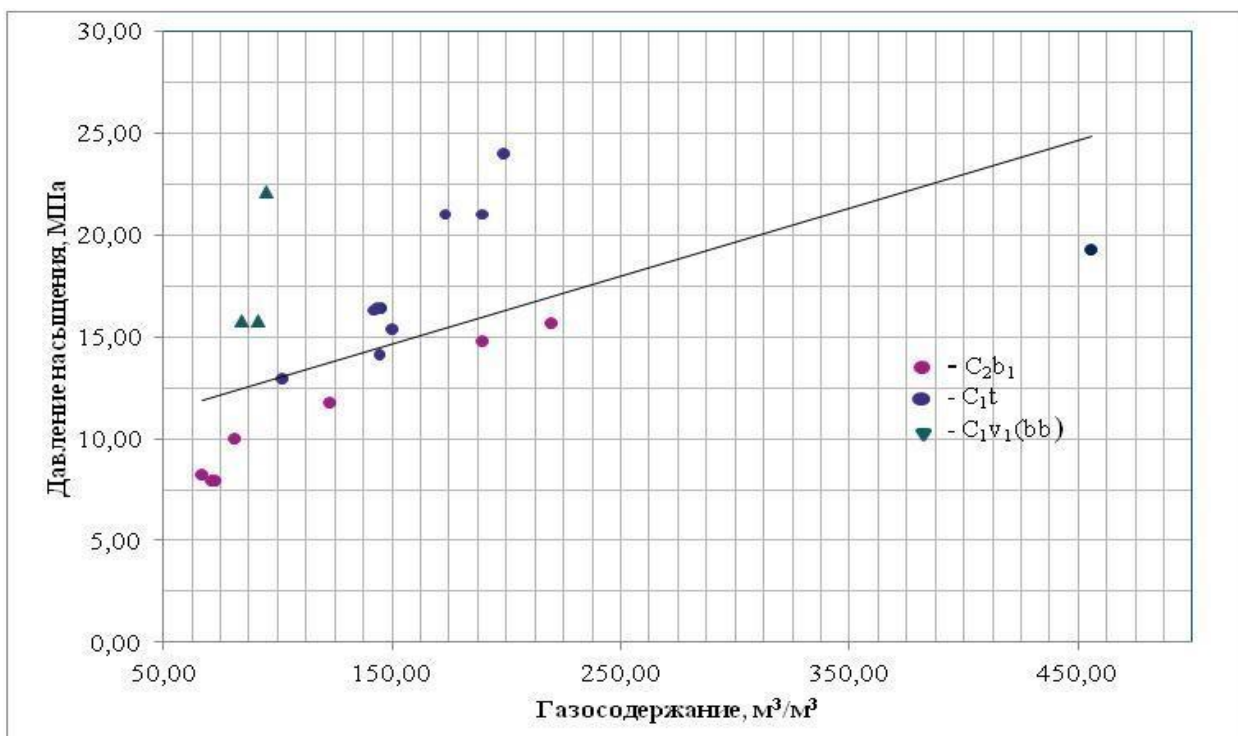
14-17 Суреттерде қабаттағы мұнай параметрлерінің негізгі тәуелділіктері көрсетілген.

2 Кесте - Чинаревское кен орны. Қабат мұнайының параметрлерінің орташа мәндері

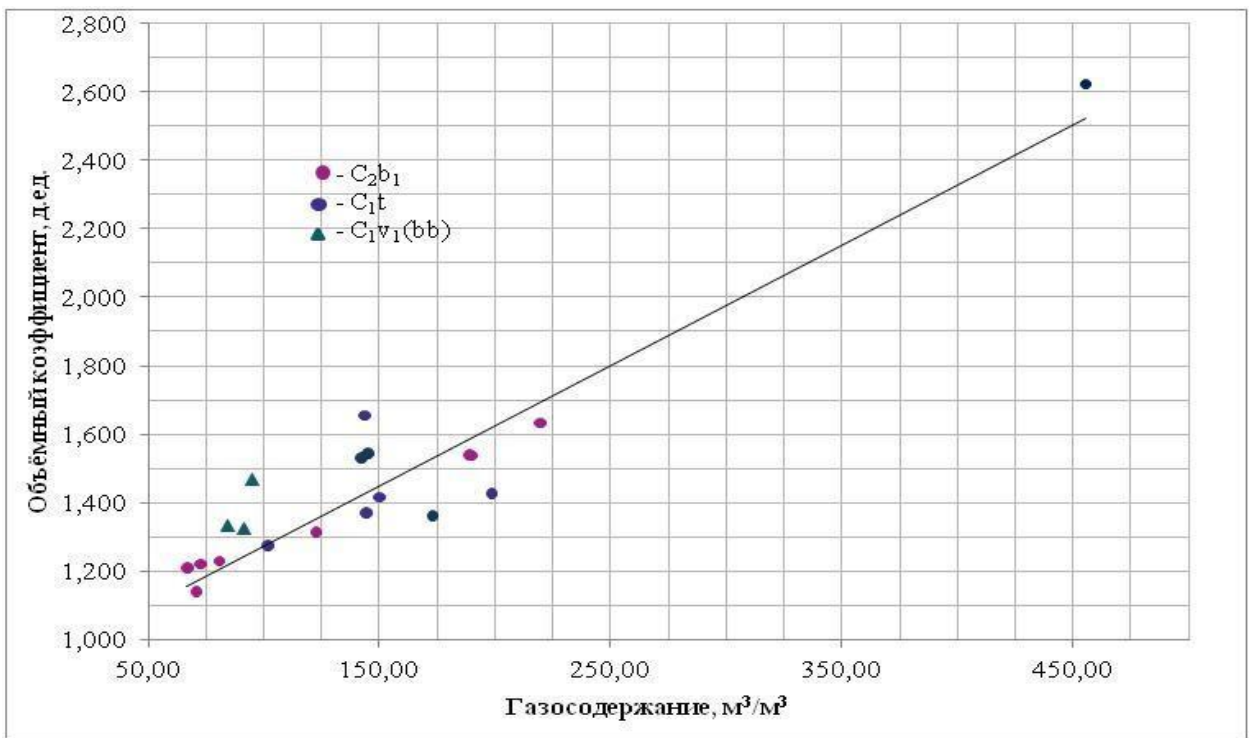
Атауы	Зерттелгендер саны		Ауқымын өзгерту	Орташа мән
	ұңғ.	үлгі		
1	2	3	4	5
Башкир өнімді горизонт С_{2b1}, Б алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	1	2	14,81-15,69	15,25
Газ құрамы, м ³ /т	1	2	239,20-277,40	258,3
Стандартты сепаратордың көлемдік қатынасы., д.ед.	1	2	1,538-1,633	1,586
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	1	2	0,664-0,680	0,672
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	1	2	0,359-0,364	0,362
Газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, г/см ³	1	2	0,791-0,794	0,793
Башкир өнімді горизонт С_{2b1}, СШ алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	3	5	7,95-11,77	9,19
Газ құрамы, м ³ /т	3	5	78,80-145,30	98,56
Стандартты сепаратордың көлемдік қатынасы, д.ед.	3	5	1,140-1,315	1,223
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	3	5	0,760-0,813	0,776
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	3	5	0,72-0,97	0,86
Газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, г/см ³	3	5	0,836-0,849	0,841
Бобриков өнімді горизонт С_{1v1}(bb), О алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	1	1	-	22,15
Газ құрамы, м ³ /т	1	1	-	206,3
Стандартты сепаратордың көлемдік қатынасы, д.ед.	1	1	-	1,472
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	1	1	-	0,703
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	1	1	-	0,448
Газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, г/см ³	1	1	-	0,829
Бобриков өнімді горизонт С_{1v1}(bb), СШ алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	1	2	-	15,79

Газ құрамы, м ³ /т	1	2	132,90-148,30	140,6
Стандартты сепаратордың көлемдік қатынасы, д.ед.	1	2	1,327-1,334	1,331
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	1	2	0,732-0,739	0,736
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	1	2	0,597-0,721	0,659
Газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, г/см ³	1	2	0,835-0,850	0,843
Турне өнімді горизонт C_{1t}, C_{1t} алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	6	9	12,94-24,00	17,51
Газ құрамы, м ³ /т	6	9	121,90-239,10	186,8
Стандартты сепаратордың көлемдік қатынасы, д.ед.	6	9	1,276-1,654	1,458
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	6	9	0,655-0,749	0,7
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	6	9	0,360-0,500	0,422
Газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, г/см ³	6	9	0,816-0,836	0,825
Турне өнімді горизонт C_{1t}, O алаңы				
Қанығу қысымы, МПа	1	1	-	19,26
Газ құрамы, м ³ /т	1	1	-	582,6

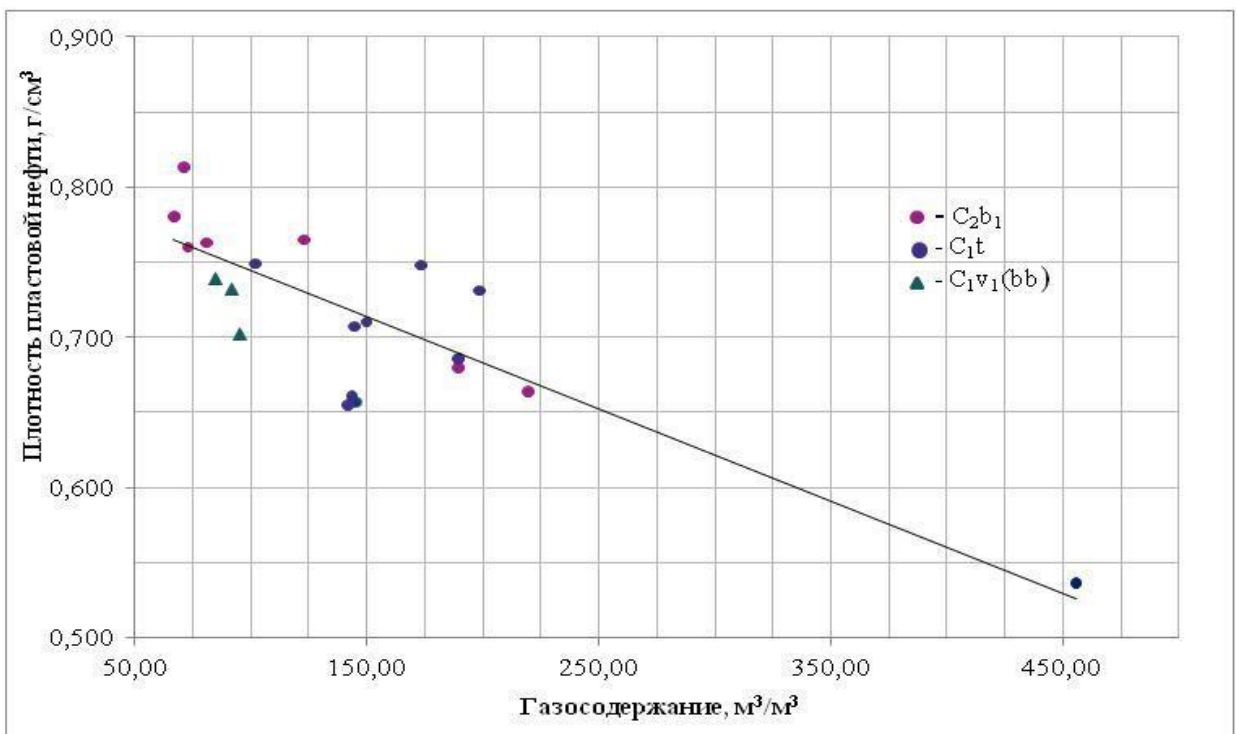
3-ші ауданның башкир горизонтының қабат мұнайы газға қаныққан және соның нәтижесінде жеңілірек. Турне кен орындарының қабаттық мұнай параметрлерінің мәндері мәндердің көбірек таралуына ие. Турне бойындағы O қимасының сұйық қасиеттерін нақтылау қажет.



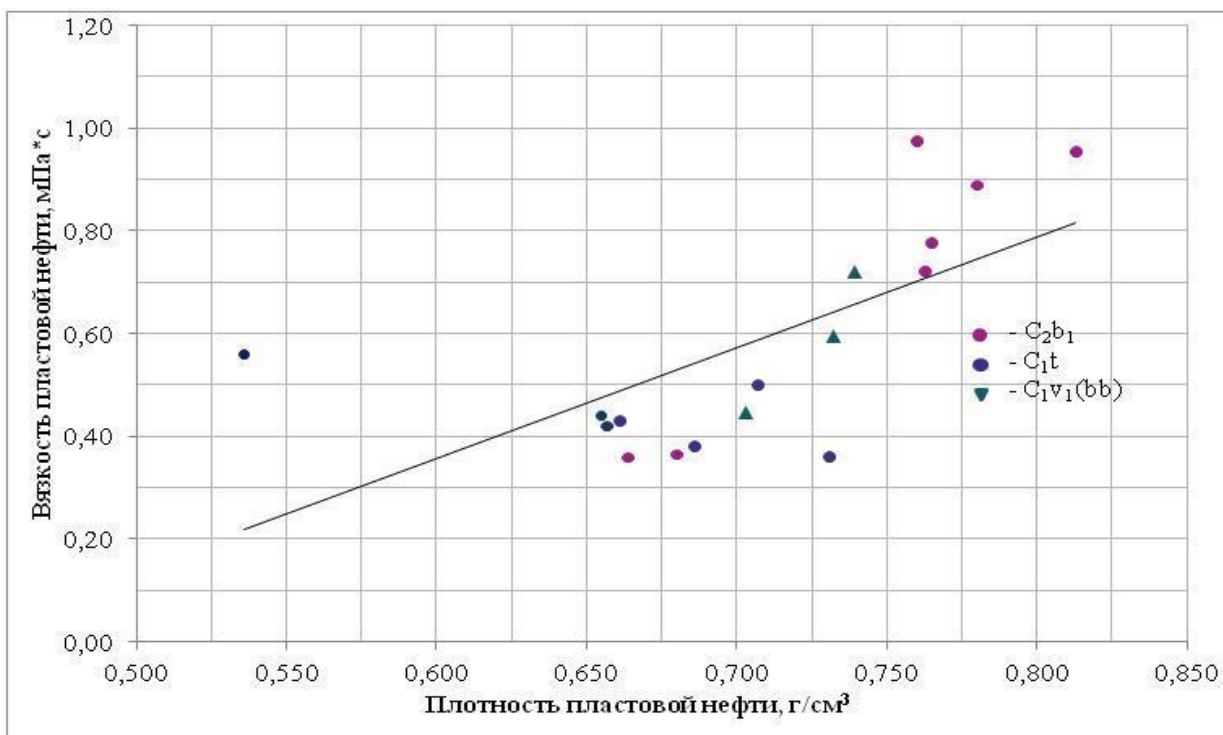
14 Сурет - Чинарев кен орны. Қабат мұнайының қанығу қысымының газ құрамына тәуелділігі



15 Сурет - Чинарев кен орны. Қабат мұнайының көлемдік коэффициентінің газ құрамына тәуелділігі



16 Сурет - Чинарев кен орны. Қабат мұнайының тығыздығының газ құрамына тәуелділігі



17 Сурет - Чинарев кен орны. Қабат мұнайының тұтқырлығының оның тығыздығына тәуелділігі

3.3 Жер үсті жағдайдағы мұнайдың қасиеттері

Чинарев кен орнының газсыздандырылған мұнайының қасиеттері мен құрамы осы бөлімде төрт өнімді горизонт бойынша зерттеледі: Филиппов, Башкир, Бобриков және Турне.

Зерттеулер ИПНХП АН РБ химиялық-аналитикалық зертханаларында, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ЖШС, Волгоград НИПИморнефть филиалында, «Сайболт» компаниясында, «Конденсат» ААҚ, «Аспан» ЖШС, Орал қ. және Орынбор қаласындағы «Волго-Орал мұнай және газ ғылыми-зерттеу институты» ЖШС зертханасында жүргізілді. Мұнайды жер бетіндегі жағдайда талдау кезінде оның негізгі параметрлері анықталды: тығыздық, кинематикалық тұтқырлық, құю температурасы, парафиннің балқу температурасы, күкіртсутегінің, меркаптандар, парафин, асфальтендер, шайырлар және т.б.

Филиппов өнімді горизонты P₁k(fl)

Горизонттың газсыздандырылған мұнайының физика-химиялық қасиеттері СШ (20, 725 ұңғыма) және О (410 ұңғыма) аудандарда 5 сынамааны зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша СШ ауданының мұнайы ерекше жеңіл мұнай түріне жатады, мұнайдың орташа тығыздығы 20°C температурада 0,804 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлық 3,13 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 5,43% масса. (парафинді мұнай), асфальтендер – 0,33% масса. Силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (3,37% масса). Парафиннің балқу температурасы –51°C,

мұнайдың қатаю температурасы минус 20°C. Мұнай күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,77%, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,183%, күкіртсутек – 0,001% масса. Орташа молекулалық массасы 199 г/моль, қышқыл саны 0,05 мг КОН/г.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 48°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50% дейін жеңіл фракциялардың шығу температурасы 230°C құрайды.

Оңтүстік аудан. Тығыздығы бойынша мұнай жеңіл мұнай түріне жатады (0,850 г/см³), кинематикалық тұтқырлық 20°C температурада - 2,81 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалы парафиндердің массалық құрамы массаның 1,5 %-ын құрайды (парафинді мұнай), асфальтендер жоқ. Силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (8,8% масса). Мұнайдың қатаю температурасы - 31°C.

Меркаптан күкіртінің массалық мөлшері 0,007 %, молекулалық массасы 214 г/моль.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 44°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ына дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 194°C құрайды.

Башкир өнімді горизонты C₂ b₁ СШ және Б аудандарында зерттеулермен ұсынылған.

Солтүстік-шығыс ауданы. СШ ауданындағы горизонттың газсыздандырылған мұнайының физика-химиялық қасиеттері 51, 52, 123, 701, 701_1 ұңғымаларынан алынған 16 сынаманы зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

2017 жылдың желтоқсанында 123 ұңғымадан алынған сынамалар баяу қозғалатын қоңыр тұтқыр масса болды. Бұл үлгілерде фракциялық құрамы мен тұтқырлығын анықтау мүмкін болмады. Судың жоғары болуына және параметрлердің аномальдық мәндеріне байланысты үлгілер қабылданбады.

Тығыздығы бойынша мұнай жеңіл мұнай түріне жатады, 20°C температурада мұнайдың орташа тығыздығы 0,840 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлығы 6,67 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 2,77% масса (парафинді мұнай), асфальтендер – 0,74% масс. Силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (6,47% масса). Парафиннің балқу температурасы 50°C, мұнайдың қатаю температурасы минус 21°C.

Күкіртті мұнай, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,83% масса, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,03% масса, күкіртсутек – 0,02% масса. Орташа молекулалық массасы 191 г/моль, қышқыл саны 0,1 мг КОН/г.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 53°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ға дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 281 °C құрайды.

Батыс ауданы. 3-ші аудандағы горизонттың газсыздандырылған мұнайының физика-химиялық қасиеттері 45-ұңғыманың 5 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша мұнай ерекше жеңіл мұнай түріне жатады, мұнайдың орташа тығыздығы 20°C температурада 0,787 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлық 2,41 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 5,82% масса (парафинді мұнай), асфальтендер - 0,13% масса, силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (3,10% масса). Парафиннің балқу температурасы -56°C, мұнайдың қатаю температурасы минус 7°C.

Мұнай аз күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,33% масса, күкіртесутектің массалық мөлшері – 0,02% масса. Орташа молекулалық массасы 144 г/моль, қышқыл саны 0,56 мг КОН/г.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 47°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ына дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 231°C құрайды.

Батыс аймақтың мұнайы жер үсті жағдайында Солтүстік-Шығыс аймағының газсыздандырылған мұнайынан айтарлықтай ерекшеленеді.

Бобриковский өнімді горизонты C₁V₁(bb)

Солтүстік және Оңтүстік аймақтардағы зерттеулермен ұсынылған. Стратиграфиялық анықтамаларды қайта қарау нәтижесінде 2014 жылғы 11 мамырдағы 3-ші аудандағы 40 ұңғымадағы мұнай сынамасы C₁V₁(bb)+C₁t екі горизонтқа бекітілді. Дәл сол горизонттарға 2014 жылғы 15 қазандағы «Чинарев кен орнының Бобриков кен орындарындағы мұнайды, еріген газды және ілеспе компоненттерді жедел есептеу» есебінен кейін алынған 40 ұңғымадан 2 сынама 2015 жылы алынды, және 2017 жылы СШ ауданында алынған 59 ұңғыдан мұнай сынамасы алынды. Зерттеу «Аспан» ЖШС жүргізілді. 59 ұңғымадан алынған сынаманы зерттеу нәтижелері орташалау кезінде ескерілмеді, өйткені ол мұнай және газ конденсатының шөгінділеріне сәйкес өнімді аралықтардан алынған (C₁V₁(bb) + T-IA+T-IB+T- II+T-III).

Барлығы Бобриков горизонты үшін 2021 жылғы 1 қаңтардағы жағдай бойынша СШ аймағындағы 123 ұңғымадан және Оңтүстік аудандағы 31 ұңғымадан 5 сынама газсыздандырылған мұнайдың сынамасы алынып, зерттелді.

Солтүстік-шығыс ауданы. Газсыздандырылған мұнайдың физика-химиялық қасиеттері 123 ұңғыманың 5 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша мұнай жеңіл мұнай түріне жатады, мұнайдың орташа тығыздығы 20°C температурада 0,836 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлығы 6,45 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 2,86% масса (парафинді мұнай), асфальтендер – 0,69% масса Силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (салмағы бойынша 6,21%). Парафиннің балқу температурасы 54°C, мұнайдың қатаю температурасы минус 23,4°C.

Күкіртті мұнай, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,61% масса, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,004% масса, күкіртсутек жоқ. Молекулярлық салмағы орташа 185 г/моль.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 44°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50% дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 285°C құрайды.

Оңтүстік ауданы. Газсыздандырылған мұнайдың физика-химиялық қасиеттері 31 ұңғыманың 5 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша мұнай ерекше жеңіл мұнай түріне жатады, мұнайдың орташа тығыздығы 20°C температурада 0,822 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлық 7,24 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 6,63% масса (жоғары парафинді мұнай), асфальтендер - 0,37% масса, силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (6,84% масса). Парафиннің балқу температурасы 53°C, мұнайдың қатаю температурасы минус 17°C.

Мұнай аз күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,48% масса, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,014% масса, күкіртсутек жоқ. Молекулярлық салмағы орташа 183 г/моль.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 57°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ға дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 293°C құрайды.

Турне өнімділік горизонты C_{1т}

СШ, Б және О аймақтарындағы зерттеулермен ұсынылған. «Чинарев кен орнының мұнайды, газды, конденсатты және ілеспе компоненттерін қайта есептеу» есебі аяқталғаннан кейін 2013 жылғы 2 қаңтардағы жағдай бойынша СШ ауданындағы 10, 22, 24_1, 30, 52, 59, 117, 124 ұңғымалардан 8 мұнай сынамасы алынды. Сонымен қатар, 2004 жылғы 31 мамырдағы 12-27 ұңғымадағы газсыздандырылған мұнай сынамаларының бұрын тіркелмеген 2 зерттеуі қосылды. Зерттеулер «Аспан» ЖШС жүргізілді.

Барлық газсыздандырылған мұнай зерттеулері 2014 және 2017 жылдары таңдалған (10, 24_1, 30, 59, 117, 124) орташалау кезінде ескерілмеді, өйткені сынамалар алынған барлық ұңғымалардың кіріс интервалдары мұнай және газ конденсатының шөгінділеріне сәйкес келеді. Дәл осы себепті 13 (2001-2002), 20 (2005), 52, 54 (2008), 115В (2011), 119 (2009) ұңғымаларының бұрынғы зерттеулері де қабылданбады.

О ауданы үшін бұрын есепке алынбаған сынама қосылды, 2006 жылдың 24 желтоқсанында 23 ұңғымадан алынды және «Аспан» ЖШС-де зерттелді және сол ұңғымадан «Аксонойл» АҚ-да жүргізілген зерттеулер кезінде бір реттік газсыздандыру мұнайының тығыздық мәні зерттелді.

2021 жылғы 2 қаңтардағы жағдай бойынша 10, 12, 13, 20, 22, 24, 24_1, 27_1, 30, 50, 52, 54, 57,59, 115 , 115В, 119, ұңғымалардан турне горизонтқа 79 дегазацияланған мұнай сынамасы алынып, зерттелді. 124 СШ ауданында және 6 сынама 33 ұңғымадан 3-ші ауданда, 6 сынама Оңтүстік ауданда 23 ұңғымадан алынды.

Солтүстік-шығыс ауданы. Газсыздандырылған мұнайдың физика-химиялық қасиеттері 10, 12, 22, 24, 30, 50, 115 ұңғымалардың 38 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша мұнай ерекше жеңіл мұнай түріне жатады, мұнайдың орташа тығыздығы 20°C температурада 0,819 г/см³, 20°C температурада кинематикалық тұтқырлық 4,93 мм²/с. Мұнайдағы жоғары молекулалы парафиндердің массалық мөлшері 5,51% масса (парафинді мұнай), асфальтендер - 0,44% масса, силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (3,78% масса). Парафиннің балқу температурасы 52°C, мұнайдың қатаю температурасы минус 18°C.

Мұнай аз күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,46%, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,02%, күкіртсутек – 0,004% масса, Орташа молекулалық массасы 179 г/моль, қышқыл саны 0,09 мг КОН/г.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 51°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ына дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 266°C құрайды.

Батыс ауданы. Газсыздандырылған мұнайдың физика-химиялық қасиеттері 33 ұңғыманың 6 сынамасын зерттеу нәтижелерімен сипатталады.

Тығыздығы бойынша мұнай қосымша жеңіл мұнай түріне, орташа мәнге жатады мұнайдың тығыздығы 20°C температурада - 0,810 г см³, кинематикалық тұтқырлық кезінде температура 20°C - 4,98 мм²/с. Құрамындағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері мұнай - 6,67% масса (жоғары парафинді мұнай), асфальтендер - 0,21% масса, силикагельді шайырлардың мөлшері бойынша мұнай аз шайырлы (1,4% масса). Парафиннің балқу температурасы 56°C, мұнайдың құйылу температурасы минус 5°C.

Мұнай аз күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері – 0,44% масса, меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,042% масса, күкіртсутек – 0,001% масса, орташа молекулалық массасы 180 г/моль, қышқыл саны 0,04 мг КОН/г.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 56°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50%-ға дейінгі жеңіл фракциялардың шығу температурасы 255°C құрайды.

Оңтүстік ауданы. 2007 жылдың басында алынған 23 ұңғымадағы зерттеулердің нәтижелері нәтиже бермедіназарға алынады, өйткені олар төмен тығыздықпен сипатталады (0,755 г/см³) және шайырлар мен асфальтендер болмауы.

Бұрын есепке алынбаған 23 ұңғымадан 2006 жылғы 24 желтоқсанда алынған және «Аспан» ЖШС-да зерттелген сынама, сондай-ақ «Аксонойл» АҚ-да сол ұңғымадан зерттеу кезінде бір реттік газсыздандыру мұнайының тығыздық мәні қосылды.

Тығыздығы бойынша мұнай қосымша жарық түріне жатады, тығыздықтың орташа мәні 20°C температурада - 0,788 г/см³, кинематикалық тұтқырлық 20°C температурада - 2,67 мм²/с.

Мұнайдағы жоғары молекулалық парафиндердің массалық мөлшері 3,85% масс. (балауыз майы). Силикагельді шайырлар мөлшері бойынша шайырлылығы төмен (2,99% масса), асфальтендер жоқ. Мұнай аз күкіртті, өйткені мұнайдағы жалпы күкірттің массалық мөлшері 0,12% масса, меркаптан күкіртінің мөлшері 0,02% масса, күкіртсутек жоқ. Молекулярлық массасы 177 г/моль.

Газсыздандырылған мұнайдың бастапқы қайнау температурасы 64°C. Мұнайдың жалпы көлемінің 50% дейін жеңіл фракциялардың шығу температурасы 230°C құрайды.

3 Кесте - Чинарев кен орны. Газсыздандырылған мұнайдың орташа көрсеткіштері

Параметрлар	Зерттелгендер саны		Ауқым ын өзгерту	Орташа мән
	үңғ.	сына ма		
1	2	3	4	5
Филиппов горизонт P_{1k}(f), СШ аудан				
Тығыздығы 20°C, г/см ³	2	4	0,795-0,825	0,804
Кинематикалық тұтқырлық 20°C, мм ² /с	2	4	2,55-4,39	3,13
Қатаю температурасы, °C	1	2	-	-20
Массалық мазмұны, % масс.				
- жалпы күкірт	2	4	0,28-0,98	0,77
-парафиндар	1	3	5,3-5,6	5,43
-асфальтендер	1	3	0,31-0,37	0,33
-шайыр	1	3	3,3-3,5	3,37
Қайнау температурасы, °C	2	4	46-52	48
Шығу температурасы фр до 50% об., °C	2	4	219-235	230
Филиппов горизонт P_{1k}(f), О аудан				
Тығыздығы 20°C, г/см ³	1	1	-	0,850
Кинематикалық тұтқырлық 20°C, мм ² /с	1	1	-	2,81
Қатаю температурасы, °C	1	1	-	-31
Массалық мазмұны, % масс.				
-жалпы күкірт	-	-	-	-
парафиндар	1	1	-	1,5
асфальтендер	1	1	-	отс.
-шайыр	1	1	-	8,8
Қайнау температурасы, °C	1	1	-	44
Шығу температурасы фр дейін 50% об., °C	1	1	-	194
Башикир горизонт С_{2b}1, СШ аудан				
Тығыздығы 20°C, г/см ³	5	16	0,834-0,851	0,840
Кинематикалық тұтқырлық 20°C, мм ² /с	5	15	5,67-9,48	6,67
Қатаю температурасы, °C	5	15	(-38) - (-11)	-21
Массалық мазмұны, % масс.				
жалпы күкірт	4	13	0,49-1,18	0,83
парафиндар	5	15	0,4-7,8	2,77

асфальтендер	5	15	0,24-1,6	0,7 4
-шайыр	5	15	2,3-15,1	6,4 7
Қайнау температурасы, °С	5	11	37-75	53
Шығу температурасы фр дейін 5 % об., °С	6	14	257-300	281
Башиқир горизонт С_{2b1}, Б аудан				
Тығыздығы 20°С, г/см ³	1	5	0,777-0,794	0,787
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм ² /с	1	5	2,1-2,66	2,41
Қатаю температурасы, °С	1	2	(-7) - (-6)	-6,5
Массалық мазмұны, % масс.				
жалпы күкірт	1	5	0,28-0,40	0,33
парафиндар	1	5	4,8- 7,2	5,82
асфальтендер	1	5	0,06-0,17	0,13
-шайыр	1	5	1,1- 4,7	3,12
Қайнау температурасы, °С	1	5	39-60	47
Шығу температурасы фр дейін 5 % об., °С	1	3	230-233	231
Бобриков горизонт С_{IV1} (bb), СШ аудан				
Тығыздығы 20°С, г/см ³	1	5	0,831-0,849	0,836

	1	2	3	4	5
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм ² /с	1	5	5,8-7,74	6,4 5	5
Қатаю температурасы, °С	1	5	(-37) - (-20)	-23	
Массалық мазмұны, % масс.					
жалпы күкірт	1	5	0,51-0,79	0,6 1	1
парафиндар	1	5	0,41-5,6	2,8 6	6
асфальтендер	1	5	0,52-1,2	0,6 9	9
-шайыр	1	5	4,76-10,5	6,1 2	2
Қайнау температурасы, °С	1	3	43-46	44	
Шығу температурасы фр дейін 50% об., °С	1	3	284-285	285	
Бобриков горизонт С_{IV1}(bb), О аудан					
Тығыздығы 20°С, г/см ³	1	5	0,816-0,833	0,822	
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм ² /с	1	5	5,82-12,15	7,2 4	4
Қатаю температурасы, °С	1	1	-	-17	
Массалық мазмұны, % масс.					
жалпы күкірт	1	5	0,37-0,81	0,4 8	8
парафиндар	1	5	6,12-7,12	6,6 3	3
асфальтендер	1	5	0,32-0,42	0,3 7	7
-шайыр	1	5	4,88-13,75	6,8 4	4
Қайнау температурасы, °С	1	4	53-67	57	
Шығу температурасы фр дейін 50% об., °С	1	4	292-294	293	
Турне горизонт С_{I1}, СШ аудан					
Тығыздығы 20°С, г/см ³	8	3 7	0,807-0,834	0,819	
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм ² /с	7	2 7	3,69-7,8	4,9 3	3
Қатаю температурасы, °С	2	3	(-22) - (12)	-18	
Массалық мазмұны, % масс.					
жалпы күкірт	4	7	0,20-0,68	0,4 6	6

парафиндар	7	2	0,9-8,6	5,5 1
асфальтендер	6	2	0,0-1,03	0,4 4
-шайыр	6	2	2,00-11,90	3,7 8
Қайнау температурасы, °С	6	2	37-68	51
Температура выхода фр. до 50% об., °С	6	2	250-293	266
Турне горизонт С1, Б аудан				
Тығыздығы 20°С, г/см³	1	6	0,797-0,844	0,810
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм²/с	1	6	3,73-8,3	4,9 8
Қатаю температурасы, °С	1	5	(-26) - (7)	-5
Массалық мазмұны, % масс.				
жалпы күкірт	1	4	0,38-0,46	0,4 4
парафиндар	1	6	2,6-8,8	6,6 7
асфальтендер	1	6	0,10-0,53	0,2 1
-шайыр	1	6	0,5-1,9	1,4
Қайнау температурасы, °С	1	6	46-74	56
Шығу температурасы фр дейін 50% об., °С	1	6	238-298	255
Турне горизонт С1 О аудан				
Тығыздығы 20°С, г/см³	1	2	0,782-0,793	0,788
Кинематикалық тұтқырлық 20°С, мм²/с	1	1	-	2,67
Массалық мазмұны, % масс.				
жалпы күкірт	1	1	-	0,12
парафиндар	1	1	-	3,85
асфальтендер	1	1	-	0, 0
-шайыр	1	1	-	2,99
Қайнау температурасы, °С	1	1	-	64
Шығу температурасы фр дейін 50% об., °С	1	1	-	230

3.4 Қабат газының физикалық және химиялық қасиеттері

Қабат газының қасиеттерін бағалау үшін ұңғымаларды және рекомбинирленген үлгілерді зерттеу нәтижелері тартылды.

Қабат газының үлгілері «Максимус» ЖШС, «Аксонойл» ЖАҚ, «Шлюмбергер», «Газтехнология» ЖШС, «Бастион» ЖШС, «НИПинефтегаз» АҚ, «Казпетротест» ЖШС, «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ЖШС филиалы «NIPImoroneft» резервтік сұйықтықтың термодинамикалық қасиеттері мен фазалық әрекетін зерттеуге арналған жабдықта зерттелді.

Газконденсатты ұңғымалардың қабаттық сұйықтарының үлгілерін зертханалық зерттеу «Газ және газ конденсатты қабаттар мен ұңғымаларды кешенді зерттеу жөніндегі нұсқаулыққа» сәйкес жүргізіледі. Әлиев З.С, Зотов Г.А

Көптеген сынамалар бойынша зерттеулер жүргізілді:

- тұрақты массада зерттеу (контактілі конденсация);
- қабат сұйықтығын бір рет газсыздандыру;
- Тұрақты көлемде сарқылуды сынау тәжірибесі;

- қабат газының тығыздығын анықтау;
- сұйықтықтың тұтқырлығын анықтау;
- стандартты жағдайларда бөлу газдарының, конденсаттың құрамдас құрамын анықтау, оның нәтижелері бойынша материалды баланс әдісімен қабат газ конденсат қоспасының құрамы есептелді.

Байланыс конденсациясының нәтижелері бойынша басталу қысымы және максималды конденсация анықталды. Дифференциалды конденсация нәтижелері бойынша, қабат температурасында әртүрлі қысымдағы компоненттердің қалпына келтіру коэффициенттері анықталды

Қабат қоспасын босатпай тұрақты массада зерттеу - бұл әр қысым сатысында барлық газ конденсатпен тепе-теңдікте болатын қабат газынан сұйықтықты бөлу процесі. Бұл процесс конденсацияның басталу қысымын (P_{c.c.}) және аса сығылғыштық коэффициентін, конденсацияның басталу қысымындағы қабат газының көлеміне қатысты тұндырылған қаныққан сұйықтықтың көлемін анықтауға мүмкіндік береді.

Бір реттік газсыздандыру - қысымды қабаттан стандартты жағдайға дейін төмендететін бөлу процесі. Стандартты бөлу мәліметтері негізінде газ және бөлу сұйықтығының құрамын хроматографиялық зерттеу, математикалық рекомбинация жүргізіледі және қабат сұйықтығының құрамы мен қасиеттері есептеледі.

Тұрақты көлемде сарқылу сынағы.

Газсыздандырудың бұл түрі дифференциалды газсыздандыру сияқты, тұрақты қабат температурасында жүргізіледі. Бұл жағдайда әрбір кезеңдегі азайту жұмыс камерасының көлемін ұлғайту, фазалық тепе-теңдікті орнату, содан кейін газ фазасын белгіленген қысыммен босату арқылы жүзеге асырылады, жұмыс камерасының көлемі түпнұсқаға тең болғанша және де әр кезеңде. Әрбір кезеңде өндірілетін газдың қасиеттері анықталады: ретроградты конденсация көлемі, тұтқырлық, тығыздық, аса сығылғыштық коэффициенті.

Филиппов өнімді горизонты

3-ші аудандағы Филиппов газ конденсат қоймасы 219, 703 және 703_1 ұңғымаларынан алынған сынамаларды зерттеу нәтижелерімен ұсынылған.

2014 жылы 2697,2 м тереңдіктегі 703 ұңғыманың ашық оқпанынан конденсацияның басталу қысымы қабат қысымына тең болған кезде қабат газының сынамасы алынды. Сынама алынып тасталды, мұндай жағдайларда сұйықтық бір фазалы күйде бола алмайды. Конденсаттың тығыздығы стандартты жағдайда 764,3 кг/м³ құрады.

2019 жылғы 26-27 сәуір аралығында 703_1 ұңғымасында 2690-2701 м аралықта Филиппов горизонтының перфорациясы жүргізілді. 2019 жылдың 2 маусымында 703_1 жабық ұңғымада зерттеу барысында қабат сұйықтығының қасиеттерін анықтау үшін SIMSP-20VM ұңғыма сынамасына 2675 метр тереңдіктен қабат сұйықтығының сынамасы алынды. Зерттеу «Газтехнология» ЖШС жүргізілді.

Қабат қысымы 30,1 МПа кезінде конденсацияның басталу қысымы 25,4 МПа, қабат газындағы C₅+ потенциалдық мөлшері 217,5 г/м³, коэффициент. аса

сығылғыштық – 0,832, қабат жағдайындағы тығыздық – 298,0 кг/м³, стандартты жағдайда конденсат тығыздығы – 761,8 кг/м³. Үлгі төмен мәндерге байланысты қабылданбады.

2019 жылы 219 ұңғымада 2695-2710 м және 2701-2713 м аралықтарында Филиппов горизонтының перфорациясы жасалды.

2019 жылдың 8 мамырында газ-гидродинамикалық зерттеулер кезінде 219 ұңғыманың қабат сұйықтығының қасиеттерін анықтау үшін қабат газ конденсаты қоспасының үлгісін қайта біріктіру үшін PortaTest қондырғысының сепараторынан газ және конденсат үлгілері алынды. Зерттеу «Газтехнология» ЖШС жүргізілді.

Зерттеу нәтижелері конденсация басындағы қысымның қабат қысымынан асып кетуіне байланысты қабылданбады, бұл кезде таңдалған қоспа қабат жағдайында сұйықтықты сипаттай алмайды.

2019 жылдың 29 және 30 шілдесінде 2680 м тереңдіктен екі терең сынама алынды: № 1 сынама 2019 жылдың 29 шілдесінде жабық ұңғымадан, № 2 сынама – 2019 жылдың 30 шілдесінде 6 мм штуцер арқылы ағып жатқан ұңғымадан алынды. Екі терең сынаманы Орынбордағы «Газтехнология» компаниясы алып, әрқайсысының көлемі 300 см³ СИМСП 20 үлгісіндегі сынама «Казпетротест» ЖШС зертханасына жеткізілді.

Термодинамикалық зерттеулер №1 үлгімен жүргізілді, ол сенімді деп танылды.

№2 ұңғыма үлгісінің бастапқы контакт қысымы өте төмен болды және қабылданбады.

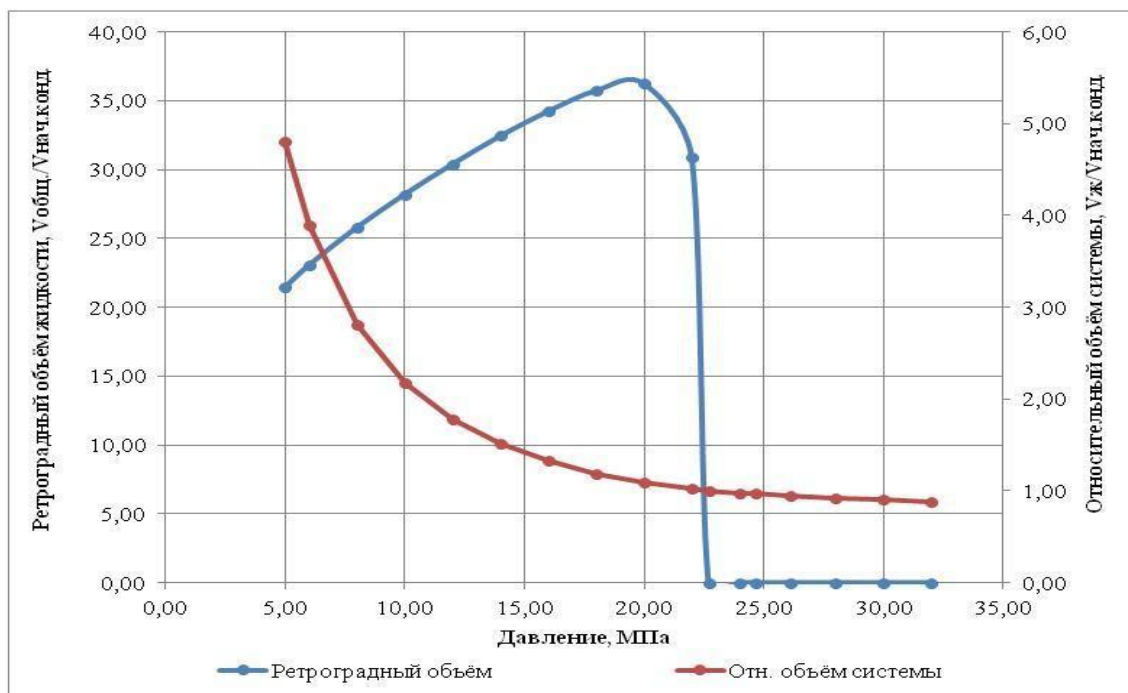
Қалпына келтірілген №1 үлгіде бір реттік газсыздандыру, контактілі және дифференциалды конденсациялау тәжірибелері жүргізілді.

Тәжірибелердің нәтижесінде қабат газының келесі параметрлері алынды: конденсация басындағы қысым – 22,70 МПа, қабат жағдайындағы аса қысылу коэффициенті – 0,878, тығыздық – 382,0 кг/м³, тұтқырлық – 0,052 МПа*с, потенциал С5+ қабат газында – 424,99 г/м³, «құрғақ газдың» үлесі – 0,8996. Стандартты жағдайларда С5+ тығыздығы 101,8 кг/м³ құрайды. Қабат газының құрамдас құрамын есептеу үшін материалдық баланс әдісі қолданылды.

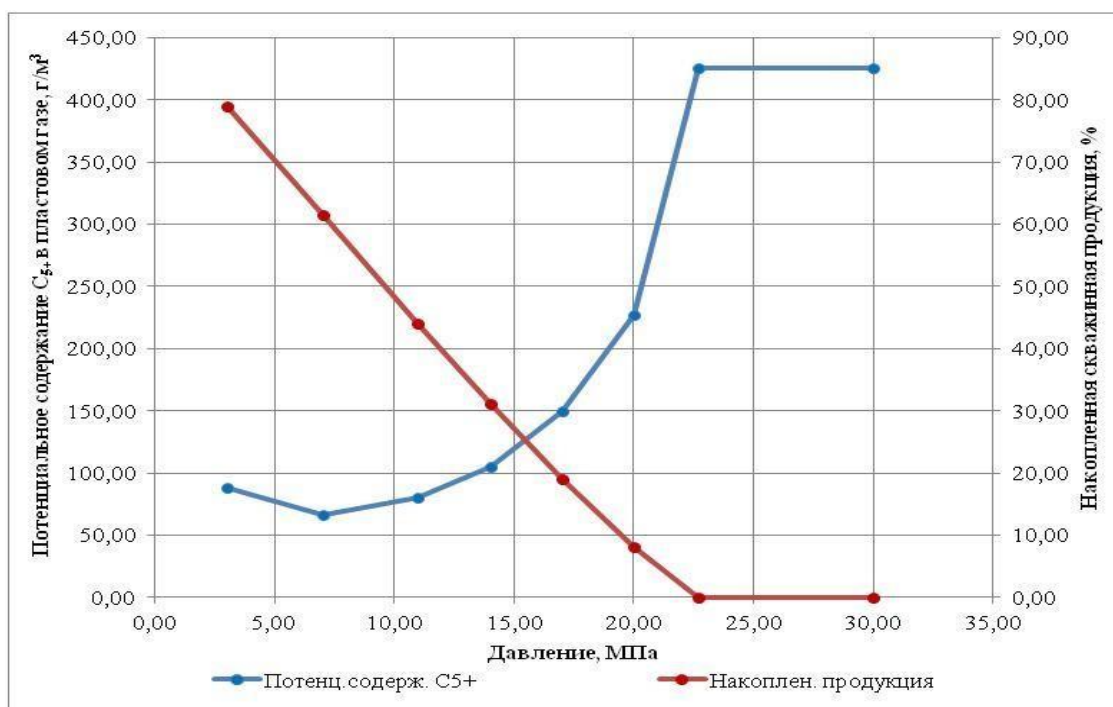
18,19 Суреттерде жанасу және дифференциалды конденсация кезінде алынған қысымды төмендету кезінде қабат газының параметрлеріне тәуелділіктер көрсетілген.

Турне өнімді горизонты

01.01.2020 ж. жағдай бойынша СШ аймағындағы Т-I қабаты 10 және 24 ұңғымалардан 3 сынама, Оңтүстік ауданда 23, 31 және 404 ұңғымалардан 5 сынама бойынша зерттеулермен ұсынылған



18 Сурет - Чинарев кен орны, 219 ұңғыма. Контактілі конденсация нәтижелері



19 Сурет - Чинарев кен орны, 219 ұңғыма. Дифференциалды конденсация нәтижелері

3.12.2011 ж. 31 ұңғыдан бұрын есепке алынбаған үлгі қосылды. Бұл үлгі үшін газ конденсатының параметрлерінің мәндері қабылданбады, өйткені олар

қабат жағдайындағы сұйықтықтың күйін көрсетпейді. Сынама алудың таңдалған режимі ұңғыма түбінен конденсатты толық шығаруды қамтамасыз етпеді.

2012 жылдың 22 қарашасында 404 ұңғымадан, сондай-ақ 10 ұңғымадан алынған газ конденсатының қасиеттері үлкен көлемде тартылуына байланысты қабылданбады, т.б. сынамаларды іріктеу ұңғыма оқпанында сұйық фазаның ықтимал жинақталуы жағдайында жүргізілді. СШ ауданының 24 ұңғымасы үшін – дәйекті зерттеулер кезінде қабат газындағы С5+ потенциалдық құрамының мәндерінің үлкен таралуына байланысты (249,9-дан 921,3 г/м³ дейін), мұны сұйықтық мұнай және газ конденсатының Т-ІА + Т-ІВ шоғырларына қатысты өнімді аралықтарға жатады.

23 және 404 ұңғымалардың 3 сынамасын зерттеу нәтижелері бойынша О ауданындағы Турне шоғырының газ конденсатының қасиеттері бағаланды.

Оңтүстік ауданда конденсацияның басталу қысымы 40,41 МПа. Аса қысылу коэффициенті 1,218 бірлік, С5+ қабат газындағы тұрақты конденсаттың потенциалдық мөлшері 607,1 г/м³, құрғақ газ 681,47 г/м³ болды. Қабат газының тығыздығы 0,423 г/см³, қабат газындағы С5+ тобындағы компоненттердің тығыздығы 0,770 г/см³, қабат жағдайындағы тұтқырлық – 0,075 мПа*с болды.

СШ аймағындағы зерттеудің сапалық нәтижелерінің жоқтығын ескере отырып, кен орнының О және СШ аудандарында шоғырдың қалыптасу жағдайларының сәйкестігін ескере отырып, Турне өнімді горизонт үшін газ конденсатының қасиеттері біркелкі болып қабылданады және О ауданының орташа мәндерімен бағаланады.

Фамен өнімді горизонты үшін газ конденсатын зерттеу жүргізілген жоқ.

Франс өнімді горизонты

Франс өнімділік горизонтының қабат газының физика-химиялық қасиеттері 40_1 ұңғымасынан алынған тереңдік сынамасын зерттеумен ұсынылған.

Қабат сұйықтығы 106°С қабат температурасы кезінде 41,48 МПа конденсацияның басталу қысымы бар газ конденсат жүйесі болып табылады.

Сынама алу кезінде өлшенген қабат қысымы 75,5 МПа болды. ПВТ қондырғысында мұндай қысымға қол жеткізу мүмкін болмағандықтан, зерттеулер 58,94 МПа тең қабат қысымынан жүргізілді. Аса қысылу коэффициенті 1,552, С5+ мөлшері 815,8 г/м³ қабат газы, 928,7 г/м³ құрғақ газ болды. Зерттелетін жағдайдағы қабат газының тығыздығы 0,480 г/см³, қабат газындағы С5+ тобындағы құрамдастардың тығыздығы 0,803 г/см³, ал зерттеу жағдайында тұтқырлық 0,082 мПа*с болды.

ҚОРЫТЫНДЫ

Чинарев кен орнының мұнайы күкіртті (0,32%), шайырлы (2,7%) және парафинді (5,6%) болып сипатталады. Меркаптан күкіртінің массалық мөлшері – 0,03. Рейд бойынша мұнай буының қысымы 319 мм сын.бағ., осы параметр бойынша мұнай сапасы жеткізілетін мұнай үшін ГОСТ 9956-79 сәйкес келеді.

Чинарев кен орнының көмірсутек шикізатының физика-химиялық қасиеттері мен құрамы

Қабаттық мұнайдың негізгі параметрлерін негіздеу үшін бүгінгі күні қолда бар мұнайдың тереңдік сынамаларын зерттеудің барлық нәтижелері, сондай-ақ геологиялық барлау жұмыстары процесінде алынған ұңғымаларды сынау және сынау нәтижелері тартылды.

Барлау жұмыстары кезінде КТ-II горизонтының 14 ұңғыма-объектісінен мұнайдың терең сынамалары алынып, зерттелді. Ұңғымаларды сынау және сынау нәтижелері қабылданбауға негіз болды, оларды жүргізу кезінде газ факторларын өлшеу жүргізілді.

Ұңғымаларды сынау процесінде мұнайдың қабаттағы газдануына байланысты газ факторының күрт өсуі байқалмағанын және әртүрлі режимдерде өлшенген газ факторлары шағын шектерде ауытқитынын ескере отырып, олар қабат мұнайының күтілетін газ құрамын бағалау үшін пайдаланылуы мүмкін.

Жер үсті жағдайындағы мұнайдың физика-химиялық қасиеттерінің сипаттамасы ұңғымалардың сағасынан алынған және тереңдік сынамаларын газсыздандыру кезінде алынған мұнай сынамаларын зерттеу нәтижелері негізінде берілген. Жалпылауға барлығы 47 сынама тартылды.

Көріп отырғаныңыздай, мұнайдың негізгі параметрлерінің мәндері параллель сынамалар бойынша да айтарлықтай шектерде ауытқиды және мұның себептері горизонт шегінде мұнайдың қасиеттері мен құрамының нақты айырмашылықтары, сондай-ақ орындаушы ұйымдардың мұнай сынамасын тасымалдауға және зерттеуге дайындауға қойылатын әртүрлі талаптары болуы мүмкін (дегидратация, газсыздандыру және т.б.).

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Особенности геологического строения надсолевого комплекса Прикаспийской впадины
https://studbooks.net/1735789/geografiya/osobennosti_geologicheskogo_stroeniya_n_adsolevogo_kompleksa_prikaspiya
- 2 Прикаспийская нефтегазоносная провинция
<https://cyberpedia.su/17x304c.html>
- 3 Геология и нефтегазоносность подсолевых отложениях Прикаспийской впадины, Иванов, Эвентов, 1977 - Москва, Недра.
- 4 АО «НИПИнефтегаз» Отчет о возможных воздействиях к «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г » г. Актау/Уральск, 2021
- 5 Физико-химические свойства и состав углеводородного сырья Чинаревского месторождения
https://studbooks.net/1743048/geografiya/fiziko_himicheskie_svoystva_sostav_uglevodorodnogo_syrya_chinarevskogo_mestorozhdeniya
- 6 Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1986, 137 с.
- 7 Х.Б. Абилхасимов, «Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности», Москва 2016
- 8 Д.К. Ажгалиев, Тектоника девонского комплекса южной части прикаспийского бассейна по данным комплекса геолого-геофизических методов, 2020
- 9 Т.Н. Хераскова, Парасына В.С., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б. «Прикаспийская впадина: тектонические события и седиментация на рубеже раннего–среднего карбона, формирование нефтегазовых резервуаров, Геотектоника, 2019
- 10 «Прикаспийская впадина» Большая Энциклопедия Нефти и газа
<https://www.ngpedia.ru/id594692p4.html>
- 11 Стратиграфия и литология подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. Тематический сборник. Саратов 1991г.
- 12 У.Н. Сейітов, М.С. Кунаев, Мұнай мен газ геологиясы. Танымдық және кәсіптік-технологиялық терминдерінің түсіндірме сөздігі. 2003 ж.
- 13 Н.К. Надиров и др.«Подсолевые нефти прикаспийской впадины». г. Алма-Ата, Наука, 1983
- 14 Li Guobin, Zhang Yajun, Hong Liang, Jing Ziyang, Main Factors Controlling Hydrocarbon Accumulation of Upper Carboniferous in M Block, Pre-Caspian Basin, International Conference on Energy and Environmental Protection (ICEEP 2016)
- 15 G.F. Ilmishak, Petroleum Geology and Resources of the North Caspian Basin, Kazakhstan and Russia.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология, мұнайгаз ісі институты

Гидрогеология, инженерлік және мұнайгаз геологиясы кафедрасы

Дипломдық жұмысқа

СЫН – ШІКІР

Бакалавриат: Өтешқали Әлішер Мерланұлы

Мамандығы: 6В05202 – «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау»

Дипломдық жұмыстың тақырыбы: «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері».

Дипломдық жұмыс қойылған талаптарға және берілген тапсырмаға сәйкес келеді. Дипломдық жұмыс кіріспеден, 3 бөлімнен және қорытындыдан тұрады. Барлық бөліктер бір-бірімен және диплом тақырыбымен байланысты.

Чинарев кен орнына назар аударып отырып, Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы мен тектоникасына егжей-тегжейлі сипаттама берілген. Жұмыста кен орны үшін жобалық құжаттама шеңберінде бөлінген негізгі геологиялық бірліктер мен горизонттардың егжей-тегжейлі сипаттамасы берілген. Жұмыс сонымен қатар Чинарев кен орнындағы кейбір өнімді горизонттарының мұнай мен газының физикалық - химиялық құрамы мен қасиеттерін анықтау және оларды салыстыру қамтиды.

Өтешқали Әлішер Мерланұлының «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері» тақырыбындағы дипломдық жұмысы толығымен дипломдық жұмыстарға қойылатын талаптарға сәйкес келеді, ал студент қорғауға ұсынылды және 95 баллмен бағаланады.

Пікір беруші:

АО «Кристалл Менеджмент»,

Бас геолог

Темирхасов А.М

« »

Қолы



Өтешқали Әлішер Мерланұлы

(аты-жөні)

6B05202 – «Геология және пайдалы қазбалар кенорындарын барлау»

(мамандығы)

«Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-
стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың
физика-химиялық қасиеттері»

(дипломдық жобаның тақырыбы)

тақырыбындағы дипломдық жобасына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмыс үш негізгі бөлімнен тұрады: бірінші бөлімінде Каспий маңы бассейні туралы толық ақпарат ұсынылған, екінші бөлімі Чинарев кен орны, үшінші бөлім Чинарев кенорнының мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері туралы ақпарат берілген.

Аталған бөлімдер жан-жақты қарастырылып, жұмысты жазу барысында тек оқулықтарды ғана емес геологиялық фонды мәліметтеріне сүйене отырып жазғаны айқындалады.

Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімі Чинарев кенорнының мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттерін зерттеу тақырыбына арналған.

Дипломдық жоба бойынша жұмыс кезінде жер үсті жағдайындағы мұнайдың физика-химиялық қасиеттерінің сипаттамасы ұңғымалардың сағасынан алынған және терендік сынамаларын газсыздандыру кезінде алынған мұнай сынамаларын зерттеу нәтижелері негізінде берілген.

Дипломдық жоба бойынша жұмыс кезінде Өтешқали Ә.М. өзін жұмысқа қабілетті, алдына қойылған мақсаттарды өз бетінше шеше алатын, ұйымдастырылған студент ретінде көрсетті.

Өтешқали Әлішердің «Каспий маңы бассейнінің геологиялық құрылымы және литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, Чинарев кен орнындағы мұнай мен газдың физика-химиялық қасиеттері» тақырыбында жасаған дипломдық жұмысын қорғауға ұсынамын.

Ғылыми жетекші PhD доктор, аға оқытушы

Джарасова Т.С.

қолы

«2» 06 2023 жыл

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Өтешқали Әлішер Мерланұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Өтешқали Әлішер Мерланұлы.docx

Научный руководитель: Толганай Джарасова

Коэффициент Подобия 1: 4.6

Коэффициент Подобия 2: 1.2

Микропробелы: 3

Знаки из других алфавитов: 1

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

30.05.23

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: Өтешқали Әлішер Мерланұлы

Тақырыбы: 2023_БАК_Өтешқали Әлішер Мерланұлы.docx

Жетекшісі: Толғанай Джарасова

1-ұқсастық коэффициенті (30): 4.6

2-ұқсастық коэффициенті (5): 1.2

Дәйексөз (35): 1

Әріптерді ауыстыру: 1

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 3

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.

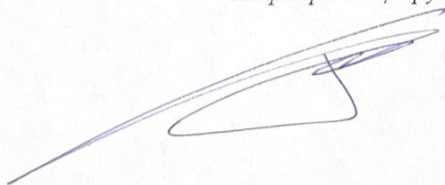
Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме: *Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар қасақана болып есептелмейді.*

Күні

30.05.23

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Өтешқали Әлішер Мерланұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: 2023_БАК_Өтешқали Әлішер Мерланұлы.docx

Научный руководитель: Толганай Джарасова

Коэффициент Подобия 1: 4.6

Коэффициент Подобия 2: 1.2

Микропробелы: 3

Знаки из других алфавитов: 1

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

30.05.23

Беріні

проверяющий эксперт



Метаданные

Название

2023_БАК_Өтешқали Өлішер Мерланұлы.docx

Автор

Өтешқали Өлішер Мерланұлы

Научный руководитель / Эксперт

Толганай Джарасова

Подразделение

ИГИНГД

Оповещения

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		1
Интервалы		0
Микропробелы		3
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		46

Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.

**25**

Длина фразы для коэффициента подобия 2

**8201**

Количество слов

**64557**

Количество символов

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Чинарев кен орнында қолдану ұнғымасын жобалау 6/2/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	36	0.44 %
2	Чинарев мұнай-газ-конденсат кен орында ГМСК алдын алу мен жою жөніндегі іс-шараларды өзірлеу. 5/24/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	32	0.39 %

3	Курстық жұмыс 5/13/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	28	0.34 %
4	Курстық жұмыс 5/13/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	23	0.28 %
5	Курстық жұмыс 5/13/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	23	0.28 %
6	Чинарев кен орнында қолдану ұнғымасын жобалау 6/2/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	22	0.27 %
7	Чинарев мұнай-газ-конденсат кен орында ГМСК алдын алу мен жою жөніндегі іс-шараларды әзірлеу. 5/24/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	21	0.26 %
8	Курстық жұмыс 5/13/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	20	0.24 %
9	Чинарев кен орнында қолдану ұнғымасын жобалау 6/2/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	18	0.22 %
10	Геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Бузачинского свода 5/24/2021 Yessenov University (Yessenov University)	18	0.22 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (0.33 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Оңтүстік Маңғышылақ ойысының геологиялық құрылысы, тектоникасы, мұнайгаздылығы және Асар кенорнының мұнай газының физика-химиялық ерекшеліктері мен құрамы..docx 5/8/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	15 (1) 0.18 %
2	Мұнай бергіштікті арттыру үшін ASP айдау технологиясын бағалау_Жамауов Арман, Темекова Малика - Бауыржан Насибуллин.doc 5/8/2019 Satbayev University (ИГИНГД)	12 (1) 0.15 %

из программы обмена базами данных (4.27 %)

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Курстық жұмыс 5/13/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	171 (12)	2.09 %
2	Чинарев кен орнында қолдану ұнғымасын жобалау 6/2/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	92 (5)	1.12 %
3	Чинарев мұнай-газ-конденсат кен орында ГМСК алдын алу мен жою жөніндегі іс-шараларды өзірлеу. 5/24/2021 West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan (Индустриально-технологический институт)	69 (3)	0.84 %
4	Геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Бузачинского свода 5/24/2021 Yessenov University (Yessenov University)	18 (1)	0.22 %

из интернета (0.00 %)



ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
------------------	--------------	---

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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