

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай және газ геологиясы кафедрасы

Орынбасар Марат Максимұлы

Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінің геологиясы мен
мұнайгаздылығы және Қараған кенорны қосымша барлау жобасы

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5В070600 – Геология және пайдалы қазбалар кенорындарын барлау

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай және газ геологиясы кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Мұнай және газ геологиясы
кафедрасының меңгерушісі PhD
доктор, асоц. профессоры

Т.А.Енсеппбаев

« 11 » 05 2019 ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

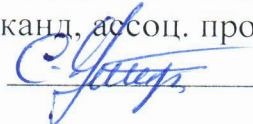
Тақырыбы: “Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінің геологиясы
мен мұнайгаздылығы және Қараған қосымша барлау жобасы”

Мамандығы 5В070600–Геология және пайдалы қазбалар кенорындарын барлау

Орындаған

М.М.Орынбасар

Ғылыми жетекші геол.мин.ғыл
канд, асоц. проф.

 К.С.Умиршин

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай және газ геологиясы кафедрасы

5B070600 – Геология және пайдалы қазбалар кенорындарын барлау

«БЕКІТЕМІН»

Мұнай және газ геологиясы
кафедрасының меңгерушісі PhD
доктор, ассоц. профессоры

Т.А.Енсеппбаев

« 06 » 05 2019 ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы *Орынбасар Марат Максимұлы*

Тақырыбы: *Каспий маңы ойпатының-шығыс бөлігінің геологиясы мен мұнайгаздылығы және қосымша барлау жобасы*

Университет Ректорының 2018 жылғы «17» қазан №1168-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «__» мамыр 2019 ж.

Дипломдық жобаның бастапқы берілістері: Геологиялық, жобалық, экономикалық, жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау.

Дипломдық жобада қарастырылатын мәселелер тізімі

а) ауданның географиялық, экономикалық жағдайлары геологиялық, зерттеу тарихы, литологиясы, тектоникасы, олардың қорын есептеу;

б) жобалау іздеу жұмыстарының әдістемелігі мен көлемі - мақсаттары мен міндеттері және орналасу жүйесі.

Сызба материалдар тізімі (міндетті сызбалар деп көрсетілуі тиіс)

Сызба материалдарының 4 слайдта көрсетілген

шолу картасы, литологиялық бағана, тектоникалық үлгі (карта), құрылымдық карталар, геологиялық-геофизикалық профильдер.

Ұсынылған негізгі әдебиет 13 атаудан

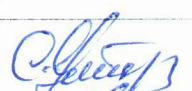
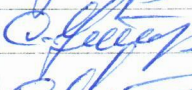
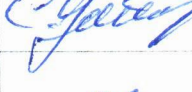
1 Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана, т. III под ред. Даукеева С.Ж. и др., г Алматы, 2002

2 Жолтаев Г.Ж., Нурсултанова С.Г. Методические указания к дипломному проектированию для студентов специальностей - 5В070600, 2016.

Дипломдық жобаны дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлім атаулары, дайындалатын сұрақтарының тізімі	Ғылыми жетекшіге және кеңесшілерге өткізу мерзімі	Ескерту
Геологиялық бөлім	05.03.2019 – 28.03.2019	
Жобалық бөлім	29.03.2019 – 09.04.2019	
Экономикалық бөлім	10.04.2019 – 20.04.2019	
Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау бөлімі	23.04.2019 – 30.04.2019	

Аяқталған дипломдық жобаның бөлімдерінің кеңесшілері мен норма
бақылаушының қойған қолтаңбалары

Бөлімдер атаулары	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қолтаңба қойылған мерзімі	Қолы
Геологиялық бөлім	Умиршин С.К. ассоц. проф.	10.05.19	
Жобалық бөлім	Умиршин С.К. ассоц. проф.	10.05.19	
Экономикалық бөлім	Умиршин С.К. ассоц. проф.	10.05.19	
Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау бөлімі	Умиршин С.К. ассоц. проф.	10.05.19	
Қалып бақылаушы	Санатбеков М.Е. ассистент		

Ғылыми жетекшісі



С.К. Умиршин

Тапсырманы орындауға білім алушы

М.М.Орынбасар

Күні « » 2018 ж.

АНДАТПА

Ұсынылып отырған дипломдық жобада Каспий маңы бассейнінің оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан Қараған кенорынының геологиялық құрылысының ерекшеліктері мен мұнайгаздылығы, коллектор қабатының литологиясы мен физика-химиялық қасиеттері қарастырылған.

Жоба мақсаты Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігіндегі тұз үсті шөгінділерінің мұнай-газдылығының перспективаларын қалыптастыру заңдылықтарын талдау.

Қойылған мәселе Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігі аумағында орындалған геофизикалық жұмыстар мен терең бұрғылау нәтижелерін талдау тұз үсті шөгінділерінің геологиялық құрылысы мен мұнайгаздылығының тұз тектоникасымен тығыз байланысын көрсетті. Алайда, бұл қалыңдықтағы мұнай мен газдың жаңа тұтқыштарын анықтау белгілі бір қиындықтармен ұштасады.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте предусмотрены особенности геологического строения и нефтегазоносность месторождения Караган, расположенного в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, литология и физико-химические свойства пластов коллектора.

Цель проекта заключается в анализе закономерностей формирования перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Поставленная проблема анализ результатов глубокого бурения и геофизических работ, выполненных на территории юго-восточной части Прикаспийской впадины, показал тесную связь нефтегазоносности с солевой тектоникой геологического строения надсолевых отложений. Однако, определение новых ловушек нефти и газа этой толщины сопряжено с определенными трудностями.

ANNOTATION

This diploma project provides features of the geological structure and oil and gas field Karagan, located in the South-Eastern part of the Caspian basin, lithology and physico-chemical properties of reservoir layers.

The aim of the project is to analyze the regularities of formation of oil and gas potential of the above-salt deposits in the South-Eastern part of the Caspian basin.

Posed problem analysis of the results of deep drilling and geophysical works carried out in the South-Eastern part of the Caspian basin showed a close relationship of oil and gas with the salt tectonics of the geological structure of the above-salt deposits. However, the definition of new traps of oil and gas of this thickness is associated with certain difficulties.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	6
1 Геологиялық бөлім	7
1.1 Ауданның географиялық-экономикалық жағдайы	7
1.2 Ауданның геологиялық-геофизикалық зерттелуі	8
1.3 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы	8
1.4 Тектоникасы	11
1.5 Мұнайгаздылығы	12
1.5.1 Арнайы бөлім. Каспий маңы синеклизасының Оңтүстік Шығыс бортының аймақтық мұнайгазды кешені	16
1.6 Гидрогеологиялық сипаттамасы	24
2 Жобалық (әдістемелік) бөлім	25
2.1 Іздеу және барлау жұмыстарының әдістері мен көлемі	26
2.2 Мұнай қорын есептеу	28
2.3 Ұңғымалардағы геологиялық, өндірістік-геофизикалық, геохимиялық зерттеу жұмыстары	29
2.4 Керн мен шламды алу, өнімді қабаттарды сынамалау және лабораториялық зерттеу	28
3 Экономикалық бөлім	31
3.1 Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерді есептеу	30
4 Жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғауға арналған шаралар	35
Қорытынды	36
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	37
Графикалық және кестелік қосымшалар	38
Қосымша А. I-I' сызығы бойынша геологиялық профиль	40
Қосымша Б. Апт горизонты бойынша құрылымдық карта	41
Қосымша В. Альб горизонты бойынша құрылымдық карта	42
Қосымша Г. Неоком горизонты бойынша құрылымдық карта	43

КІРІСПЕ

Каспий маңы ойпатының шөгін қабатының көмірсутектерінің болжамды ресурстарының жалпы көлемінде тұз асты шөгінділерімен қатар тұз үсті шөгінділерінің кешені де маңызды. Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігі мезозой шөгінділері мұнай кенорындарының таралу аймағы болып табылады..

Мәселе. Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігі аумағында орындалған геофизикалық жұмыстар мен терең бұрғылау нәтижелерін талдау тұз үсті шөгінділерінің геологиялық құрылысы мен мұнайгаздылығының тұз тектоникасымен тығыз байланысын көрсетті. Алайда, бұл қалыңдықтағы мұнай мен газдың жаңа тұтқыштарын анықтау белгілі бір қиындықтармен ұштасады.

Жұмыстың мақсаты. Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігіндегі тұз үсті шөгінділерінің мұнай-газдылығының перспективаларын қалыптастыру заңдылықтарын талдау негізінде, морфологиялық құрылым және тұзды күмбез құрылымдардың кеңістіктік орналасуын негіздеу.

Міндеттері. Тұз үсті шөгінділеріндегі көмірсутек жинақтарының кеңістік орналастыру заңдылықтарын анықтау, тұзды күмбез тектоникасының қарқынды пайда болу аймақтарында мұнай мен газға геологиялық барлау жұмыстарының тиімділігін арттыру.

Ғылыми жаңалық. Оңтүстік-шығыс тұз үсті шөгінділерінің тектоникалық құрылысының ерекшеліктері мен көмірсутектерінің шоғырлану жағдайлары мен орналасу заңдылықтары анықталады.

Жұмыстың өзектілігі. Жүргізілген зерттеулердің практикалық маңызы зор. Жүргізілген зерттеулер нәтижесінде алынған жаңа деректер геологиялық құрылымды нақтылауға, қаралып отырған аумақтың мұнай-газдылығын анықтауға, мұнай мен газға іздеу-барлау жұмыстарын қою үшін қолайлы аудандарды ұсынуға мүмкіндік берді.

Практикалық база. Бұл деректерді Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінде зерттеу және іздестіру-барлау жұмыстарын жүзеге асыратын ұйымдар пайдалануы мүмкін, әсіресе зерттеу нәтижелерін СИНОПЭК компаниясы барлау жұмысында және Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінде блоктарды таңдауда пайдалануы мүмкін.

1 Геологиялық бөлім

1.1 Ауданның географиялық-экономикалық жағдайы

Қараған мұнай кен орны Қазақстан Республикасы Атырау облысы Жылыой ауданының аумағында орналасқан. Географиялық жағынан кен орны Каспий маңы ойпатының оңтүстік бөлігінде орналасқан. Жақын елді мекендеріне-бұл кен орнынан оңтүстікке қарай 26 километр қашықтықта орналасқан Мұнайлы кенті, және одан солтүстікке қарай 22 километр жерде орналасқан Аралтөбені жатқызамыз. Кен орнынан батысқа қарай 45 километр Құлсары темір жол станциясы орналасқан, ол арқылы Алматы-Атырау-Мәскеу темір жол магистралі өтеді. Облыстық орталығы Атырау қаласы кен орнынан солтүстік-батысқа қарай 205 километр жерде орналасқан.

Елді мекендер бір-бірімен асфальт және қиыршық тас жамылғысымен байланысты. Тікелей кенорын ауданында жақсартылған жол жоқ. Кен орнының ортасынан, батыстан шығысқа қарай, сортаң шетімен дала жолы өтеді. Жергілікті электрмен жабдықтау көздері жоқ.

Кенорын ауданының әлсіз көлбеу және пенеплизацияланған күндізгі беті сортаңды және сортаңды қоңыр топырақтармен қалыптасқан. Бұл топырақтың түзілуі еріген және жаңбырлы сулардың шоғырлануы есебінен қосымша беткі ылғалданумен байланысты.

Су желісі және жер бетіндегі су көздері Қараған алаңында жоқ. Сор шегінде жер асты суларының минералдануы 70 - 315 г/л дейін артады. Сумен қамтамасыз ету көздері болып табылатын артезиан сулары табылды, олар төменгі жазықтағы ұңғымаларда тәулігіне 400 - 20000 м³ дейін дебитпен алынады. Ембі өзені кен орнынан солтүстікке қарай 18 километр ендік бағытта ағады.

Ауданның климаты күрт континентальды, құрғақ, маусымдық және тәуліктік ауа температурасының үлкен ауытқуымен, жылына жауын-шашынның аз мөлшерімен сипатталады. Жазы құрғақ және ыстық (+45°C дейін), қысы желді және суық (-35°C дейін). Қаңтар айындағы орташа ауа температурасы -120С, шілдедегі орташа ауа температурасы + 260С.

Қыста желдің басым бағыты оңтүстік-шығысқа қарай 5 - 6 м/сек жылдамдықпен соғады. Жазда желдің басым бағыты батысқа қарай 4 - 5 м/сек жылдамдықпен сипатталады. Күзде және қыста боран тудыратын қатты жел (15 - 20 м/сек дейін) байқалады.

Жауын-шашынның негізгі мөлшері қысқы-көктемгі кезеңдерде түседі. Олардың орташа жылдық мөлшері жылына 160 мм аспайды [2].

Қар жамылғысы желтоқсан айынында түседі және наурыздың бірінші он күндігіне дейін сақталады. Қар жамылғысының биіктігі 10 см жетеді.

1.2 Геологиялық-геофизикалық зерттеліну дәрежесі

Қарағанның құрылымы 1976-1977 жылдары. анықталған сейсмобарлаудың нәтижелері бойынша 2/76, 2/77 сейсмопартиялармен жалпы тереңдік нүкте (жалпы тереңдік нүктелік әдіс) әдісімен орталық және қапталдық бақылау жүйелерін пайдалана отырып жасалды.

Жалпы тереңдік нүктелік әдіс материалдарын өңдеу және кейіннен интерпретациялау нәтижесінде III (неоком табаны), V (пермотриастың жабыны) шағылыстырғыш горизонттар бойынша құрылымдық карталар, VI шағылыстырғыш горизонттар бойынша құрылымдық схема (тұз беті) және П1 горизонты бойынша изохрон картасы (тұз табаны) салынды.

1978 жылы "Ембанефтегеофизика" тресі мұнай мен газға терең барлау, бұрғылауға дайындалған Қарағанның құрылымына паспорт жасады.

1981 жылы ВолгоградНИПИнефть институты "Қараған алаңында іздеу - барлау жұмыстарының жобасын" жасады. Осы жобаға сәйкес алты терең ұңғыма бұрғыланды: үш іздеу (1, 2, 3) және үш барлау (4, 5, 6) ұңғымаларының жалпы көлемі 13066 м құрады. Ұңғыманы алғашқы ашушы ұңғыма 1 болды, онда 1984 жылғы маусымда 1680-1689 м аралығын сынамалау кезінде пермотриас шөгінділерінен 5 мм штуцер арқылы 16,4 м³/с дебитпен мұнайдың өнеркәсіптік ағыны алынды.

Ұңғымаларды бұрғылау, сынамалау нәтижелері бойынша барлығы алты горизонттың өнімділігі белгіленген: I, II және III неокомдық, жоғарғы юралық, ортаңғы юралық және пермотриастық горизонттардың өнімділігі, бұл ретте өнеркәсіптік мүддеге ортаңғы юралық горизонты ұсынылмайды деп есептелінді.

2005 жылы "Ишимгеофизика" ЖШС №1 сейсмикалық барлау партиясымен көлемі 27,44 ш.километр 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізді. Сейсмикалық барлау нәтижелері бойынша кен орнының жаңа геологиялық құрылысы ұсынылды. Перспективалы нысандар бөлінді.

1.2 Литология-стратиграфиялық сипаттамасы

Қараған кен орнының ұңғымалары қимасында төрттіктен төменгі пермге дейінгі шөгінділер кешені бөлінген. Төменгі жақтағы кунгур қабатының шөгінділері 1, 5, 6 ұңғымаларымен ашылған. Ашылған ұңғымалар қимасының литологиялық құрамы Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысының қималарымен ұқсас келеді.

Қиманы бөлу кезінде палеонтологиялық, литологиялық талдаулардың нәтижелері, сондай-ақ көрші аумақтарда бұрын бұрғыланған іздеу ұңғымаларының тіліктерімен корреляция нәтижелері пайдаланылды.

Палеозой дәуірі-(PZ)

Перм жүйесі-(P)

Ашылған ұңғымалардың ең көне шөгінділер кунгур қабатының гидрохимиялық шөгінділері болып табылады. Олар 1, 5, 6 ұңғымаларында ашылды.

Кунгур қабатының шөгінділері екі бөліктен тұрады: жоғарғы-бөліктен және төменгі-тұз қабатынан тұрады. Литологиялық бөлігі гипспен, ангидриттен тұрады.

Кунгур қабатының ең жоғарғы ашылған қалыңдығы 100 м [2].

Пермтриас (ажырамаған) – (PT)

Пермтриас ажыратылмаған, күкіртті терригенді шөгінділері стратиграфиялық үйлесімсіздікпен сипатталып, кунгур қабатының шөгінділерінде жатыр. Пермтриастың литологиялық шөгінділері ангидриттермен, алевролиттермен, құмтастармен, пирит қосылған құмдармен, қызыл-қоңыр түсті сазбен сипатталады. Пермтриас шөгінділерінде бір мұнай қабаты ашылған.

Ұңғымалар бойынша шөгінділердің ашылған қалыңдығы 36м (ұңғыма 5) 2216 м дейін (ұңғыма 3) жетеді.

Мезозой дәуірі-(MZ)

Юра жүйесі-(J)

Юра жүйесі бойынша барлық үш бөлімнен тұрады. Юра жүйесі шөгінділердің қабаттасуымен төселген жыныстардың түзілімдерімен сипатталады.

Төменгі юра шөгінділері литологиялық тұрғыдан саз, құм, құмтас және гравелитпен көрсетілген.

Саз сұр, көлемді, тұтқыр, әлсіз әкті. Құмдар ашық сұр, полимиктілі, ірі түйіршікті, көбінесе кварцты. Құмтастар негізінен сазды, кварцты, ашық сұр, аз әктасты. Гравелиттер ашық-сұр, кварцты, ұсақ түйіршікті, нашар көрінген, бұрыштық бөлшектенген, сұрыпталмаған, әлсіз цементтелген. Кейбір шлам үлгілерінде гравеллиттердің құрамы 50% (ұңғыма 104).

Литологиялық тұрғыдан ортаңғы юра шөгінділері қатпарлы, қара көмірдің қосылуымен және көмір шоғырланған өсімдік қалдықтарымен, саз, құмдар мен алевролиттер болып табылады. Осы шөгінділер бөлігінде бір мұнай қабаты анықталды.

Юралық шөгінділердің мұнай-газдылығын бағалау кезінде жоғарғы юра кешені ален-келловей ярусының мұнай-газ қабатының үстінен аймақтық сазды-карбонатты жапқыш (әдетте оксфорд-киммеридж) ретінде бөлінеді. Жоғарғы юра түзілімі 104 ұңғымадан 1135-1143,9 м; 1150,7-1153м алынған керн материалымен және 104, 106 ұңғымалардан алынған шлам материалдарымен толық сипатталған.

Керн, шлаг және каротаждық сипаттамаға қарағанда, қиманың жоғарғы бөлігінде төмен мәнді гамма каротаж қисығымен және жоғары мәнді көрінетін кедергілердің аймағы тән болатын әктастар мен мергельдер басым болады.

Төменгі бөлігінде алевроитті саздар басым. Қиманың төменгі бөлігінде сазды таужыныстардың көп төменгі мәнді көрінетін кедергі куәландырады. Түзілімдер түсі бойынша біркелкі, сұр түсті болып келеді.

Жоғарғы юра бөлігінде бір мұнай қабаты анықталды.

Жоғарғы юра шөгінділерінің ашылған қалыңдығы 96м (ұңғыма 1) құрайды.

Бор жүйесі-(К)

Бор жүйесінің шөгінділері төменгі және жоғарғы бөлімдермен ұсынылған, кен орнының ауданы бойынша кең таралған және аз ғана стратиграфиялық үйлесімсіздікпен юра шөгінділерін жабады.

Төменгі бор шөгінділері неокомдық қабатымен ұсынылған, оның құрамында готерив және барремдік қабат, сондай-ақ апт және альбалық қабаты бөлінеді.

Неокомдық ярусшаның жоғарғы бөлігінде ала түсті, өте тығыз, сұр құмдардың қабаттары бар біртекті, ұсақ түйіршікті құмдақ саздар жатыр. Алынған үлгілердегі кернді әлсіз фауна кешенін, готерив жасындағы нашар сақталған фораминиферлердің бірлі-жарым даналарын анықтады: *Globulina prisca* Reuss., *Lenticulina karpovae* Nik., *Astaculus assurgens* Mjatl, *Reophax torus* Cresp., *Palaeocytheridea* sp., *Lenticulina karpovae* Nik., *Lenticulina* sp., *Globulina praelacrima* Reuss., *Marginulina robusta* Reuss. *Cribrostomoides infracretaceus* Mjatl., *Lenticulina aff rara* Mjatl., *Globulina lacrima* Reuss болып табылады.

Шөгінділер бөлігінде I/, I, II, III неокомдық мұнай көкжиектері анықталды.

Шөгінділердің ең жоғарғы ашылған қалыңдығы 309м (ұңғыма 5).

Қиманың төменгі бөлігіндегі апт ярусының шөгінділері сұр алевролит қабатымен жақсы бақыланады. Жоғарғы бөлігі қоңыр, қою, сұр, біртекті аргиллиттер бар.

Апт шөгінділерінің ең жоғарғы ашылған қалыңдығы 73м (ұңғыма 104).

Литологиялық тұрғыдан альб шөгінділері біркелкі араласпайтын саз бен алевролиттер, құмдар, құмдар және аргиллиттер қатпарларымен көрсетілген. Саз ашық сұр және қою сұр, көлемді, әктасты, біртекті.

Алевролиттер ашық сұрдан қоңырға дейін, жіңішке түйіршікті, сазды-карбонатты цементпен, кварцты, кальцит қосылған. Құмдақ ашық сұрдан ашық қоңырға дейін, кварцты, ұсақ түйіршікті. Құмдар сұр, кварцты, ұсақ түйіршікті. Аргиллиттер қою сұр, біртекті, орташа қаттылықты, көлемді.

Қиманың төменгі бөлігінде бір мұнай қабаты анықталды.

Альб шөгінділердің ең жоғарғы ашылған қалыңдығы (ұңғыма 5) 538м құрайды.

Жоғарғы бөлімі сеноман, турон-коньяк, сантон және кампан ярустарының түзілімдері ұсынылған.

Сеноманның шөгінділері негізінен ақшыл-сұр, тұтқыр, массивті, әктасты, ақшыл-сұр, әктасты, біртекті, орташа қаттылықты аргиллиті бар балшық түрінде көрсетілген. Электрокаротаждық диаграммаларда төменгі альб шөгінділерімен салыстырғанда КС қисығының жоғары мәндерімен сипатталады.

Сеноман ярусының ең жоғарғы ашылған қалыңдығы 95м (ұңғыма 3).

Турон-коньяктың литологиялық шөгінділері Қарағанның шламмен және кернмен сипатталмаған. Бұл кешен қимасының литологиялық сипаттамасы көршілес алаңдарға ұқсас келтірілген және жасыл-сұр мергельдермен, тығыз, сұр-ақ бор қабатымен, сұр-жасыл әктасті түзілімдермен сипатталады.

Турон-коньяк шөгінділерінің ашылған қалыңдығы 34м (ұңғыма 1) және 38 м дейін (ұңғыма 6).

Кампан шөгінділері литологиялық түрде жасыл-сұр, ашық-сұр мергельдермен ұсынылған. Сынықтар, қабыршақтар, пирит кристалдары және ақ бор қабаттары кездеседі.

Кампан шөгінділерінің қалыңдығы 52м (ұңғыма 104) 67м (ұңғыма 3) дейін.

Кайнозой дәуірі – (KZ)

Неоген-төрттік шөгінділер-(N + Q)

Бұл бұзылмаған қалыңдық мезозойдың әртүрлі шөгінділерінде трансгрессивті жатыр. Көптеген ұңғымалардағы бұл шөгінділер кәсіпшілік – геофизикалық және керн материалдарымен жарықтандырылмаған, сондықтан неоген-төрттік шөгінділері бір қабат ретінде сипатталады.

Литологиялық тұрғыдан шөгінділер қара-жасыл, сұр, тығыз, әктас, құмды, кейде әктас қабаттары бар, фауна сынықтары бар саздармен көрсетілген.

Неоген-төрттік шөгінділердің ашылған қалыңдығы 68 м (ұңғыма 106) – 80м (ұңғыма 104) дейін жетеді [3].

1.4 Тектоникасы

Зерттелетін алаң құрылымдық-тектоникалық жағынан Оңтүстік-Ембі білігінің солтүстік-батыс баурайында Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс ернеуінің шегінде орналасқан.

Осы аудандағы іргетас бойынша негізгі құрылымдық элемент Оңтүстік-Ембі (Тугаракчан) майысу болып табылады, тонау тәрізді асимметриялық құрылымы бар. Жыртылатын бұзылулар сериясымен иілу бірқатар блоктарға бөлінген, олардың шегінде геологиялық дамудың келесі кезеңдерінде қалыптасқан жекелеген тектоникалық аймақтар оқшауланған. Шөгінді қаптамада үш литологиялық-стратиграфиялық қабаттар бөлінеді: тұзасты (палеозой), тұз және тұз үсті. Тұз асты қимасының құрылымы негізінен тұз асты қалайының шайылған беті болып табылатын P_1 көкжиегін (Артин шөгінділерінің шатыры) бейнелейтін және орта карбонның Мәскеу қабатының шөгінділерінің шатырына орайластырылған P_2 көкжиегін бейнелейтін қабатпен сипатталады. Сейсmobарлау және бұрғылау деректері бойынша Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бортының осы шеткі бөлігінің тұзасты кешенінің құрылымы жалпы алғанда Оңтүстік-Ембі білігімен анықталған оның жиектеу құрылысына бағынады [4].

2005 жылы Қараған кен орнында "Ишимгеофизика" компаниясының 3Д сейсмикалық барлау жұмыстары жүргізілді. Толық түсірілім алаңы 27,44 ш. километр. құрады.

3Д сейсмоматериалдарын интерпретациялау нәтижесінде лицензиялық аумақта негізгі шағылыстырушы горизонттар (II, III, V, VI) бойынша, сондай-ақ I не, II не, III не, I J3, I J2, PT өнімді горизонттардың жабыны бойынша құрылымдық карталар алынды.

Сейсmobарлау нәтижелері бойынша Қарағанның құрылымында жарылымдармен бұзылған антиклиналь сынықтары (пермь тұз диапирімен жабылған бор, юра және триас шөгінділері) сейсмикалық профильдерден анық байқалады).

Батыстан диапир Батыс–Бакачи Есекжал тұз өткелі тік беткейімен шектеледі.

3 ұңғымаға бағыт бойынша диапирдің шығыс шекарасы тіктегіш карниз болып табылады, оның бойымен пермотриас шөгінділері көтеріліске қарай жоғары қарай үзіледі. Мысалы, №3 ұңғыма пермотриас шөгінділері бойынша 2160 м өтіп, 3830 м тереңдікте тұз диапирінің бетіне жеткен жоқ.

II (неокома жабыны) және III (жоғарғы юра жабыны) шағылыстырғыш деңгейлер бойынша құрылым меридианальды бағытта созылған сопақша пішінді болады. Құрылымы ендік бағытта созылған екі жартылай өткізгішке бөлінген. Құрылымның батыс қанаты тар тонаулар мен жартылай грабендер сериясын құрайтын 30 м амплитудасы бар меридианалды бағыттағы төгінділер сериясымен күрделенген.

Изогипс бойынша II шағылысу горизонты бойынша құрылымның мөлшері – 875 2.8 x 2 киллометр құрайды.

III шағылысу горизонттың изогипсі бойынша құрылымның көлемі -1100 3,5 x 2,5 киллометр құрайды, амплитудасы 50м.

V шағылысушы горизонттың изогипсі бойынша құрылымның көлемі-1620м 3,5 x 2,5 киллометр құрайды, амплитудасы 50м.

Қараған алаңында VI шағылысу горизонты бойынша (тұзды шөгінділердің жабыны) тұз күмбезі байқалады. Құрылымдағы ең аз тереңдігі-1500м.құрайды. Тұзды күмбездің шығыс баурайы ұңғыма 3 бағытында мықты пермотриас шөгінділерінің астына көмкеріледі [2].

Мұнай шоғырлары бор, юра және пермотриас шөгінділерінде анықталған.

1.5. Мұнайгаздылығы

Қарастырылып отырған аудан Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігіне жатады.

1983-1987 жылдары. іздеу-барлау бұрғылау нәтижелері бойынша үш неоком қабатында: жоғарғы юра, ортаңғы юра және біреуі пермотриас шөгінділерінде мұнай шоғыры анықталды.

Альб горизонты

Қалыңдығы 6-12 метр болатын горизонт барлық ұңғымаларда төменгі бордың альб қабатының шөгінділерінен бөлінген (1, 3, 5, 6, 104, 106, 109). Ұңғыманың геофизикалық зерттеу деректері бойынша горизонт III блоктағы 3

және 106 ұңғымалардан басқа, барлық аталған ұңғымаларда суға қаныққандығымен сипатталады, олардың қимасында қалыңдығы 3,4 және 3,6 метр бір қабат мұнайға қаныққандылығымен сипатталатын. Құмдылық коэффициенті 0,49-дан 1,0-ге дейін өзгереді; горизонт коллекторлары 1-2 қабатпен ұсынылған.

Мұнай шоғырының биіктігі мен көлемі аз. Табиғи резервуар типі бойынша қабаттық, дөңесті, тектоникалық экрандалған.

Су мұнай жапсары 702 м -707 м дейін көлбеу орналасқан, шоғырдың биіктігі 13 м-ге жетеді. Қабылданған шекараларда мұнай шоғыры 1,2х0,9 километр көлемімен сипатталады, мұнай сыйымдылығы 697 мың метр² құрайды.

Апт горизонты

Горизонт барлық ұңғымалардың қимасында байқалады (3, 5, 6, 104, 106, 109), ол саз жыныстарымен ауыстырылған және стратиграфиялық жағынан төменгі бордың апт қабатының құрамына кіреді. ҰГЗ деректері бойынша III блокта ұңғыма 106 және II блокта ұңғыма 109 мұнайға қаныққан, басқа ұңғымаларда геофизикалық сипаттамалар бойынша горизонт суға қаныққан болып сипатталады.

Мұнай шоғыры шағын биіктікпен және өлшеммен сипатталады. Табиғи резервуар типі бойынша қабаттық, дөңесті, тектоникалық және литологиялық экрандалған. СМЖ блоктар бойынша -755,6 метр (II блок) -751,2 метр (III блок) дейін өзгереді, шоғыр биіктігі 11,2 метр жетеді. Қабаттың жалпы қалыңдығы 6-10 метр. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 4,8 метр-ден 7,2 метр-ге дейін өзгереді.

II блокта су мұнай жапсары ұңғыма 109-да -755,6 метр абсолюттік белгіде көрсетілген. Мұнай сыйымдылығы 128 мың м² құрайды, шоғырдың көлемі 0,7х0,2 километр.

III блокта су мұнай жапсары ашылмаған және шартты түрде ұңғыма 106 абсолюттік белгі-751,2 метр мұнай қабатының табаны бойынша қабылданды. Мұнай сыйымдылығы 577 мың м² құрайды, шоғырдың көлемі 1, 5х0, 7 километр.

I/ неоком горизонты

Стратиграфиялық горизонт апт және I неокомды горизонттарының арасында орналасқан және ұңғыманың геофизикалық зерттеу материалдарын интерпретациялау нәтижелері бойынша II блоктағы 6 ұңғымада ғана мұнайға қаныққан, қалған ұңғымаларда ол суға қаныққан (ұңғыма 5, 104) немесе сазды жыныстармен араласқан (ұңғыма 1, 3, 106, 109).

Қабаттың жалпы қалыңдығы 4-9 метр. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 2,8 метр.

Су мұнай жапсары ұңғыма 6 мұнай қаныққан қабаттың табаны -856,3 метр белгіленген.

Қабылданған шекараларда шоғыр мөлшері 0,75 х 0,4 километр, биіктігі 16,3 м. Шоғыр қабаттық, дөңесті, тектоникалық және литологиялық шектеулі

болып келеді. Қабылданған су мұнай жапсары ескере отырып, мұнайлылық алаңы 159 мың м² құрайды.

I неоком горизонты

II блокта ұңғыма 6 қимасында, осы горизонтты сынау кезінде жалғыз мұнай берген, ұңғыманың геофизикалық зерттеу деректері бойынша кеуектілік пен мұнайға қаныққан мәні бар қалыңдығы 6,2 метр бір қабат бөлінген. 902-907 метр аралығын сынау кезінде 1 м³/с дебитпен және 11 м³/с мұнай мен судың шағын ағыны алынды. Басқа ұңғымаларда ұңғыманың геофизикалық материалдарын интерпретациялау нәтижелері бойынша горизонт суға қаныққандылығымен сипатталады.

Горизонттың жалпы қалыңдығы 10-15 метр. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 6,2 метр.

су мұнай жапсары мәні мұнай қаныққан коллектор қабатының төменгі белгісі ұңғыма 6 (-903,3 метр) және жоғарғы белгісі суға қаныққан коллектордың ұңғыма 1 (-906,3 метр) жабынына сәйкес келетін -903,3 метр белгіде анық қабылданған.

Қабылданған шекараларда мұнай шоғыры мөлшері 1,0х0,1 километр, мұнай сыйымдылығы 184 мың м², биіктігі-6,3 метр. Шоғыры қабаттық, дөңесті, тектоникалық экрандалған [5].

II неоком горизонты

Ұңғыманың геофизикалық зерттеу деректері бойынша 1, 6 (II блок) ұңғымалары және ұңғыма 106 (III блок) мұнай қаныққандығымен сипатталады.

Горизонттың жалпы қалыңдығы 47 метр-ден 56 м-ге дейін өзгереді. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 6-ұңғымадан 8,0 метр-ден 1-ұңғымадан 15,4 метр-ге дейін. Құмдылық коэффициенті 0,13-тен 0,46-ге дейін өзгереді, бөлшектену коэффициенті 3-тен 7-ге дейін өзгереді, орташа 4,8 құрайды.

Қабылданған су мұнай жапсары -986,5 м. Мұнай сыйымдылығы 235 мың м² құрайды, шоғырдың көлемі 1, 3х0, 15 километр, биіктігі – 26,8 м.

Қабаттық резервуардың түрі бойынша қабаттық, дөңесті, тектоникалық экрандалған шоғыр.

III неоком горизонты

Горизонт II және III блоктар шегінде өнімді.

Горизонттың жалпы қалыңдығы 14 метр-ден 27 м-ге дейін ауытқиды. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 4,2 метр (ұңғыма 6) 9,4 м дейін (ұңғыма 1). Құмдылық коэффициенті 0,29-дан 0,79-ға дейін өзгереді, бөлшектену коэффициенті 1-ден 3-ке дейін өзгереді.

Мәліметтер негізінде II блокта су мұнай жапсары 1, 6 ұңғымалардағы мұнай қаныққан қабаттың табаны бойынша -1029,9 м белгіде қабылданды.

III блок үшін су мұнай жапсары 3 ұңғымадағы мұнай қаныққан қабаттың табаны бойынша 1043 метр белгіде шартты түрде қабылданды.

Қабылданған су мұнай жапсары есепке ала отырып, мұнайлылық ауданы II блок үшін 128 мың м², шоғыр өлшемі 1,1х0,1 километр; III блок үшін ауданы - 921 мың м²; шоғыр өлшемі 1,1х0, 95 километр; II блок үшін мұнай шоғырының биіктігі 9,9 метр; III блок үшін 33 метр. II және III блоктардағы

горизонтқа ұштасқан шоғырлар III блоктағы литологиялық экрандау аймағы (106 ұңғыма ауданы) ауданы бойынша шектелген қабаттық, дөңесті, тектоникалық экрандалған болып табылады.

I-жоғарғы юра горизонты

Горизонтқа II және III блоктар шегіндегі мұнай шоғыры ұштастырылған. Өнімділігі екі ұңғымада (1, 106) сынаумен дәлелденді. Мұнайдың бастапқы дебиті 8,8 м³/тәу (ұңғыма 106) 33,3 м³/тәу (ұңғыма 1) дейін.

Горизонттың жалпы қалыңдығы 37 м-ден 45 м-ге дейін ауытқиды. Тиімді мұнай қаныққан қалыңдығы 6,4 метр (ұңғыма 3) бастап 8,4 метр (ұңғыма 1) дейін өзгереді. Құмдылық коэффициенті 0,04-тен 0,30-ға дейін өзгереді, бөлшектену коэффициенті 1-ден 7-ге дейінгі аралықта өзгереді, орташа алғанда 4,2 құрайды.

II блок үшін су мұнай жапсары 1 ұңғымада -1149,3 м тереңдікте, сәйкесінше -1149,3 метр және -1151,1 метр белгілердегі мұнай қаныққан және су қаныққан қабаттар деңгейлерінің жақындығын негізге ала отырып анықталған.

III блоктағы су мұнай жапсары ашылмаған және ұңғыма 3 мұнай қаныққан қабаттың табаны бойынша шартты түрде ұңғыманың геофизикалық зерттеу бойынша -1161,2 метр белгіде қабылданды.

Қабылданған су мұнай жапсары есепке ала отырып, II блоктың мұнай сыйымдылығы 205 мың м² құрайды, шоғырлардың көлемі 1,1х0,2 километр, шоғырлардың биіктігі 34,8 метр; III блоктың ауданы - 2043 мың м², шоғырлардың көлемі 2,2х1,0 километр, шоғырлардың биіктігі 41,2 метр.

Шоғырдың түрі қабаттық, дөңесті, тектоникалық және литологиялық экрандалған.

I-ортаңғы горизонты

Мұнай қабаты ұңғыманың геофизикалық зерттеу материалдарын интерпретациялау нәтижелері бойынша II блоктағы 1 ұңғымада ғана қаныққан, қалған ұңғымаларда ол суға қаныққан немесе сазды жыныстармен алмастырылған. 1268-1271 метр аралығын сынау кезінде, Норт.дин -428,5м кезінде 0,6 м³/с дебитпен мұнайдың болмашы ағыны алынды.

Горизонттың жалпы қалыңдығы 34-37 метр. Құмдылық коэффициенті 0,11-ден 0,89-ге дейін өзгереді, бөлшектену коэффициенті 1-ден 6-ға дейін (ұңғыма 106).

Су мұнай жапсары анықталмады және ұңғыма 1 бойынша мұнай қаныққан қабаттың табаны бойынша ҰГЗ бойынша шартты түрде -1262,1 метр белгіде қабылданды.

Қабылданған су мұнай жапсары есепке ала отырып, мұнайлылық ауданы 14 мың м² құрайды, кен шоғырларының көлемі 0,2 х 0,05 километр, кен шоғырларының биіктігі-2,8 метр. Шоғыр түрі қабаттық, дөңесті, тектоникалық экрандалған.

Пермотриас горизонты

Ұңғыма геофизикалық зерттеу материалдарын интерпретациялау нәтижелері бойынша горизонт 1, 104 ұңғымаларда мұнайға қаныққандығымен сипатталады.

Өнімділігі 1, 104 ұңғымаларда сынау кезінде белгіленген. Ұңғыма 1 әр түрлі штуцерлерде мұнай дебиті 8,3 м³/с-ден 20,5 м³/с-қа дейін өзгерді. Сондай-ақ ұңғыма 104 горизонттың мұнайға қаныққандығын растады, 1645-1651метр жоғарғы аралығын сынау кезінде 16 м³/с дебитпен мұнай ағыны алынды.

II блокта су мұнай жапсары ашылмады және ұңғыманың геофизикалық зерттеу бойынша ұңғыма 1 мұнай қабатының табаны бойынша шартты түрде - 1703,9 м белгіде қабылданды.

III блоктағы су мұнай жапсары 104 ұңғымадағы (-1644,9 метр) мұнай қаныққан коллектордың төменгі белгісі мен 106 ұңғымадағы (-1695,2 метр) су қаныққан коллектордың жоғарғы белгісі арасындағы қашықтықтың ортасына сәйкес келетін -1670,1 метр белгісінде қабылданды.

Қабылданған су мұнай жапсары есепке ала отырып, мұнайлылық ауданы II блокта 732 мың м²; шоғырдың мөлшері 1,45х0,4 километр; III блоктағы алаң 203 мың м² құрайды. шоғырдың көлемі 0,8х0,3 километр. II блоктағы мұнай шоғырының биіктігі 53,9 метр; III блоктағы 32,4 метр құрайды [6].

1.5.1 Арнайы бөлім. Тұз үсті Қараған кенорынының мұнайгазды кешенінің физика-химиялық құрамы мен ерекшеліктері

Каспий маңы ойпатының шөгінді тысында көмірсутектер шоғырларын қалыптастыру және орналастыру заңдылықтарының жалпы және жеке мәселелері осы өңірді зерттеу және игеру тарихында көптеген зерттеушілердің жұмыстарында қарастырылды. Зерттеудің жүз жылға жуық кезеңіне қарамастан, көмірсутек шикізатына іздеу-барлау жұмыстарының негізгі бағыттарын анықтау және бірінші кезектегі іздестіру объектілерін таңдау үшін елеулі маңызы бар көптеген мәселелер қазіргі уақытта өзекті пікірталас болып қалып отыр. Ең алдымен, бұл ойпаттың тұз үсті кешенінде мұнай мен мұнай битуминозды жыныстардың пайда болуы мен жиналуының кеңістіктік жағдайы мен генетикалық өзара байланысының заңдылықтарын анықтауға жатады.

Тұз үстіндегі қабатта көрініс тапқан анықталған белсенді тектоникалық аймақтарды мұнай мен табиғи битумдардың көріністері мен кен орындарының орналасуымен салыстыру олардың арасында заңды кеңістіктік байланыс бар екенін бекітуге мүмкіндік береді. Қазіргі уақытта белгіленген тектоникалық белсенділік аймақтарымен жоспарда сәйкес келмейтін жекелеген өнімді тұз күмбездері құрылысының ерекшеліктерін егжей-тегжейлі талдау олардың мұнайлылығы терең сынған тектоникамен байланысты екенін көрсетті. Демек, алынған деректер тұз үсті шөгінділеріндегі мұнайдың екінші сипатын және олардың тұз асты кешенінің мұнайларымен генетикалық байланысын растайтын тағы бір дәлел болып табылады. Осылайша, шөгінді қабаттың

жоғарғы бөлігіне мұнайдың көші-қоны тұз асты кешенінде көмірсутек шоғырларының ішінара немесе толық қалыптасуы нәтижесінде жүзеге асырылатынына күмән тудырмайды.

Көптеген тұз үсті шоғырының (мысалы, көп қабатты Кенқияқ) құрамының жақындығы немесе ұқсастығы көмірсутектердің ағыс көші-қонының бұзылуы нәтижесінде оның қалыптасуы орын алғанын дәлелдейді. Ал бұл процесті іске асыру жыныстардың жоғары өткізгіштігі бар аймақтар кезең-кезеңімен туындаған тұзсыз мұльд жағдайында ғана мүмкін болады.

Бақылаулар бұл Каспий маңы ойпаты жағдайында мүмкін екенін көрсетті, онда шөгінді қабының жоғарғы бөлігінде сынған тектоникадағы тереңдіктің пайда болуы белгілі бір тізбектілікпен сипатталады. Алдымен тұзасты қалыңдықта және тұзда үзілу кернеулерінің трансформациясы тікелей немесе тікелей аномалды батырылған мұльдалардың түзілуін алдын ала анықтады, ал кейінгі қозғалыстар сол сынықтар бойынша бұзылған сызықтық аймақтарды қалыптастырды, олар күндізгі бетке жетіп, көмірсутектердің көші-қон арналары болып табылады.

Қазіргі уақытта игерілген Каспий маңы ойпатының мұнай кен орындарының көпшілігі тұз үсті шөгінділерімен байланысты. Соңғы жылдары тұзасты палеозой түзілімдерінде мұнай мен газ шоғырларын іздеуге бағытталған геологиялық-геофизикалық жұмыстар қарқынды дамып келеді. Бұл зерттеулер ойпаттың солтүстік бөлігінде Қарашығанақ және Батыс-Жылу кен орындары мен ойпаттың шығыс бөлігінде (Кенқияқ құрылымында) газ-мұнай шоғырларының ашылуына әкелді.

Тұз үсті қимасы көптеген мұнай-газ көріністерімен сипатталады және мұнай мен газдың өнеркәсіптік жинақтарынан тұрады. Тұз тектогенезінің белсенді пайда болуы салдарынан негізінен терриген және аз дәрежеде карбонатты түзілімдермен қалыптасқан қарастырылатын түзілімдер қарқынды орналасқан және мұнай мен газ шоғырларының геологоқұрылымдық жағдайларын айқындайтын тұз күмбездерінің әртүрлі типтерінің құрылысына қатысады. Тұз үсті шөгінділерінің жалпы қуаты бірінші жүзден 1000-1500 м дейін және одан да көп күмбездің жиынтық учаскелерінде ауытқиды және күмбез аралық депрессияларда бірнеше мың метрге жетеді.

Ойпаты шегінде гравиметриялық зерттеулермен 1700-ден астам тұзға төзімді құрылымдар анықталды. Олардың кейбіреулеріне әртүрлі уақытта терең барлау бұрғылау жүргізілді. Ондаған құрылым өнеркәсіптік мұнай-газға айналды. Бұл деректер тұзасты шөгінділердің өнеркәсіптік мұнай-газдылығының жоғары әлеуетін дәлелдейді.

Мұнай және газ кен орындарының басым көпшілігі Каспий маңы ойпатының борттық бөліктерінде орналасқан. Шығыс бортта (Кенқияқ, Кенбай, Ақжар, Қаратөбе, Қопа, Көкжиде және басқалар), Волго-Орал өзенаралығында (Мартыши, Қамышитовое, Гран, Сазанкурак, Жаңаталап) және оңтүстік-шығыс бөлігінде (Шығыс Молдыбек, Оңтүстік Қожа) жаңа перспективалы алаңдардың ашылуы қарастырылып отырған ойпаттың мұнай-газ кен орындарының орналасу географиясын едәуір кеңейтті.

Тұз үсті бөлінісінде үш өнімді шөгінділер кешені бөлінеді: жоғарғы пермотриас, юра және бор.

Жоғарғы перм-триас өнімді кешені. Мұнай мен газдың өнеркәсіптік жиналуының сипатына байланысты ол Каспий маңы ойпатында екі шағын кешенге бөлінеді: жоғарғыперм және триас. Кейде ол пермо-триас деп аталады. Жоғарғыпермдік өнімді шағын кешендегі мұнай-газ көріністерінің белгілері көптеген барлау алаңдарында анықталған. Алайда, мұнай мен газдың өнеркәсіптік шоғырлануы Кеңқияқ және Қаратөбе алаңдарында орнатылған. Жоғарғы перммен салыстырғанда триас өнімді шағын кешен мұнай-газ көріністері белгілерінің кең таралуымен ерекшеленеді. Қазіргі уақытта анықталған мұнай мен газдың өнеркәсіптік шоғыры төменгі және жоғарғы триас шөгінділерімен байланысты.

Оңтүстік-Ембі ауданында ең төменгі мұнай горизонттары төменгі триастың қабатының құм-сазды қабатына (Солтүстік Искине, Сағыз, Таңатар, Мұнайлы және т.б.) ұштастырылған. Шағын газ шоғыры Байшунаста барланған. Мұнай және газ горизонттары осы жерде орналасқан және қалыңдықтың жоғарғы бөлігінде жоғары коллекторлық қасиеттерімен сипатталатын құмдар мен құмтастар қабаттарына жанасады. Мұнай шоғырының көпшілігі құм-сазды қалыңдықтың жоғарғы жағында, жамылғысы болып табылатын оленек қабатының шөгінділерімен байланыста шоғырланған. Тек Солтүстік Искинада инд және оленек қабатының табанында жатқан бір мұнай көкжиегі байқалады. Осы ауданның өңделіп жатқан мұнай және газ триас кен орындары негізінен көк-сұр саз және жоғарғы триас рэт қабатының (Құлсары, Қосшағыл және Сағыз) құмтұмсық түзілімдерімен байланысты. Тұзбен көмілген, контурлы судың жоғары қысымы бар салыстырмалы ірі мұнай-газ шоғыры Құлсары кен орнының Шығыс қанатында табылды. Каспий маңы ойпатының шығыс жағында триас шөгінділері 40-тан астам құрылымдарда ашылған.

Юра өнімдік кешені. Каспий маңы ойпатында юра өнімді кешені. Мұнай мен газ қоры бойынша ең бай болып табылады. Мұнда мұнай-газ кешені ретінде үш өнімді шағын кешен: төменгі юра, ортаңғы юра және жоғарғы юра. Олардың ішінде мұнайгаздылығының кең ауқымы шөгінділердің ортаңғы юра өнімді шағын кешені сипатталады.

Шөгінділердің ортаңғы юралық өнімді шағын кешені Каспий маңы ойпатының барлық аумағындағы өңірлік мұнай-газдылығымен сипатталады және өнеркәсіптік игерудің негізгі объектісі болып табылады.

Шығыс борт аймағында ален қабатының төменгі жағында құмдар мен алевролиттермен ұсынылған коллекторлар Кеңқияқ, Ақжар және Қопа алаңдарында мұнайдың өнеркәсіптік шоғырын ұстайды. Кеңқияқ кен орнындағы мұнай шоғырлары жиынтық, толық контуры, ал Ақжарда және Қопа алаңында тектоникалық экрандалған және серпімді су арынды режимі бар. Мұнай дебиті газ факторы 70 м³ / м³ кезінде елеусіз шамаға жетеді. Кеңқияқ, Құмсай, Көкжиде, Ақжар, байос Қопа және Бат шөгінділері 4-тен 6-ға дейін құм қабаттары бар. Ұңғымаларды сынау кезінде мұнда ондаған тоннаны құрайтын

мұнай дебиті алынды. Каспий жағалауының оңтүстік-шығысында Дараймола, Матин кен орындары бөлінеді.

Борлы өнімді кешен Каспий маңы ойпатының барлық аумағында сақталған. Борлы шөгінділерде төменгі бөлімнің шөгінділері неғұрлым тиімді, онда игеріліп жатқан кен орындарында көптеген шөгінділер табылған, олардың басым бөлігі Оңтүстік Ембі ауданы кен орындарының (Шығыс Молдабек, Оңтүстік Қожа, Бекбике, Оңтүстік Қошқар, Сағыз, Матин және т.б.) қимасында орналасқан. Мұнда бор шөгінділері неокомнан бастап альб қабатына дейінгі диапазонда өнімді. Алайда, өз қорлары бойынша коллекторлық қасиеттер, жыныстар қимасы бойынша таралу сипатына байланысты барремдік, апталық және альб-сеномандық түзілімдер ең үлкен мәнге ие. Бор астындағы шөгінділерінде флюидтірек болып апт сазды қалыңдығы табылады. Бұл, бәлкім, баррем және апт қабатының жоғарғы бөлігінің ең көп мұнайға қанықтығы түсіндіріледі. Альб-сеномандық шөгінділерде шоғырланған көптеген мұнай шоғырларының басқа тобы әдетте жоғарғы бор әк-сазды қалыңдықтарынан экрандалады.

Тұз үсті шөгінділерінде ірі газ шоғыры немесе кен орындары табылған жоқ. Газ қалпақтары (Мақат, Құлсары, Сағыз, Қосшағыл, Прорва, Мартыш, Қамышит, Кеңқияқ және т.б.). Құлсарының юра шөгінділерінде өнеркәсіптік маңызы жоқ таза газ шоғыры орнатылған.

Тұтастай алғанда Каспий маңы ойпаты үшін жинақталған көмірсутегі газдарының, сондай-ақ мұнай сияқты шоғырлануы жер асты суларының солтүстік-шығыстан оңтүстік-батысқа қарай қозғалысы бағытында өсуде. Осыған байланысты жер асты суларының газ құрамы гидрогеологиялық көрсеткіштердің жиынтығында мұнай-газ іздеу өлшемі ретінде пайдаланылуы мүмкін, мысалы, сульфатсыздық, хлоркальцийлі су түрі, жоғары минералдану, жеке микроқұрамдар мен т. б.

Жаңа алаңдардың ашылуының аса маңызды геологиялық алғышарты іс жүзінде дамымаған тұзды-күмбезді құрылымдардың шексіз саны және тұз үсті шөгінділерінің дәлелденген өнеркәсіптік мұнайгаздылығы болып табылады. Қазіргі заманғы зерттеу деңгейінде әрбір төртінші барлау құрылымы мұнай-газды болып табылатыны анықталды. Негізінен өңірдің орталық бөлігінде орналасқан, өнімділік коэффициентін 0,1-ге дейін төмендететін күмбездердің ашылуын және басқа да теріс геологиялық факторларын ескере отырып, ойпатта мұнай өндіру деңгейін үш-төрт есе көтеруге қабілетті тағы бірнеше ондаған мұнай-газ кен орындарының ашылуын күтуге болады.

Тұз үсті шөгінділеріне геологиялық-ізвестіру жұмыстарын жүргізу тәжірибесі әртүрлі уақытта және шектеулі алаңдарда қойылған жекелеген және жыртпалы зерттеулер қажетті нәтиже бермейтінін дәлелдеді. Осыған байланысты мұнай мен газды ізвестірудің кешенді әдісін әзірлеу қажет, ол геологиялық құрылыс бойынша әртүрлі тұз күмбездері мен күмбез маңы учаскелерін қамти отырып, едәуір алаңда қолайлы құрылымдық жағдайларды жедел қарқынмен анықтауға мүмкіндік береді. Алайда, қазіргі уақытқа дейін бұл мәселе Каспий маңы ойпатқа әлі де бір шешім таппады. Каспий маңы

ойпатының кен орындарында өндірілетін мұнайдың метаморфизмінің әртүрлі дәрежесі мен физикалық-химиялық қасиеттерінің әртүрлілігі оларды әзірлеу, кәсіпшілік тасымалдау, жинау және елдің мұнай өңдеу кәсіпорындары бойынша бөлу үшін маңызды мәні бар олардың тауарлық сапаларына негізделеді. Негізінен мұнайдың үш түрі бөлінеді: майлы (I және II сорт), бензин (III сорт) және шайырлы (IV сорт).

Оңтүстік Ембі ауданындағы мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттерінің өзгеру сипатын қарастыра отырып, Е - А. Айзенштадт әр түрлі түрдегі мұнай түрлерін аудан бойынша орналастыруда белгілі бір заңдылықтарды анықтады. Мысалы, мұнай сапасы оңтүстіктен солтүстікке қарай жақсарады. Ең парафинді және шайырлы мұнай Тереңөзек, Қаратон, Қараарна, Прорва және Ақтөбе кен орындарында шоғырланған. Олардан солтүстікке қарай орналасқан Қосшағыл, Тюлюс, Құлсары кен орындарында бензин мұнайлары басым, әрі қарай солтүстікке майлы мұнай (Сағыз, Доссор, Мақат, Таңатар) даму аймағы байқалады.

Тұз үсті кешенінің барланған мұнай қорының негізгі бөлігі юра және бор, ал елеусіз – пермо-триас шөгінділерінде шоғырланған. Бұл ретте юра кешенінің мұнай қорының басым үлесі ортаңғы юра мен төменгі бор шөгінділерімен, ал пермо-триас шөгінділерімен байланысты. Қазіргі уақытта пермо-триас кешенінде анықталған мұнай қорларының ең аз бөлігі, шамасы, оның жеткіліксіз барлануымен және жоғарыда жатқан юралық және борлы шөгінділермен салыстырғанда, жатудың үлкен тереңдігімен анықталады. Мұнайдың геологиялық қорларын тереңдікке бөлу. Каспий маңы ойпатының тұз үсті шөгінділерінде мұнай мен газдың өнеркәсіптік шоғыры 2400 м дейінгі тереңдікте кездеседі.

Зерттелетін аймақ үшін тереңдікте мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттерінің өзгеруі де тән. Көп жағдайда, мұнай тығыздығы мен тұтқырлығы азаяды, жеңіл фракциялар мен парафиннің құрамы артады. Қима бойынша жоғары, керісінше, мұнай әдетте жеңіл фракцияларды жоғалтады, газға қанықпаған, ауыр және тұтқыр болады, бұл қабаттық жағдайларда аз қозғалмалы (өлі) мұнайды пайдаланудың өте күрделі технологиялық режимін тудырады. Осыған ұқсас өзгерістер түрлі гипсометриялық деңгейлерде жатқан бір жастағы көкжиектер үшін байқалады.

Талдаудың геологиялық-статистикалық деңгейінің нәтижелері өнімді горизонттардың жату тереңдігінің өсуімен немесе неғұрлым жас тұқымдардан неғұрлым көне тұқымдарға өнеркәсіптік шоғырлардың саны жойылатынын көрсетеді. Көрсетілген реттілікте май және шайырлы мұнай шоғырларының саны да азаяды, ал құрамында бензин мұнайы бар шоғырлардың саны әдетте өседі. Пермо-триас кешенінде байқалатын көрсетілген заңдылықтан біраз ауытқуды осы шөгінділердің жеткіліксіз зерттелуімен түсіндіруге болады. Алайда, осы жағдайларда да тереңдігі бар бензинді мұнай шоғырларының шоғырлануы едәуір артады.

Мұнайдардың майлы және шайырлы түрлері негізінен аздаған тереңдікке ұштастырылады және олардың шоғырларының басым бөлігі Борлы және юралық шөгінділердің қимасында шоғырланған.

Осылайша, жүргізілген зерттеулердің нәтижелері жоғары гипсометриялық деңгейлерге, белсенді су алмасу аймақтарына және көптеген дизъюнктивтік бұзылыстар түрінде, әсіресе тұз күмбездерінің күмбездерінен көрінетін жаңа Тектониканың қарқынды әсеріне негізделген мұнай жеңіл фракцияларды, парафинді жоғалтады, ауыр болады, шайырмен байытылады және олардың бастапқы физика-химиялық қасиеттерін түбегейлі өзгертетін кайталама әсерлердің әр түрлі түрлеріне ұшырайтынын көрсетеді. Кен шоғырларының қалыптасуының барлық геологиялық тарихы бойы жұмыс істейтін осы үдерістердің нәтижесінде мұнайдың әртүрлі түрлері (шайырлы, майлы) пайда болады. Бұл ретте мұнайдың шайырлы типтеріне әдетте құрылымның жасырын болуы, пайда болған шоғырлардың бұзылуына бейім өткізгіш арналардың болуы (Тектоникалық бұзылулар, су өткізбейтін жыныстармен байланыс, тұрақсыз жабу), шоғырлардың қабаттық су қысымды жүйесімен және т. б. байланысы тән.

Қараған кен орнының қабаттық флюидтерінің құрамы мен қасиеттерін зерттеу геологиялық барлау жұмыстары сатысында басталды. Барлау кезеңінде (1984-1987ж.г.) I-жоғарғы юра (екі сынама) және пермотриас (үш сынама) өнімді горизонттарын сипаттайтын №1 ұңғымадан қабаттық мұнайдың бес тереңдік сынамалары іріктеп алынды және зерттелді. Стандартты жағдайларда мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттерін сипаттау үшін өнімді горизонттар I-неоком, II-неоком және III- неокомның №1 және №6 ұңғымалардан жасалған 5 беттік сынама пайдаланылды. Қабаттық газдың құрамын зерттеу және тауарлық қасиеттерге химиялық-технологиялық талдау жүргізілмеген.

Беттік жағдайларда мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері №№1, 6, 104 және 106 ұңғымалардан II-неоком, I-жоғарғы юра және пермотриас өнімді горизонттарынан алынған мұнайдың бес сынамасын талдау бойынша анықталған.

Жалпы деңгейлер бойынша қабаттық мұнай параметрлерінің мәндерін талдау барысында қабаттық қысым мен температура тереңдеген сайын артатынын және I-жоғарғы юра өнімді горизонттың мұнайына қарағанда пермотриас өнімді горизонтының газдылық көрсеткіші мен қанығу қысымы мәндерінің жоғарырақ екенін, сондай-ақ мұнайы неғұрлым жеңіл, аз тұтқыр екенін көрсетті.

Алынған нәтижелер бойынша қабаттық қысым мен температураның тереңдіктен өзгеру кестелері салынды.

Жер үсті жағдайындағы мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері

Жер үсті жағдайындағы мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері зертханалық зерттеу нәтижелері бойынша төрт ұңғымадан алынған 10 сынама негізінді анықталды, оның ішінде I-неоком горизонты бойынша бір сынама, II-неоком горизонты бойынша – үш сынама, III-неоком горизонты бойынша – екі

сынама, I -жоғарғы юра горизонты бойынша – екі сынама (II және III блоктар) және пермотриастық горизонт бойынша – екі сынама (II және III блоктар).

Жер үсті жағдайларында мұнайды талдау процесінде оның тығыздығы, кинематикалық тұтқырлығы, қату және тұтану температурасы, фракциялық және көмірсутекті құрамдар, күкірт, парафин, асфальтты-шайырлы заттар және басқалар сияқты негізгі параметрлері анықталды [7].

I-неокомдық өнімді горизонты

Газдалған мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері мен фракциялық құрамы №6 ұңғымадан 902-907м. перфорация аралығынан бұрын алынған сынама бойынша келтірілген.

I-неокомдық өнімді горизонттың мұнайы ауыр, аз парафинді және аз күкіртті болып табылады. Жер үсті жағдайларында мұнай тығыздығы 0,9158 г/см³ құрайды. 200С кезінде мұнайдың кинематикалық тұтқырлығының шамасы 886,5 мм²/с және 500С кезінде – 100,02 мм²/с құрайды. Күкірт мөлшері 0,46% - ға тең. Мұнайдың қату температурасы 50С тең. 3000С қайнаған ашық фракциялардың құрамы 13 пайыз - ға жетеді.

II-неокомдық өнімді горизонты

Жер үсті жағдайындағы мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері №1 және №6 ұңғымалардан алынған мұнайдың үш сынамасын талдау нәтижелері бойынша зерттелген.

II-неокомдық өнімді горизонттың мұнайы ауыр, жоғары шайырлы, аз парафинистік және аз күкіртті болып табылады. Жер үсті жағдайларында мұнай тығыздығы 0,8959-дан 0,9179 г/см³-ге дейін, орташа есеппен 0,9086 г/см³ құрайды. Мұнайдың кинематикалық тұтқырлығының шамасы 200С кезінде орташа алғанда 400,3 мм²/с және 500С кезінде – 58,4 мм²/с тең. Күкірттің құрамы 0,46-тен 0,67 пайыз - ға дейін ауытқиды, орташа есеппен 0,57 пайыз құрайды. Шайырлар мен асфальтендердің құрамы орташа алғанда тиісінше 28,1 және 3,08 пайыз - ға тең. 3000С қайнаған ашық фракциялардың құрамы орташа есеппен 22 пайыз - ға жетеді.

III-неокомдық өнімді горизонты

III-неокомдық өнімді горизонттың мұнайы ауыр, парафинді және аз күкіртті болып табылады. Жер үсті жағдайларында мұнай тығыздығы 0,9001-ден 0,9004 г/см³-ге дейін, орташа 0,9003 г/см³ құрайды. Мұнайдың кинематикалық тұтқырлығының шамасы 200С кезінде орташа 193,5 мм²/с тең және 500С кезінде орташа 38,3 мм²/с тең. Күкірт мөлшері 0,47 пайыз - дан 0,54 пайыз - ға дейін ауытқиды, орташа есеппен 0,51 пайыз құрайды. Мұнайдың қату температурасы орта есеппен - 130С тең. 3000С дейін қайнайтын ашық фракциялардың құрамы 25 пайыз құрайды.

I-жоғарғы юра өнімді горизонты

I-жоғарғы юра қабаттағы мұнай 1(II блок) және 106 (III блок) ұңғымадан алынған екі сынамамен ұсынылған. Жер үсті жағдайларында мұнай тығыздығы 0,8959 г/см³ (II блок) 0,9155 г/см³ (III блок) шектерінде өзгереді, орташа горизонт бойынша 0,9057 г/см³ құрайды. Мұнайдың кинематикалық тұтқырлығының шамасы 200С кезінде орташа есеппен 267 мм²/с шамасында

ауытқиды және 500С кезінде – 49,0 мм²/с., мұнайдағы парафиннің мөлшері 2,2 пайыз құрайды. Күкірттің құрамы 0,51 пайыз - дан (II блок) 0,69 пайыз - ға (III блок) дейін, орташа горизонт бойынша-0,6 пайыз шегінде өзгереді. Шайырлар мен асфальтендердің құрамы тиісінше 19,4 және 3,26 пайыз - ға жетеді. 3000С қайнаған ашық фракциялардың құрамы 28 пайыз - ға жетеді.

Пермотриас өнімді горизонты

Газдалған мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері мен фракциялық құрамы №1(II блок) және №104 (III блок) ұңғымаларынан алынған жаңа екі сынама бойынша келтірілген.

Пермотриасты өнімді горизонттың мұнайы орташа, шайырлы, аз парафинистік және аз күкіртті болып табылады. Жер үсті жағдайларында мұнай тығыздығы 0,8524 г/см³-тен 0,8538 г/см³-ге дейін өзгереді, орташа горизонт бойынша 0,8531 г/см³ құрайды. Мұнайдағы парафиннің құрамы орта есеппен 1,2 пайыз, шайыр – 13,6 пайыз, оның ішінде асфальтендер – 1,38 пайыз және күкірт – 0,55 пайыз құрайды. 3000С қайнаған ашық фракциялардың құрамы орташа алғанда 49 пайыз құрайды.

Қабаттық жағдайдағы мұнайдың қасиеттері

Жалпы кен орны бойынша қабаттық жағдайлардағы мұнайдың физикалық қасиеттері I-жоғарғы юра (II және III блоктар) және пермотриас (II және III блоктар) өнімді горизонттарды сипаттайтын 8 өкілді сынама бойынша зерттелген.

Неоком өнімді горизонты

Неоком өнімді горизонтында қабаттық жағдайлардағы мұнай қасиеттерін зерттеу жұмыстары жүргізілген жоқ. Неоком горизонтының флюидтік параметрлерінің шынайы мәндерін анықтау үшін мұнайдың тереңдік сынамаларын алу және оларға талдау жүргізу қажет. Қабаттық мұнай талдауларының болмауына байланысты есептеу параметрлері жоғарғы юра өнімді горизонтын зерттеу нәтижелері бойынша келтіріледі.

I-жоғарғы юра өнімді горизонты

I-жоғарғы юра өнімді горизонты төрт сынама бойынша зерттелген, оның ішінде II блокта №1 ұңғымадан 1153-1160 м перфорация аралығынан алынған бір сынама өкілдік деп танылды. III блоктағы қабаттық мұнайдың қасиеттерін зерттеу №106 ұңғымадан алынған екі параллель сынама бойынша жүргізілді. Талдау нәтижелері бойынша қабаттық мұнайдың тығыздығы 0,8652 г/см³ (II блок), 0,9001 г/см³ (III-блок) шегінде, орташа горизонт бойынша 0,8770 г/см³ құрайды. Мұнайдың газбен қанығу қысымының шамасы орташа есеппен 12,34 МПа болған кезінде қабаттық қысым 0,90 (II блок) бастап 1,78 МПа (III-блок) дейін өзгереді. Қабаттық мұнайдың газ құрамы-4,52 м³/т (II-блок) және 9,66 м³/т (III - блок), орташа горизонт бойынша 7,7 м³/т құрайды. Мұнай тұтқырлығының динамикалық шамасы 39,0 мПа*с (II блок) және 15,9 мПа*с (III-блок) құрайды.

Пермотриас өнімді горизонты

Қабаттық жағдайларда мұнайдың физикалық-химиялық сипаттамасы №1(II-блок) және №104 (III-блок) ұңғымаларынан 5 тереңдік сынама бойынша зерттелген.

Зерттеу нәтижелері бойынша қабаттық мұнайдың тығыздығы 0,8025-0,8438 г/см³ шегінде, орта қабаттық температура 56,30С кезінде орта есеппен 0,8279 г/см³ құрайды. Мұнайдың газбен қанығу қысымы 1,26-дан 2,40 МПа-ға дейін өзгереді, орта есеппен 1,74 МПа құрайды. II блоктағы мұнайдың динамикалық тұтқырлығы 1,35 - тен 3,49 мПа*с дейінгі шектерде, III блокта-4,21 мПа*с, орташа горизонт бойынша 2,48 мПа*с құрайды. Көлемдік коэффициенттің шамасы 1,037-ден 1,100-ге дейін, орта есеппен 1,066 құрайды. Тиісінше, қайта есептеу коэффициенті-0,938 тең [8].

Еріген газдың құрамы

Қабаттық газдың құрамы мен қасиеттері номер 1(II-блок) және номер 104 (III-блок) ұңғымаларынан I-пермотриасты өнімді горизонттан алынған жаңа екі сынама бойынша талданды.

Бөлінетін газдың компоненттік құрамының мәліметтері 4.3.1-кестеде келтірілген.

Номер 1 ұңғыманың қабаттық газының қасиеттері майлы, төмен көмірқышқыл және азот болып табылады. Газдың негізгі компоненті құрамында 30,97 пайыз моль құрайтын метан болып табылады. Газдағы Этан-5,47 пайыз моль, пропан-24,02 пайыз моль. Азот пен көмірқышқыл газының құрамы тиісінше 6,80 және 0,46 пайыз моль құрайды. Газда күкіртті сутегі жоқ. Ауа бойынша газдың салыстырмалы тығыздығы 1,433 құрайды.

Номер 104 ұңғыманың бөлінген газының компоненттік құрамы жартылай құрғақ және жоғары азотты болып табылады. Газдағы азот құрамы 55,22 пайыз мольге жететін басқа компоненттерден көп. Газ өте төмен метан – 2,10 пайыз моль, Этан – 1,87 пайыз моль және пропан – 12,97 пайыз моль құрамымен сипатталады. Газда күкіртті сутегі жоқ. Көмірқышқыл газының құрамы 0,32 пайыз моль құрайды. Ауа бойынша газдың салыстырмалы тығыздығы 1,436 тең.

Номер 1 және номер 104 ұңғымалардан газ құрамы сәйкес орналаспағандықтан, одан әрі жұмыс істеу кезінде осы ұңғымалардан газ сынамаларын алуды қайта жасау және қабаттық және стандартты жағдайларда мұнайдың физикалық-химиялық сипаттамасын қоса алғанда, оларды толық зерттеу жұмыстарын жүргізу қажет.

Қабаттық флюидті бағалау және негіздеу үшін одан әрі барлық жұмыс істеп тұрған объектілерде мұнай мен газ сынамаларын талдаудың толық кешенін жүргізу ұсынылады, өйткені кен орнында мұнайдың жекелеген тереңдік сынамалары және газдың компоненттік құрамы зерттелді [7].

1.6 Гидрогеологиялық жағдайы

Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігі шегінде гидрогеологиялық жағдайлар құрамында негізгі өңірлік су тасымалдаушы кешендер: альб, неоком, юра және триас бөлінетін Оңтүстік-Эмба тұз үсті мезозой артезиан бассейнімен анықталады.

Юра және триас су тасымалдаушы кешендердің нақты шекарасы жоқ. Барлық кешендер үшін терригендік құрамның қуатты коллекторларының болуы, құмды қабаттардың қалыңдығы 20-30 метрге дейін және одан да көп метрге дейін тән. Жалпы көзі солтүстік-шығыста, Мұғаджар тауында орналасқан. Қабаттар оңтүстік-батысқа қарай, Каспий теңізіне қарай батырылады, тереңдіктің ұлғаюымен гидродинамикалық арын және қабаттық сулардың минералдануы ұлғаяды.

Жоғарғы су палеоген-төрттік кешенінің төмен минералданған, арынсыз (30-50-дан 80-100 г/л-ге дейін) суымен ұсынылған. Құдықтар мен ұсақ ұңғымалардан алынған су мал суару және техникалық мақсаттар үшін шағын көлемде пайдаланылады.

Альб кешені, сеноман су тұтқыш қабаттарын қамтиды және судың қысымы жоғары және су мол болып табылады. Хлоркальцийлі түрдегі су, жоғары метаморфизденген (0,88), минералдану мәні 130-150 г/л жетеді, сульфаттардың шамалы мөлшері тән. Қабаттық судың қысымы артық болып табылады, ұңғымалар тәулігіне 200-250 м³ дебитпен атқылайды. Су тұтқыш қабаттардың жату тереңдігі 600-1000 м.

Неоком кешенінің суы минералдандырылған (140-175 г/л) және де сульфаттары аз (0,24) бар хлоркальцийлі типке жатады. Судың метаморфизм дәрежесі $Na/Cl=0,89$. Кешеннің орналасу тереңдігі 1150-1700 м шегінде, дебит аз (6,5 м³/тәул) [9].

Юра су тұтқыш кешеніне жалпы қалыңдығы 700 м-ге жуық төменгі келловей, бат, байос және төменгі юра су тұтқыш горизонттары кіреді. Горизонттар арасындағы сазды қабаттар өте төзімді және жергілікті су тіректерінің рөлін атқарады. Хлоркальцийлі сулар жоғары минералданумен (200-240 г/л) және метаморфизммен (1,19), сульфаттар мен карбонаттардың шамалы болуымен сипатталады. Коллекторлық қасиеттеріне байланысты ұңғымалардың дебиті тәулігіне 10-нан 70 м³-ке дейін өзгереді. Бромның жоғары мөлшері байқалады. Кешен тереңдігі 1700-2550 м. Триасты шөгінділердің суы да жоғары минералданумен және метаморфизммен ерекшеленеді, сульфаттардың құрамы елеусіз, 230-260 г/л мәндер диапазонында ауытқитын бромның жоғары мөлшері бар хлоркальцийлі түрдегі су.

2 Жобалық (әдістемелік) бөлім

2.1 Жобалық жұмыстарды жүргізу әдістемесі, көлемі және жағдайы

Барлау жұмыстарының басты міндеті - шоғырлардың мөлшері мен көлемін белгілеу, C_2+C_1 санаттары бойынша қорларды есептеу және жоғары санатқа өту, кен орнын игеруге дайындау.

Барлау жұмыстары сатыға бөлінеді:

- алдын ала барлау;
- егжей-тегжейлі (өнеркәсіптік) барлау.

Алдын ала барлау мынадай міндеттерді қамтиды:

- әрбір өнімді қабат бойынша Су мұнай жапсары, Газ мұнай жапсары, Газ су жапсары орнату (нақтылау) ;
- шоғырлардың шекарасын белгілеу (нақтылау) ;
- әрбір ұңғыма бойынша мұнайдың, газдың, судың жұмыс дебитін анықтау;
- қабаттық температуралар мен қысымдарды өлшеу;
- зертханалық зерттеулер үшін керн, су, мұнай және газды іріктеу;
- коллекторлардың сыйымды-сүзгіш қасиеттерін орнату, әр қабат бойынша кеуектілік карталарын құру;
- әрбір қабат бойынша тиімді мұнай қаныққан және газға қаныққан қалыңдықтардың карталарын анықтау және құру;
- әрбір шоғырлар мен жалпы кен орындары үшін C_1 санаты бойынша шоғырлардың көлемін анықтау және қорларды есептеу (қайта есептеу).

Алдын ала барлау сатысында терең ұңғымалардың (ізвестіруді қоса алғанда) жалпы саны 4 - 5-ке дейін жеткізіледі. Егжей-тегжейлі (өнеркәсіптік) барлау, ең алдымен, таяу жылдары пайдалануға беру жоспарланған ірі кен орындарында орындалады.

Ол бұрғылау жұмыстарының едәуір көлемін орындауды талап етеді. Сондықтан алдын ала егжей-тегжейлі барлау қоюдың экономикалық орындылығына баға беріледі.

Егжей-тегжейлі барлау басталар алдында іздестіру және алдын ала барлау бұрғылау материалдары негізінде барлау жүйесі анықталады. Барлау жүйесі деп ұңғымаларды бұрғылаудың тереңдігі, кезектілігі, олардың ауданы бойынша орналасу схемасы, олардың арасындағы қашықтық және сынама лау жүйесі түсініледі.

Өнеркәсіптік игерілмеген кен орнын жете барлау нәтижелері бойынша есеп жасалады, ал қажет болған жағдайларда белгіленген тәртіппен бекітілген қорларды қайта есептеу орындалады [10].

2.2 Мұнай қорын есептеу

Мұнайдың геологиялық және алынатын қорын төмендегідей көлемдік әдіспен есептелінеді [11]:

$$Q_{\text{геол.}} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot P_n \cdot \eta, \quad (1)$$

$$Q_{\text{алын}} = Q_{\text{б}} \cdot \theta \quad (2)$$

Мұндағы, $Q_{\text{геол.}}$ / $Q_{\text{алын}}$ - мұнайдың геологиялық / алынатын қоры, т

F – мұнайлылық ауданы, м²

h – тиімді мұнай қаныққан қалыңдық, м

m – ашық кеуектіліктің коэффициенті

β_n – мұнай қанығу коэффициенті

P_n – мұнайдың тығыздығы, кг/м³

θ - түзету коэффициенті,

η - мұнай бергіштік коэффициенті.

1) Жоғарғы юра горизонты:

$$Q_{\text{геол.}} = 1545000 \cdot 4,7 \cdot 0,25 \cdot 0,54 \cdot 0,964 \cdot 0,9057 = 855897,2 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 855897,2 \cdot 0,35 = 299\,563 \text{ т.}$$

2) Пермотриас горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 193000 \cdot 6 \cdot 0,14 \cdot 0,49 \cdot 0,938 \cdot 0,8531 = 63567,6 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 63567,6 \cdot 0,35 = 22249 \text{ т.}$$

3) I' неоком горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 159000 \cdot 1,4 \cdot 0,29 \cdot 0,59 \cdot 0,964 \cdot 0,9158 = 33624,3 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 33624,3 \cdot 0,35 = 11768,5 \text{ т}$$

4) I неоком горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 69000 \cdot 3,9 \cdot 0,24 \cdot 0,53 \cdot 0,964 \cdot 0,9158 = 30218,9 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 30218,9 \cdot 0,35 = 10576,7 \text{ т.}$$

5) II неоком горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 1197000 \cdot 6,8 \cdot 0,27 \cdot 0,57 \cdot 0,964 \cdot 0,9086 = 1097214,3$$

$$Q_{\text{алын}} = 1097214,3 \cdot 0,35 = 384025,1 \text{ т.}$$

6) III неоком горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 921000 \cdot 7,7 \cdot 0,27 \cdot 0,48 \cdot 0,964 \cdot 0,9003 = 797663,4 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 797663,4 \cdot 0,35 = 279182,2 \text{ т.}$$

7) IV альб горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 697000 \cdot 2,9 \cdot 0,26 \cdot 0,61 \cdot 0,964 \cdot 0,9158 = 283016,5 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 283016,5 \cdot 0,35 = 99055,8 \text{ т.}$$

8) V апт горизонты бойынша:

$$Q_{\text{геол.}} = 619000 \cdot 2,8 \cdot 0,25 \cdot 0,64 \cdot 0,964 \cdot 0,9158 = 244819,7 \text{ т}$$

$$Q_{\text{алын}} = 244819,7 \cdot 0,35 = 8568,9 \text{ т.}$$

Барлығы 8 горизонт бойынша мұнай қоры:

$$Q_{\text{геол}} = 3\,406\,022 \text{ т.}$$

$$Q_{\text{ал}} = 1\,192\,107,3 \text{ т.}$$

2.3 Ұңғымалардағы геологиялық, өндірістік-геофизикалық, геохимиялық зерттеу жұмыстары

Өнімді аралықтарда геофизикалық зерттеулер олар ашылғаннан кейін 5 тәуліктен кешіктірілмей жүргізіледі. Бүйір топырақтары нәтижелері бойынша өнімді аралықтарда іріктеледі. Болжанатын өнімді қабаттардан бір ұңғымаға 8-10 сынама көлемінде каротаж нәтижелері бойынша қабаттық флюидтердің сынамаларын алу жүргізіледі. 1 ұңғыма оқпанында немесе нақты жағдайларға байланысты басқа да терең ұңғыма бойынша жүргізіледі.

Нұсқаулықтарға, ережелерге және басқа да құжаттарға сәйкес барлық тау-кен қазбаларында жоғары радиоактивті аномалияларды іздестіру бойынша міндетті кешенді жұмыстар жүргізіледі.

Жоғарыда көрсетілген құжаттарға сәйкес барлық іздестіру және барлау ұңғымаларында барлық оқпан бойынша міндетті геофизикалық зерттеулер кешенінің құрамына радиоактивті әдістерін енгізу қажет. Бұрғыланатын жыныстардың табиғи гамма-белсенділігінің мәндерін анықтаудың негізгі әдісі

ашық оқпанда, сондай-ақ отырғызылған ұңғымада міндетті түрде барлық қима бойынша жүргізілетін гамма-каротаждық зерттеулер болып табылады. ГК өлшеу процесінде табиғи фоннан 1,5 - 2 есе асатын жоғары радиоактивтілік аномалиясының барлық учаскелері осы учаскеден жоғары және төмен 25 м қиманы қамти отырып, қайта нақтыланады [12].

Әр түрлі талдауларға іріктелетін керн материалы міндетті түрде дала радиометрімен тыңдалады, оның нәтижелері дала журналына жазылады. Керн үлгілері жоғары радиоактивтілігі бар интервалдардан тиісті далалық тыңдаудан кейін зертханалық ұнтақты талдауға жіберіледі. Егер жоғары гамма-белсенділік учаскелері сулы қабаттардың аралықтарына сәйкес келсе, онда олардан судағы радиоактивті элементтердің сандық құрамын анықтау үшін талдауға су сынамасы алынады.

Бірқатар скважиналарда гамма-каротаж бойынша әртүрлі шөгінділерде жүргізілген Радиометрлік жұмыстармен радиоактивтіліктің аномалды аймақтары анықталды. Сазға арналған триас шөгінділері, интенсивті байытылған құмды материалмен байытылған. Триас шөгінділеріндегі жоғары белсенділік қабаттық сулармен байланысты.

Литологиясын, стратиграфиясын және тау жыныстарының коллекторлық қасиеттерін зерттеу үшін іздеу және барлау ұңғымаларындағы керн қиманың перспективалы бөлігінде алынады.

Бор горизонтында керн 104 ұңғымадан алынады. Кернді іріктеумен жалпы алу 32,7 м, шығару – 25,05 м немесе 76,6 пайыз құрайды. Өнімді бөлікке 27 үлгі келеді. Кондициялық үлгілер саны-16.

Кернді іріктеу "Недра" снарядымен, ал "КазКорРесерч" компаниясымен фибергласты құбырларда керн тасымалдау жүзеге асырылады. Әрбір ұңғыма бойынша колоннада күтілетін өнімді горизонттарды сынау көзделді..

2.4 Керн мен шламды алу, өнімді қабаттарды сынамалау және лабораториялық зерттеулер

Тәуелсіз барлау ұңғымаларында кернді іріктеу ұңғыманың жалпы тереңдігінен 6,8 пайыз - ға дейін көзделеді. Кернді іріктеу аралықтары өнімді горизонттарға, әртүрлі жастағы шөгінділердің шекараларына және оларды стратификациялау үшін негізгі сейсмикалық шағылыстырғыш горизонттарға қарсы көзделеді. Қандай да бір интервалдан керн шығарылмаған немесе зертханалық зерттеулер жүргізу үшін жеткіліксіз мөлшерде шығарылған жағдайда керн іріктеу арқылы үңгілеу жалғастырылатын болады. Керн іріктелген рейстің ұзындығы 20 м белгіленеді.

Ұңғымаларды бұрғылау процесінде әрбір 500 м сайын кернді ұңғыманың қимасына дәл байлау мақсатында бұрғылау құралын бақылау өлшеуі жүргізіледі. Өлшеу болжамды өнімді горизонттарды ашар алдында жүргізілуі тиіс.

Кернмен жарықтандырылмаған аралықтарда әрбір 5 м сайын шламды іріктеу көзделеді. Керннің сызықтық шығысы кемінде 6 пайыз болуы тиіс. Бұрғылау кезінде көтерілген жыныстардың үлгілері ұңғымалардың қималарын сипаттайтын бастапқы материал болып табылады. Кернді уақытша сақтау, жәшіктерге салу, кернді литологиялық сипаттау, талдауларға үлгілерді іріктеу және оны тіркеу "мұнай мен газға геологиялық-барлау жұмыстарын жүргізудің бірыңғай ережелеріне" сәйкес жүзеге асырылады. Керн көтерулері арасындағы интервалда зертханашы-коллектор шығарылатын жыныстың литологиялық құрамы анықталатын шламға бақылау жүргізуі тиіс.

Ұңғымаларды өткізу химиялық реагенттермен өңделген үлес салмағы 1,11-1,13 г / см³ болатын сапалы сазды ерітіндісінде жүзеге асырылады. Кондуктордың түсу тереңдігі 40-57 метр, пайдалану колонналарының түсу тереңдігі 1101,5-2001 м шегінде өзгереді.

Литологиясын, стратиграфиясын және тау жыныстарының коллекторлық қасиеттерін зерттеу үшін іздеу және барлау ұңғымаларындағы керн қиманың перспективалы бөлігінде алынады [12].

3 Экономикалық бөлім

Циклдің ұзақтығы дегеніміз - бірінші операцияның басынан бастап соңына дейінгі күнтізбелік уақыт кезеңі.

Ұңғыма құрылысы циклінің жобалық ұзақтығы құрылыс-монтаж жұмыстарының ұзақтығын, бұрғылау және бекіту, бұрғылау процесінде және пайдалану колоннасында бекітілгеннен кейін сынау, дайындық жұмыстарын қамтиды.

Ұңғымалар құрылысындағы өндірістік циклдің ұзақтығы станок айларда өлшенеді. Жоба бойынша барлығы ұңғыма құрастыруға 120 күн кетті.

Негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерді есептеу

1) Алдымен ұңғымалар бойынша орташа тереңдікті есептейміз [10]:

$$H = \frac{(H_1 + H_2)}{(n)} \quad (1)$$

бұл жердегі, Норт – ұңғыма бойынша орташа тереңдік, м;
пжалпв - ұңғымалардың жалпы саны.

$$\text{Норт} = \frac{1800}{1} = 1800$$

2) Бұрғылау жұмыстарының циклдік жылдамдығы-бұл көрсеткіш ұңғыма құрастыруға кеткен жалпы жұмыс шапшаңдығын сипаттайды:

$$V_{\text{ц}} = \frac{(\text{Норт} \cdot 30)}{T_{\text{ц}}} \quad (2)$$

бұл жердегі, Норт – ұңғыма бойынша орташа тереңдік, м;
 $T_{\text{ц}}$ - ұңғыманы құрастырудың ұзақтығы, күн

$$V_{\text{ц}} = \frac{1800 \cdot 30}{120} = 450 \frac{\text{п.м.}}{\text{ст-ай}}$$

3) Бұрғылаудың коммерциялық нормативтік жылдамдығы - тек бұрғылау мен отырғызуға кететін уақыт шығынын ескере отырып, 1 станок – айға бұрғылау метрінің саны. Бұл көрсеткіш бұрғылау жұмыстары объектілерін жоспарлау, қаржыландыру, нормалау кезінде пайдаланылады және (3) есептелінеді:

$$V_{\text{к}} = \frac{(\text{Норт} \cdot 720)}{T_{\text{н}}} \quad (3)$$

бұл жердегі, T_n - ұңғыманы бұрғылауға және шегендеуге кететін нормативтік ұзақтығы, сағат;
720 – айдағы сағаттың саны.

$$T_n = 55 \text{ күн} = 1500 \text{ сағат}$$

$$V_k = \frac{1800 \cdot 720}{1500} = 864 \frac{\text{п.м}}{\text{ст-ай}}$$

Коммерциялық жылдамдыққа техникалық–технологиялық және ұйымдастырушылық сипаттағы көрсеткіштер әсер етеді. V_k арттыру өндірістік емес уақытты қысқартуды және жоюды, операцияларды жүргізуді жеделдету арқылы өндірістік уақыттың абсолютті шығындарын азайтуды талап етеді. Бұған бұрғылау техникасы мен технологиясын жетілдіру, өндірісті ұйымдастыруды жақсарту негізінде қол жеткізуге болады.

4) Бұрғылаудың техникалық жылдамдығы – бұрғылау жөніндегі технологиялық қажетті жұмыстардың қарқынын сипаттайтын және бұрғылау жабдығы мен құралдарының техникалық мүмкіндіктерін көрсететін өндірістік уақыт бірлігіндегі ұңғыманы ұңғылау шамасы:

$$V_T = \frac{N_{\text{орт}} \cdot 720}{T_{\text{өнд}}} \quad (4)$$

бұл жердегі, $T_{\text{өнд}}$ - техника бойынша ұңғыманы бұрғылау мен шегендеуге қажетті уақыт мөлшері, сағат.

$$T_{\text{өнд}} = T_n - T_{\text{жөндеу}} \quad (5)$$

бұл жердегі, $T_{\text{жөндеу}}$ - ұңғымадағы жөндеу жұмыстарына қажетті нормативті уақыт мөлшері, ол бұрғылауға қажетті барлық уақыттың 7 % құрайды, сағат.

$$T_{\text{жөндеу}} = 55 \cdot 0,07 = 3,85 \text{ күн} = 92 \text{ сағат}$$

Бұдан:

$$T_{\text{өнд}} = 1500 - 92 = 1408$$

$$V_T = \frac{1800 \cdot 720}{1408} = 1279,5$$

5) Бұрғылаудың рейстік жылдамдығы - бұрғылау техникасы мен жұмысшылардың еңбек өнімділігін сипаттайды, мына формула бойынша анықталады:

$$V_p = \frac{N_{\text{ср}}}{(T_1 + T_2 + T_3 + T_4)} \quad (6)$$

мұндағы T_1 – таужыныстарды механикалық бұзу үшін қажетті уақыт, сағат,
 $T_1 = 180$ сағат;

$T_2 = 25$ сағат (жабдықты жинақтау уақыты, сағат);
 $T_3 = 24$ сағат (жабдықты көтеруге және түсіруге керекті уақыт, сағат);
 $T_4 = 35$ сағат (қашауды ауыстыруға керекті уақыт, сағат)
 $T_{\text{жалпы}} = 250$ сағат

$$V_p = \frac{H_{\text{орт}}}{T_{\text{жалпы}}} = \frac{1800}{250} = 7,2 \text{ п.м/сағат}$$

6) Бұрғылаудың механикалық жылдамдығы-ұңғыманың түбіндегі тау жыныстарының бұзылу қарқынын сипаттайтын көрсеткіш:

$$V_M = \frac{H_{\text{орт}}}{T_1}, \quad (7)$$

$$V_M = \frac{1800}{180} = \frac{10 \text{ п.м}}{\text{сағат}}$$

Бұрғылау мен шегендеуге кететін уақыт:
 мұндағы, T_6 – бұрғылауға кететін уақыт.

T_H – ұңғыманы бұрғылауға мен шегендеуге керекті нормативті уақыт мөлшері, сағат;

$$T_6 = P_6 \cdot 30$$

$$P_6 = \frac{T_H}{720}$$

$$P_6 = \frac{1500}{720} = 2,08 \text{ (ст-ай)}$$

$$T_6 = 2,5 \cdot 30 = 6,25 \text{ (күн)}$$

Еңбектің өнімділігі төмендегі формуламен анықталады:

$$P_T = \frac{H_{\text{ср}}}{Ч_6}, \quad (8)$$

мұндағы, $Ч_6 = 18$ адамдар (бұрғылау бригадасындағы адамдар саны)
 P_T – еңбектің өнімділігі;

$$P_T = \frac{1800}{18} = \frac{100 \text{ м}}{\text{адам}}$$

9) Жобаланып отырған жұмыстардың ұзақтығын төмендегі формуламен есептеуге болады:

$$T_{\text{күнт}} = \frac{(H_{\text{жалпы}} \cdot 720)}{V_k}, \quad (9)$$

мұндағы, $T_{\text{күнт}}$ – бұрғылау жұмыстарының күнтізбелік уақыты, ол есептелмеген жағдай уақытын да қосады, сағат;

$H_{\text{жалпы}}$ – жобаланған ұңғымалардың жалпы мөлшері, м.

$H_{\text{жалпы}} = 1800$ м

V_k – бұрғылаудың коммерциялық жылдамдығы, $\frac{\text{м}}{\text{ст}}$ -ай.

$$T_{\text{күнт}} = \frac{(1800 \cdot 720)}{864} = 1500 \text{ сағат} = 60 \text{ күн.}$$

Сонымен, жобаланып отырған жұмыстың жалпы уақыты 150 күнді құрап отыр.

Бұрғылаудың 1 метріне есептелген қордың артуы [10]:

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{алынатын}}}{H_{\text{жалпы}}}, \quad (10)$$

мұндағы, $Q_{\text{алынатын}}$ – өндірілетін қорлар, тонна

$$\Delta Q = \frac{1192107,3}{1800} = \frac{662,2 \text{ т.}}{\text{пог,метр.}}$$

Бір ұңғымадағы қорлардың артуы:

$$\Delta Q = \frac{Q_{\text{алынатын}}}{n} \quad (11)$$

$$\Delta Q_M = \frac{1192107,3}{1} = \frac{1192107,3 \text{ т.}}{\text{ҰНҒ}}$$

4 Жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғауға арналған шаралар

Қоршаған ортаны ластаудың негізгі көздері болып тампонаждық және жуу сұйықтықтарының қасиеттерін реттеу үшін қолданылатын өрттер, бұрғылау сарқынды сулары және химиялық реагенттер табылады. Сондай-ақ, қоршаған ортаны ластау көзі шаю сұйықтығының ағынымен немесе ашық фонтандау жолымен шығарылатын бұрғыланған жыныстың бөлшектері болуы мүмкін. Қоршаған ортаның ластануын барынша азайтуға міндеттерді кешенді шешу жолымен болады. Ол үшін өрт қауіпсіздігі құралдары қажет. Бұрғы айналасы бұрғы сарқынды суларды жою үшін сарқынды жыралар болуы тиіс. Сондай-ақ, тазарту және орындау, газдинамикалық зерттеулер үшін ұңғыманы Үрлеу кезінде сынау кезінде флюидті жинауға арналған ұңғыма ыдыстары ластану көздері болып табылады, мұнай жиналады және шығарылады. Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау проблемасының мәні табиғи ресурстарды ұтымды пайдалануды және мұнай, газ және газ конденсатты кен орындарын пайдалану кезінде жұмыстарды қауіпсіз жүргізуді қамтамасыз етуден тұрады.

Өндіріс дамуының жоғары қарқыны жағдайында табиғи ресурстарды қорғау және ұтымды пайдалану маңызды әлеуметтік және экономикалық міндеттердің бірі болып табылады.

Мұнай өнеркәсібі ластаушы негізгі салалардың қатарына жатады. Гидрофераның, атмосфераның және жер қойнауының ластануы аса қауіпті. Химиялық құрамы бойынша әртүрлі қатты қалдықтар, сондай-ақ бұрғылау және мұнай өндіру процесінде пайда болатын сарқынды сулар топырақ грунттарын, жер беті және жер асты суларын ластай отырып, олардың санитарлық-гигиеналық жай-күйін нашарлатады және биологиялық өнімділігін төмендетеді. Осыған байланысты жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау жөнінде ерекше шаралар қажет. Қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шараларды (ҚОҚ) жоспарлауды шаруашылық қызметтің бастамашысы жүзеге асырады, ал оларды іске асырудың экологиялық – экономикалық салдарын бағалау кен орнын игерудің қоршаған ортаға және оның құрамдас бөлігі-жер қойнауына әсер ету сипаты мен дәрежесін ескере отырып орындалады [13].

Жер қойнауын және қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар Табынай кен орнын пайдаланудың әсерін бағалаумен бірге кен орны ауданындағы қоршаған ортаға техногендік араласудың барлық салдарының жиынтығын объективті және барабар көрсетуге мүмкіндік беретін экологиялық көрсеткіштер жүйесін қалыптастыруды қамтамасыз етеді. Іс-шараларды жоспарлау және кейіннен іске асыру табиғи объектілер компоненттерінің өзара байланысын ескере отырып орындалады.

Қорытынды

Бұл дипломдық жобаның негізгі мақсаты Қараған кенорынында қайта барлау жұмыстарын жүргізу болып табылады. Жобаны құрастыру барысында осыған дейінгі кенорын бойынша белгілі мәліметтер мен алынған зерттеулер нәтижелерін қолданылды. Сондай-ақ Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығысы ауданының тектоникасы, мұнай-газ жинақталу ерекшеліктері мен орналасуы, көмірсутегінің физикалық қасиеттері мен игеру жағдайлары сияқты мәліметтерді әдебиеттер мен мақалалардан алып толықтырылды. Осының нәтижесінде зерттелініп отырған ауданның геологиялық құрылысының ерекшеліктері, кенорынның өнімді қабатының құрамы мен коллекторының литологиясы сияқты маңызды мәліметтер қарастырылды. Жобаның арнай бөлімінде қарастырылып отырған аудандағы қайта барлау жұмыстарының зор тиімділігіне ғылыми деректер келтірілген. Сондай-ақ жобалық ұңғыма орналастырылып, ауданның геологиялық құрылымына зерттеулер жүргізілді. Сонымен қатар Каспий маңы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінің тектоникасы мен ондағы мұнай-газ жинақталу ерекшеліктері мен заңдылықтарына негіздемелер келтірілген. Яғни, оңтүстік-шығыс Каспий маңы ойпатының тұз үсті кешенінің мұнай-газ жинақталу ерекшелігі мен литологиялық қимасы, шоғырдың орналасу типтері туралы деректер келтірілген. Өнімді қабат коллекторы бойынша шоғырдың орналасуы, типі сонымен қатар қабат жағдайындағы мұнайдың физика-химиялық қасиеттеріне түсіндірулер келтірілген.

Аталған мәліметтерді қолдана отырып, С2 санаты бойынша қор есептеу жұмыстарын жүргізілді. Жобаның негізгі тірегі ретінде - зерттелініп отырған қабаттағы мұнайдың геологиялық және алынатын қорлары есептелінді.

Пайдаланған әдебиеттер тізімі

- 1 К.Исказиев, У.Карабалин, Д.Ажгалиев. «Комплексное изучение осадочных бассейнов – основа эффективного прогноза нефтегазоносности новых территорий».
- 2 «Проект разведочного бурения площади Караган», 1986г, Айдаров.
- 3 Оперативный подсчет запасов нефти по меловой залежи М-I южного и юрской залежи Ю-III северного участков месторождения Караган Мангистауской области Республики Казахстан (Договор №03/07) ТОО НЭКФ «ОРТИМУМ». Актау, 2007г.
- 4 С.С.Максимов. «Глубинное строение юго-восточной части Прикаспийской впадины по результатам изучения дистанционных и геолого-геофизических материалов в связи с перспективами нефтегазоносности».
- 5 «Проект опытно-промышленной эксплуатации байосской газоконденсатной залежи месторождения Караган», г.Атырау, 2004г, АО НИПИ «Каспиймунайгаз», Шаховой А.И, Бабашева М.Н. и др.
- 6 С.Ж.Даукеев, Э.С.Воцалевский при участии Д.А.Шлыгина, В.М.Пилифосова. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Алматы, 2002.
- 7 Искужиев Б.А. «Перспективы надсолевого нефтеносного комплекса юго-востока Прикаспийской бассейна. Геология нефти и газа». 1992.
- 8 Ш.Е. Есенов, Э.К. Азнабаев, М.М. Маташев. «Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской впадины». Наука Казах, 1971.
- 9 «Проект опытно-промышленной эксплуатации байосской газоконденсатной залежи месторождения Караган», г.Атырау, 2004г, АО НИПИ «Каспиймунайгаз», Шаховой А.И, Бабашева М.Н. и др.
- 10 Г.Ж.Жолтаев, А.К.Халелов. Диплом жобасын құрастыру әдістемелік нұсқасы. – Алматы: 2002
- 11 Жданов М.А. «Методика и практика подсчета запасов нефти и газа». г.Москва. «Недра», 1978 г.
- 12 Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа. Алматы, 2005 г.
- 13 Дела скважин месторождения Караган.

ҚОСЫМША А

Қараған кенорны

Коллектор жабыны бойынша құрылымдық карта

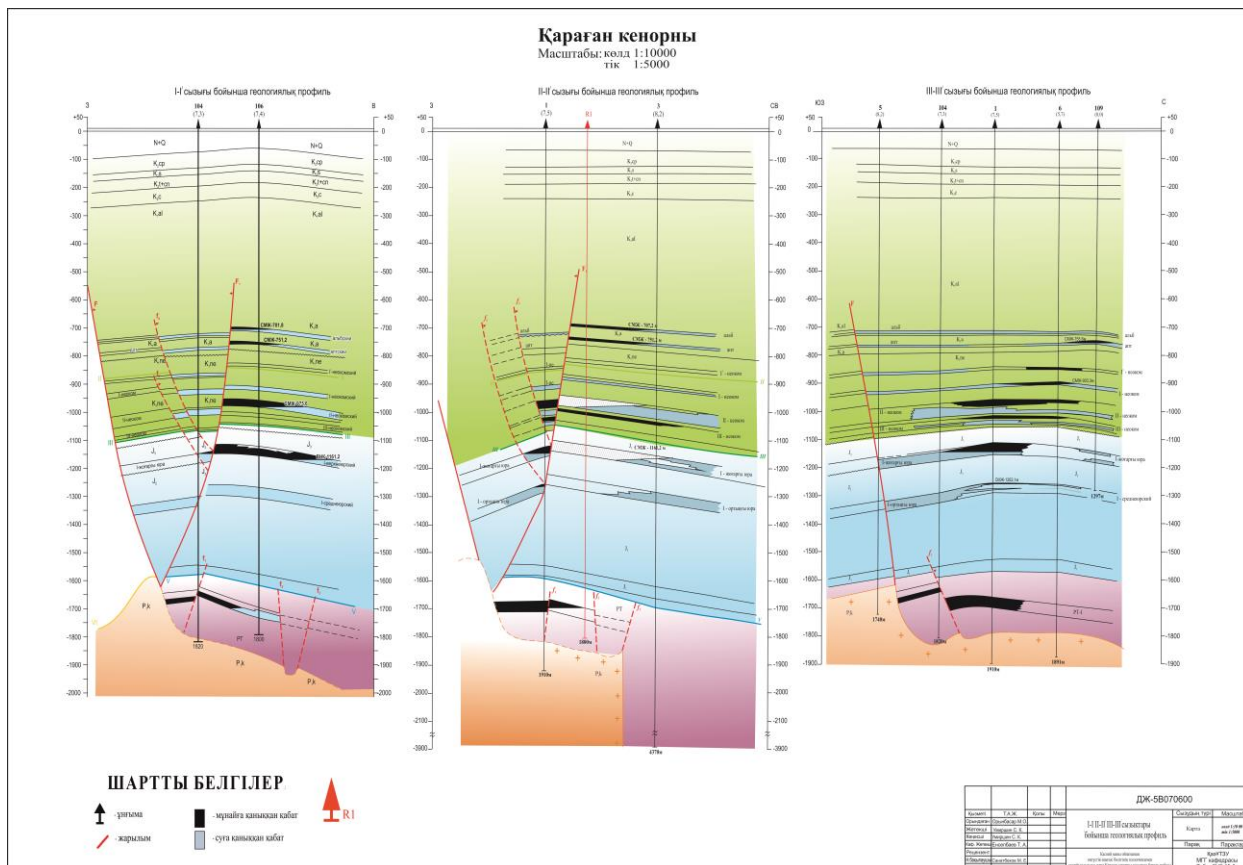


Шартты белгілері

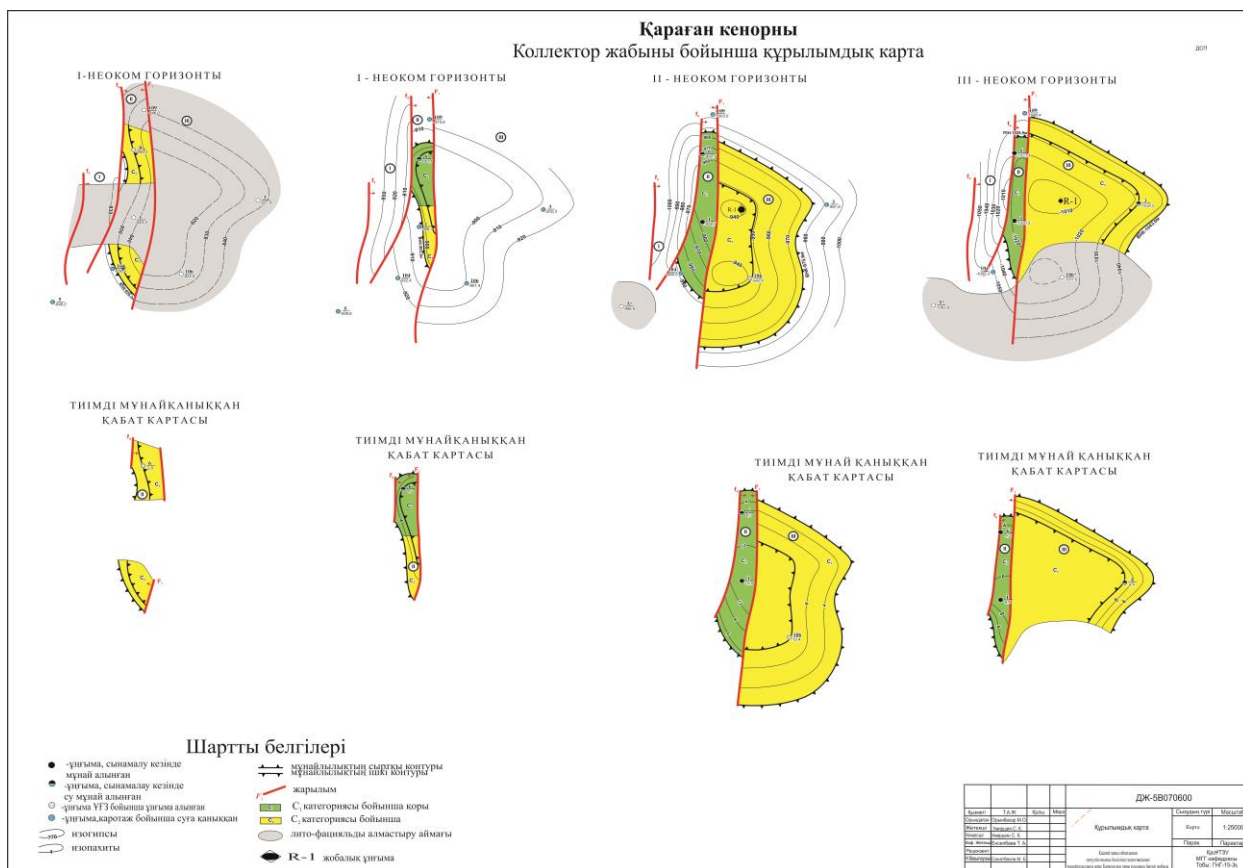
- ұңғыма, сынамалау кезінде мұнай алынған
- ұңғыма, сынамалау кезінде су алынған
- ұңғыма, ҰГЗ бойынша мұнайға қаныққан
- ұңғыма, қартаж бойынша суға қаныққан
- ~1250~ изогипстер
- ~1250~ изопакеттер
- мұнайлылықтың сыртқы контуры
- мұнайлылықтың ішкі контуры
- жарылым
- S категориясы бойынша қоры
- C категориясы бойынша қоры
- лито-фациальды алмастыру аймағы
- тұздың шекарасы
- R-1 жобалық ұңғыма

ДЖ-5В070600					
Қызылорда	Т.А.Ж.	Қызыл	Меркатор	Сызықтық түрі	Масштаб
Сызықтық	Орынбасар М.С.			Қарта	1:25000
Қызылорда	Умардан С. К.			Параллель	Параллель
Қызылорда	Умардан С. К.			Қызылорда	Қызылорда
Қызылорда	Умардан С. К.			Қызылорда	Қызылорда
Қызылорда	Умардан С. К.			Қызылорда	Қызылорда

Сурет 1 – Құрылымдық карта



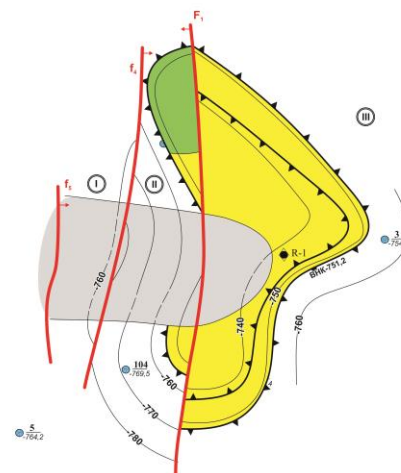
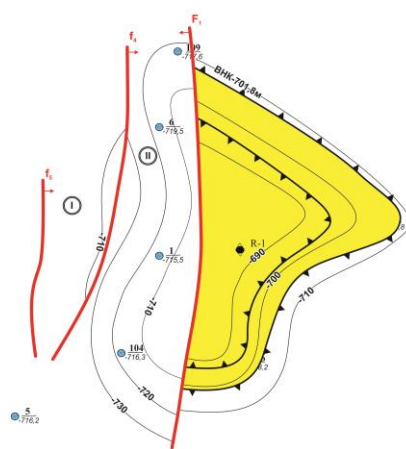
Сурет 2 – I-I,II-II,III-III сызықтары бойынша геологиялық қима



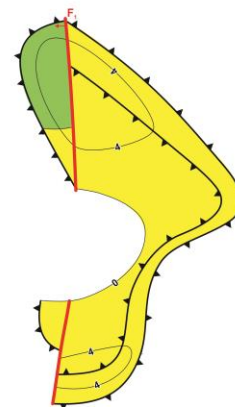
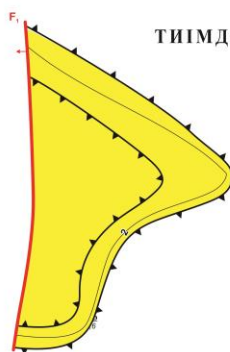
Сурет 3 – Құрылымдық карта

КОЛЛЕКТОР ЖАБЫНЫ БОЙЫНША КҮРЫЛЫМДЫҚ КАРТА

АПТ ГОРИЗОНТЫ



ТИІМДІ МҰНАЙ ҚАНЫҚҚАН ҚАБАТ КАРТАСЫ



- -ўғыма, сынама лау кезінде мұнай алынған
- -ўғыма, сынама лау кезінде су алынған
- -ўғыма, ҰГЗ бойынша мұнай алынған
- -ўғыма, каротаж бойынша суға каныққан

 изогипстер
 изопакиттер

 мұнайлылықтың сыртқы контуры
 мұнайлылықтың ішкі контуры

Е — жарылым

C₁ C₁ категориясы бойынша қоры

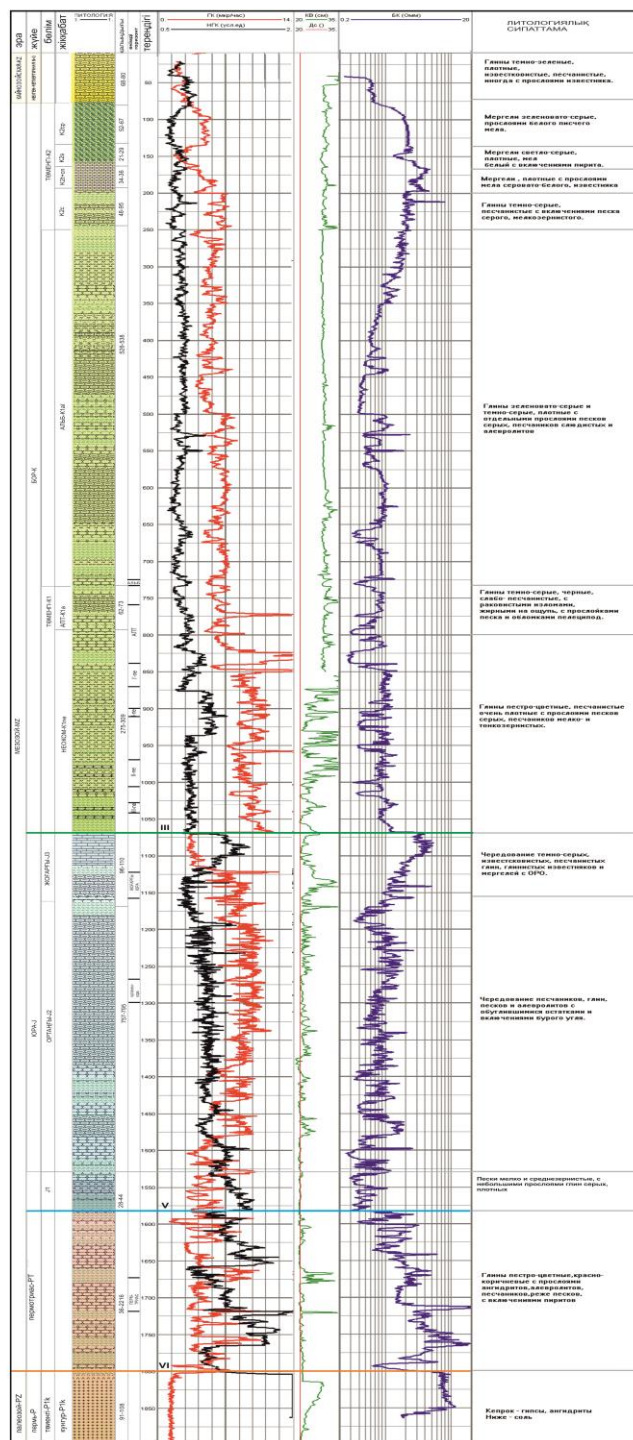
C₂ C₂ категориясы бойынша қоры
лито-фациальды алмастыру аймағы

 R-1 жобалық ұнғыма

						ДЖ-5В070600			
Күзет	ТА.Ж	Күзет	Меру	Құрылымдық карта		Сызуын түрі	Масштабы		
Оңалдыру	Оңалдыру М.О					Карта	1:25000		
Материал	Нарзан С. К.								
Қауысқа	Лырашев С. А.					Парақ	Парақтар		
Көп. Материал	Есенбаев Т. А.								
Ресурстар				Кіші картаның картасының белгіленуі мен маңызындағы белгілер мен белгілердің маңызы		Қағ/ТЗ/3/ МТ/Қағ/ТЗ/3/			
Қағ/ТЗ/3/	Санабаева М. Е								

Сурет 4 – Құрылымдық карта

Қараған кенорны



Шартты белгілер

	Кум		бор мергель
	Кумтас		глина
	алевролит		туз
	сазды кумтас		ангидрит
	әктас		

Сурет 5 – Литологиялық-стратиграфиялық бағана