

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика кафедрасы

Бекболатова Диляра Бауыржанқызы

Қаражанбас кенорны коллекторларының өнімділігін болжау және ҰГЗ
деректері бойынша есептеу параметрлерін анықтау

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5B070600 – «Геология және пайдалы қазба кенорындарын барлау» мамандығы

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

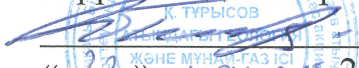
Қ.И. Сәтбаев атындағы қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА РҰҚСАТ

Геофизика кафедрасының
меңгерушісі, геология-минерология
ғылымдарының докторы, профессор,
ҚР Ғылым академиясының
корреспондент-мүшесі

 А.Е. Абетов
«22» мамыр 2019 ж.



ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Қаражанбас кенорны коллекторларының өнімділігін болжау және
ҰГЗ деректері бойынша есептеу параметрлерін анықтау»

5B070600 –«Геология және пайдалы қазбалар кенорындарын барлау»
мамандығы

Орындаған

Д.Б.Бекболатова

Ғылыми жетекші,
бас геофизик, геофизика
кафедрасының лекторы
М.И. Джукебаев
«22» мамыр 2019 ж.



Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

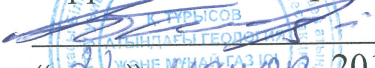
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика кафедрасы

БЕКІТЕМІН

Геофизика кафедрасының
меңгерушісі, геология-минерология
ғылымдарының докторы, профессор,
ҚР Ғылым академиясының
корреспондент-мүшесі

 А.Е. Абетов
«24» мамыр 2019 ж.



**Дипломдық жұмысты даярлауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы: Бекболатова Диляра Бауыржанқызы

Тақырыбы: «Қаражанбас кенорны коллекторларының өнімділігін болжау және
ҰГЗ деректері бойынша есептеу параметрлерін анықтау»

Университеттің № 1168-б «17» қазан 2018 ж. бұйрығымен бекітілген

Орындалған жұмысты өткізу мерзімі «23» мамыр 2019 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы мәліметтері: АҚ «ҚазМұнайгаз» ЖШС
«КазНИПИмұнайгаз»-да диплом алдындағы практикада жиналған сызба және
жазба материалдары

Дипломдық жұмыстың талқылауға берілген сұрақтарының тізімі:

- а) Қаражанбас кенорнында ҰГЗ әдістері көмегімен өнімі горизонттардың
коллекторлық қасиеттерін анықтау
- б) Ауданның геологиялық құрылымы
- в) Керн арқылы тау жыныстардың коллекторлық қасиетін анықтау
- г) Геофизикалық әдістердің ең тиімді кешенін негіздеу
- д) Қаражанбас кенорнында жүргізілген геофизикалық зерттеу
жұмыстарының нәтижелері

Графикалық материалдардың тізімі: презентация 20 слайд

Ұсынылған негізгі әдебиеттердің 10 атаулары бар.

Дипломдық жұмысты даярлау
ГРАФИГІ

Бөлім атаулары, дайындалатын сұрақтардың тізімі	Ғылыми жетекшіге, кеңесшілерге өткізу мерзімі	Ескерту
Жұмыс ауданы туралы жалпы мәліметтер	15.03.19 ж.	<i>ескерту</i>
Қаражанбас кен алаңының геологиялық сипаттамасы	13.04.19 ж.	
Керн бойынша таужыныстардың физикалық қасиеттерін анықтау	17.04.19 ж.	
Ұңғымаларды өнеркәсіптік– геофизикалық зерттеу кезіндегі интерпретация қорытындылары және зерттеу әдістері	20.04.19 ж.	

Аяқталған дипломдық жұмыстың және оларға қатысты диплом жұмысының
бөлімдерінің кеңесшілерінің және қалып бақылаушының
Қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер (аты-жөні, тегі, ғылыми дәрежесі, атағы)	Қолтаңба қойылған мерзімі	Қолы
Жұмыс ауданы туралы жалпы мәліметтер	М.И.Джукебаев бас геофизик, лектор	21.05. 2019ж	<i>[Signature]</i>
Қаражанбас кен алаңының геологиялық сипаттамасы	М.И.Джукебаев бас геофизик, лектор	21.05. 2019ж	<i>[Signature]</i>
Керн бойынша таужыныстардың физикалық қасиеттерін анықтау	Г.К. Умирова PhD докторы	21.05. 2019ж	<i>[Signature]</i>
Ұңғымаларды өнеркәсіптік– геофизикалық зерттеу кезіндегі интерпретация қорытындылары және зерттеу әдістері	Г.К. Умирова PhD докторы	21.05. 2019ж	<i>[Signature]</i>
Қалып бақылаушы	М.М.Әлиакбар Ассистент	21.05. 2019ж	<i>[Signature]</i>

Ғылыми жетекшісі бас геофизик, лектор *[Signature]* Джукебаев М.И.

Тапсырманы орындаған студент *[Signature]* Бекболатова Д.Б

Күні

«21» мамыр 2019ж.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыстың тақырыбы: "Қаражанбас кенорны коллекторларының өнімділігін болжау және ҰГЗ деректері бойынша есептеу параметрлерін анықтау". Жұмыста Қаражанбас кенорнының өнімді горизонттары анықталып, олардың коллекторлық қасиеттері зерттелді. Кен орынның коллекторларының есептеу параметрлері ҰГЗ деректері бойынша анықталды.

Қаражанбас кенорнында қолданылған әдістер кешені: стандартты каротаж, кавернометрия, инклинометрия, гамма-каротаж, нейтронды каротаж, индукциялық каротаж, электрокаротаж (ПС).

Жұмыста ұңғымалардың қималары зерттелді, мұнай және газ қоры анықталды.

АННОТАЦИЯ

Тема дипломной работы: "Определение подсчетных параметров по данным ГИС и прогнозирование продуктивности коллекторов месторождение Каражанбас". В работе были выявлены продуктивные горизонты месторождения Каражанбас, изучены их коллекторные свойства. Расчетные параметры коллекторов месторождения определены по данным ГИС.

Комплекс методов, примененных на месторождении Каражанбас: стандартный каротаж, кавернометрия, инклинометрия, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, индукционный каротаж, электрокаротаж (ПС).

В работе изучены разрезы скважин, определены запасы нефти и газа.

ANNOTATION

The theme of the thesis: "The definition of the estimation parameters from GIS data and forecasting the productivity of field collectors Karazhanbas". The productive horizons of the Karazhanbas Deposit were revealed in the work, their reservoir properties were studied. The design parameters of the field reservoirs are determined by GIS data.

The complex of methods applied in the Karazhanbas field: standard logging, caliper logging, directional survey, gamma logging, neutron logging, induction logging, electrocauter (PS).

The work studied the sections of wells, identified oil and gas reserves.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Қаражанбас кенорны туралы жалпы мәлімет	8
2	Ауданның бұрын жүргізілген геологиялық – геофизикалық жұмыстарына шолу	10
	2.1 Геологиялық-геофизикалық зерттеу	10
	2.2 Бұрғылау жұмыстары	13
	2.3 Ұңғымаларды сынамаалау	14
3	Ауданның геологиялық құрылысы туралы қысқаша мағлұмат	16
	3.1 Стратиграфия	16
	3.2 Тектоника	18
	3.3 Мұнай-газдылығы	23
4	Керн бойынша тау жыныстардың физикалық қасиеттерін анықтау	26
	4.1 Тау жыныс коллекторларының литологиялық-петрографиялық сипаттамасы	27
	4.2 Физикалық-литологиялық қасиеттері және петрофизикалық тәуелділігі	27
	4.3 Тау жыныстардың кеуектілігі-өткізгіштігі	28
	4.4 Тау жыныстардың тығыздығы	31
	4.5 Тау жыныстардың суға қанықтығы	33
	4.6 Тау жыныстардың электрлік сипаттамалары	35
5	Ұңғымаларды өнеркәсіптік-геофизикалық зерттеу кезіндегі интерпретация қорытындылары және зерттеу әдістері	37
	5.1 ҰГЗ жүргізудің геологиялық-техникалық шарттары	37
	5.2 ҰГЗ әдістерінің көлемі мен кешені, және олардың сапасы мен әсері	37
	5.2.1 ҰГЗ әдістері кешені, орындалған жұмыстардың көлемі	38
	5.2.2 ҰГЗ әдістерін жүргізудің техникасы және әдістері	39
	5.2.3 Жүргізілген жұмыстардың сапасы	40
	5.3 Коллекторларды және қасиеттерін бағалау әдісі	40
	5.3.1 Коллекторларды бөлу, эффективті қалыңдықты анықтау.	41
	5.3.2 Саздылықты анықтау	44
	5.3.3 Кеуектілікті анықтау	45
	5.3.4 Суқанықтылық коэффициентін анықтау	47
	Қорытынды	47
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	48

КІРІСПЕ

Қаражанбас кенорны 1974 жылы Г-12 құрылымдық-іздеу ұңғымасында төменгі бор шөгінділерден мұнайдың бұрғақты ағыны алынған кезде ашылды. Бозащы түбегінде және Қаражанбас құрылымы ауданында МОГТ модификациясындағы сейсмикалық барлау жұмыстарын алғаш рет 1973 жылы Тұрлан ГФЭ орындай бастады.

Бұрғылау және 26 құрылымдық-іздеу, 41 іздеу және 15 барлау ұңғымаларын сынамалау жұмыстарының нәтижелері бойынша орта юра және төменгі бор шөгінділерінде мұнай шоғырлары барланды.

2001 жылы осы ауданда "Азимут Энерджи Сервисез – АЭС" Қазақстандық геофизикалық компаниясы 3D сейсmobарлау жұмыстарын жасады. Осы жұмыстардың нәтижелеріне сәйкес ауданның геологиялық құрылысы нақтыланды. Егер, сейсмикалық барлау жұмыстары жаңа геологиялық нәтижелерді әкелсе, онда осы ауданда міндетті түрде ҰГЗ жұмыстарын жасау керек. Себебі, геологиялық құрылыс нақтыланғанда ВНК деңгейі өзгереді, шоғырлардың контурын нақтылау қажет болады.

Осы мақсатта ауданда ҰГЗ жұмыстары жүргізілді. Жаңа өнімді қабат горизонттары контурланып және сол горизонттардың коллекторлық қасиеттері анықталды.

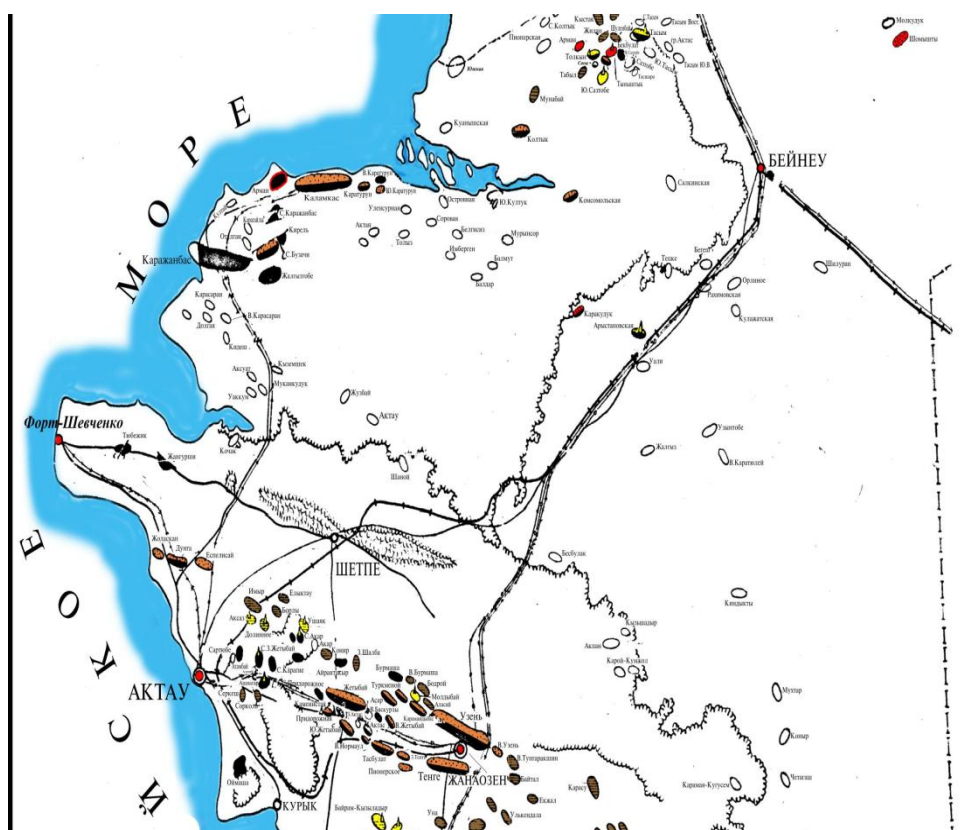
1 Кенорны туралы жалпы мәліметтер

Қаражанбас кенорны географиялық жағынан Бозашы түбегінің солтүстік-батысында Каспий теңізінің солтүстік-шығыс жағалау бөлігінің шегінде орналасқан.

Әкімшілік тұрғыдан кен орын Қазақстан Республикасы Маңғыстау облысы Түпқараған ауданының аумағында орналасқан.

Жақын елді мекен кен орыннан 120 км жерде орналасқан Шетпе кенті мен темір жол станциясы болып табылады. Ақтау қаласының облыстық орталығы кен орынның оңтүстігіне қарай 260 шақырым жерде орналасқан.

Кенорнына (20-30 км) жақын жерде игеріліп жатқан Солтүстік Бозашы, Қаламқас және Арман кен орындары орналасқан (сурет 1.1).



Сурет 1.1 – Ауданның шолу картасы

Кенорны арқылы электр энергиясымен қамтамасыз ететін ЭБЖ-110 жоғары вольтты электр беру желісі өтеді.

Ең жақын Ақтау-Қаламқас автожолы кенорнына жақын жерде өтеді. Автожолдың жанында Қаламқас-Қаражанбас-Атырау-Самара мұнай құбыры, Қаламқас-Қаражанбас газ құбыры, Қияқты-Қаражанбас-Қаламқас теңіз су құбыры, Волга-Қаламқас Еділ су құбыры және Қияқты-Қаражанбас-Қаламқас ауыз су құбыры салынды.

Ауданның климаты жаз мезгілінде +30 +45°-тан қыста -30°-қа дейін маусымдық температураның ауытқуымен күрт континентальды, ауаның орташа жылдық температурасы + 10,4°. Форт-Шевченко станциясының мәліметтері бойынша жауын-шашынның жылдық мөлшері 172 мм, Қызан станциясының мәліметтері бойынша 140 мм құрайды.

Бозащы түбегі тұрақсыз қар жамылғысы бар аймаққа жатады, топырақтың ең үлкен тереңдігі 0,5 м.

Аудан маусымдық ауысудың басым бағыттарының қатты желімен сипатталады:көктемде оңтүстік-шығыс, ал күзде және қыста солтүстік-шығыс, 30 м/с жылдамдықпен жетеді.

Ауданның рельефі теңіз деңгейінен 17м-ден 28 м-ге дейінгі белгілері бар жазықты білдіреді. Түбектің орталық бөлігінде көлемі 1000 км² асатын барханды құмдар, сондай-ақ кеңінен дамыған әр түрлі көлемдегі байырғы тау жыныстар бар. Құнарлы қабатынан айырылған топырақтар ауыл шаруашылығы үшін жарамсыз.

Гидрографиялық желі жоқ.Ауданда күзгі-қысқы кезеңде автокөлік үшін өтпейтін атмосфералық жауын-шашынмен толтырылатын ағынсыз ойпаттарды білдіретін көптеген сорлардың болуы тән.

Кенорны ауданында барлау жұмыстары кезінде пайдаланылған аз минералдандырылған,ішуге жарамды терең емес шағын дебитті құдықтар бар. Бұдан басқа, мұнай барлаушыларға арналған ауыз су 120 км жерде орналасқан Тұщықұдық ауылынан автоцистерналармен жеткізіледі, ал техникалық сумен жабдықтау үшін жоғарғы альб горизонттарының жер асты сулары, сондай-ақ теңіз суы пайдаланылды. Қазіргі уақытта су құбырлары пайдаланылады.

Кенорны аумағындағы өсімдіктер аз мөлшерде жартылай шөлейтке тән: жусан, кейде қамыс және жарты метр биіктікке дейінгі ұсақ бұта түрлері бар.

Жануарлар әлемі әртүрлі:аймақтың құлақты кірпі – эндемигі, ақбөкендер, түлкі, қасқыр, қояндар, бауырымен жорғалаушылар, сондай-ақ құстардың 40 түрі, олардың көп бөлігі ұшып келетіндер.

2 Геологиялық-геофизикалық зерттеуді шолу және қорыту

2.1 Геологиялық-геофизикалық зерттеу

Бозашы түбегінің геологиялық құрылымын зерттеу өткен ғасырдың 40-шы жылдарының ортасынан басталып, бүгінгі күнге дейін жалғасады. Шартты түрде зерттеудің бес кезеңін бөлуге болады:

Бірінші кезеңде, 1954 жылға дейін маршруттық орта және ұсақ масштабты геологиялық түсірулер және өңірлік геологиялық - геофизикалық зерттеулер орындалды.

Екінші кезең (1954-73 жылдар) ВНИГРИ, Вагт, "Спецгеофизика" тресінің, "Казнефтеофизика" тресінің және басқалардың күшімен алаңдық геофизикалық және геологиялық зерттеулердің басталуымен сипатталады. Осы кезеңде түбектің геологиялық құрылысының негізгі ерекшеліктері зерттелді, масштабы 1: 200 000 гравиметриялық және геологиялық карталар, III шағылыстырушы горизонттары бойынша бірінші құрылымдық карталар (МОВ деректері), ал картаның жекелеген учаскелеріне және V шағылысу горизонты бойынша (КМПВ деректері) жасалды. Осы материалдар негізінде іргетасты тектоникалық аудандастырудың алғашқы схемалары құрастырылып, Солтүстік Үстірт және Бозашы түбегінің юраға дейінгі кешеннің құрамымен және орналасу дәрежесімен ерекшеленетін құрылымдық-формациялық аймақтар белгіленді.

КМПВ аймақтық профильдік жұмыстары шөгінді қабаттың төменгі қабатының және іргетастың бетін зерттеу мақсатында Тұрлан геофизикалық экспедициясының күшімен орындалды. Бұл жұмыстар палеозой-триас шөгінділерінің аймақтық құрылымы мен қалыңдығының өзгеру сипатын анықтауға, іргетастың құрылысы туралы алғашқы нақты материалмен қорытынды жасауға мүмкіндік берді.

Бозашы түбегінде және Қаражанбас құрылымы ауданында МОГТ модификациясындағы сейсмикалық барлау жұмыстарын алғаш рет 1973 жылы Тұрлан ГФЭ орындай бастады.

1974 жылы осы құрылымдағы мұнайдың өнеркәсіптік ағынын алу түбекті геологиялық зерттеудің үшінші кезеңін атап өтті. Қаражанбас кенорнын игеру жұмыстары басталды.

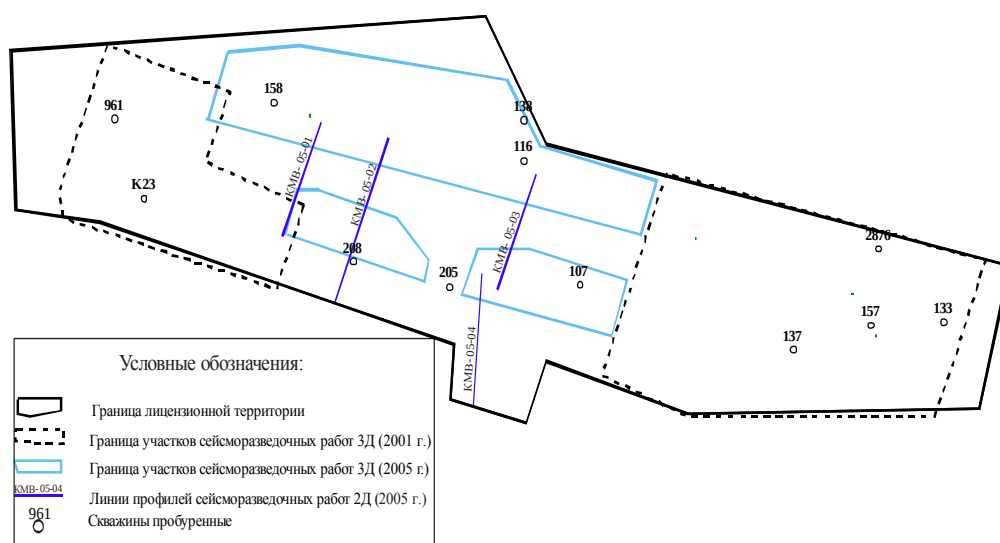
Кезең 80-жылдардың басына дейін жалғасты. Осы кезеңде Тұрлан және Гурьев ГФЭ күштерімен Бозашы түбегінің орталық және солтүстік бөлігі МОГТ профильдерінің тығыз желісімен жабылған (таяз сулардан және өтпейтін сорлардан басқа), іс жүзінде барлық ірі және орта құрылымдар анықталды және бірқатар кенорындары ашылды (Қаламқас, Солтүстік Бозашы).

Түбектің геологиялық құрылымын зерттеудегі төртінші кезең 80-жылдардың ортасынан басталды. Бұл кезең аймақтың сейсмикалық зерттелуі жоғары дәрежеде және юра-бор шөгінділері бөлігінде іс жүзінде сарқылған антиклинальдар қоры (ұсақ қалдықтардан басқа) жағдайында дамиды.

Бозашы түбегінде геологиялық-геофизикалық зерттеулердің бесінші, қазіргі заманғы кезеңі 2000 жылдан басталды және ол сейсмикалық зерттеулердің анағұрлым жетілдірілген түрлерімен сипатталады, атап айтқанда: сейсмикалық барлау жұмыстарының тәжірибесіне 3Д модификациясында сейсмикалық барлау кеңінен енгізілуде.

Осы уақытқа қарай Қаражанбас кенорнының орталық бөлігі жоғарғы бұрғылануымен сипатталды, ал периклиналды бөліктердің зерттелуі өте төмен болып қала берді. Сондықтан кенорнын жете барлау және одан әрі зерттеу жөніндегі бірінші кезектегі геологиялық міндеттер: кенорнының құрылымдық жоспарын, тектоникалық бұзылу дәрежесін және ең алдымен, құрылымын бірнеше блоктарға бөлетін тектоникалық бұзылыстардың жағдайын нақтылау, ВНК-нің көлденең емес орналасуының себептерін анықтау болып табылды. Оларды шешу үшін, бірінші кезекте бұрғылаумен нашар жарықтандырылған және күрделі құрылыспен сипатталатын учаскелерде 3Д сейсмотүсірілім жүргізу жоспарланған.

2001 жылы "Азимут Энерджи Сервисез – АЭС" Қазақстандық геофизикалық компаниясының күшімен кенорынның шығыс және батыс периклиналдық бөліктерінің геологиялық құрылымын зерттеу және нақтылау міндеттерімен 3D сейсmobарлау жұмыстары жүргізілді (2.1 сурет).



Сурет 2.1 – Қаражанбас кенорны. 3Д және 2Д сейсмикалық барлау жұмыстары учаскелерінің орналасу схемасы

Сейсмикалық барлаумен қамтылған нақты алаң көлемі батыста 20.9025 км² және шығыста 48.45 км² құрады. Аудан шекарасы лицензиялық аумақтан тыс шықпады [1].

Зерттеу алаңының батыс шекарасы 113, 154, 204 ұңғымалар ауданында өтті. Ұңғымалар ауданы 115, 121, 132 бұл аумақтың су басуы салдарынан зерттелмеген болып қалды. Кен орынның шығыс учаскесі жобаға сәйкес толығымен игерілді.

2005 жылы кенорынның солтүстік және орталық бөліктерінің 3Д сейсмикалық зерттеулерін қамту мақсатында 3Д модификациясындағы сейсмикалық барлау жұмыстары орындалды. 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарымен қамтылған нақты жұмыс алаңы 41,83 км² құрады. Осы жоба шеңберінде кен орынның орталық бөлігінде ұзындығы 10,88 пог км болатын 2Д (КВМ-05-01, КВМ-05-02, КВМ-05-03, КВМ-05-04) модификациясындағы 4 профиль өңделді.

Осы жұмыстардың негізгі міндеттері негізгі субширот бұзылуының жағдайын, солтүстік түсірілген блоктың құрылысын зерттеу болды, сондай-ақ 2001 жылғы 3Д сейсмикалық түсірудің батыс және шығыс учаскелері арасында орналасқан кенорынның оңтүстік бөлігінің геологиялық құрылысын зерттеу бойынша міндет қойылды.

Осы кен орында 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу тәжірибесі бола отырып, 2005 жылғы 3Д өндірістік жұмыстарды жүргізу әдістемесі мен техникасы 2001 жылғы жұмыс әдістемесіне барынша жақындады. 2005 жылғы 3Д профильдер желісінің қоздыру және қабылдау желілерінің бағыттары алдыңғы түсіру жұмыстарының қоздыру және қабылдау желілерінің бағыттарымен сәйкес келетіндей етіп жобаланған.

Дала жұмыстарын жүргізудегі мұндай тәсіл, бірыңғай бағанды өңдеуді қолдану одан әрі 3Д сейсмикалық деректердің үш "текше"-сінің дәл түйісуіне ықпал етті, бұл өз кезегінде тірек шағылыстырғыш горизонттарды сенімді сәйкестендіруге және алынған толқындық өрістерді бірыңғай түсіндіруді жүргізуге және құрылымдық құрылыстарды орындауға мүмкіндік берді.

3Д сейсмикалық материалдарды өңдеуді "Азимут Энерджи Сервисез" компаниясы, ал интерпретацияны "ШЛЮМБЕРЖЕ" компаниясының "Geofram" сейсмикалық интерпретациялық бағдарламасын пайдалана отырып "Великая стена" қытайлық компаниясы орындады. Сейсмикалық деректерді өңдеу және интерпретаци нәтижелері Қаражанбас қатпарларының құрылысын зерттеу кезінде айтарлықтай тиімді болды.

Юра-бор шөгінділерінің геологиялық қимасын сипаттайтын толқынды далада келесі стратиграфиялық шекараларға ұштастырылған 3 негізгі тірек шағылыстырғыш горизонт (ОГ) байқалды: ОГ II – неоком шөгінділерінің шатыры; ОГ III-неокомдық шөгінділердің табаны; ОГ V1-юраға дейінгі шөгінділердің шайылған беті.

Жұмыс нәтижелері мұнай және газ қорларын есептеу бойынша құрылымдық құрылыстардың негізі болған үш шағылысу горизонттары бойынша құрылымдық карталармен ұсынылған.

Осылайша, юра-бор өнімді шөгінділер кешенінің шөгінді тысы бөлігінде бөлуге бағытталған 3Д далалық сейсmobарлау жұмыстарының қолданылған әдістемесі осы шөгінділер бойынша талданатын кен орынның геологиялық құрылымын егжей-тегжейлі зерттеуге мүмкіндік берді.

2.2 Бұрғылау жұмыстары

Жұмыста мұнай қорларын есептеу жөніндегі есепті орындау уақытына қарай іздеу-барлау жұмыстарының нәтижелері егжей-тегжейлі баяндалды және талданды. Сондықтан осы бөлімде олар қысқаша көрсетілген, ал 1980 жылы басталған кенорнын пайдалану бұрғылауына және мұнай қорларын есептеу күніне (01.07.07 ж.), ұңғымалар қорының жағдайына аса назар аударылады [1].

Құрылымдар таужыныстардың ереуілдері бойынша профильдермен бұрғыланды. Профильдер арасындағы қашықтық 3500-3700 м, ал ұңғымалар арасында 750м-ден 2850 м-ге дейін, кенорынның шығыс бөлігінде таралған сорлардың өткізгіштігін есепке алды. Сейсмотүсіріліммен белгіленген тектоникалық бұзылыстардың жағдайын анықтау үшін 2-3 ұңғымадан жасалған профильдер, олардың арасы 350-500 м қашықтықпен бұрғыланды.

Кенорында жалпы метражымен 11102 м 26 құрылымдық-іздеу ұңғымасы бұрғыланды.

Бірінші құрылымдық-іздеу ұңғымасын бұрғылау барысында К-12, (Г кабаты) 303 м кенжарда мұнайдың ашық фонтаны алынды.

Бірнеше құрылымдық-іздеу ұңғымаларын бұрғылағаннан кейін іздеу ұңғымаларын бұрғылай бастады, бұл ретте бірінші бұрғылау соңғыларын бұрғылаудан озып кетті, бұл мақсатты түрде іздеу ұңғымаларын салуға мүмкіндік берді. "Маңғыстау облысы Маңғыстау ауданының Солтүстік-Бозащы күмбезінде терең іздестіру бұрғылау жобасына" сәйкес "МГМР"кешенді экспедициясы іздестіру бұрғылауын жүзеге асырды. Іздеу ұңғымалары құрылымның кеңею профилі жүйесі бойынша орналасқан. Профильдер арасындағы қашықтық 2,5-4,5км, ал профильдегі ұңғымалар арасындағы қашықтық 1,5-2,0 км болды.

Барлығы 41 ұңғыма бұрғыланды, оның ішінде 39 ұңғыма неоком-юралық өнімдік горизонттында, қалыңдығы 21815м және екі ұңғыма Г-1 және Г-2.

Барлау ұңғымаларының саны және олардың орналасуы іздеу ұңғымаларының орналасқан жерін ескере отырып анықталды. Барлығы 6385 м 15 барлау ұңғымасы бұрғыланды және олардың барлығы өнімді қалыңдықтың толық қимасын ашты.

Кенорнын пайдалану арқылы бұрғылау жұмыстары 1980 жылдың наурыз айында басталып, 01.07.2007 жылы жалпы метражы 834463 м болатын 2253 өндіруші және айдамалау ұңғымалары бұрғыланды.

1980-1993 жылдар аралығында пайдалану ұңғымаларының барлық қорының 70% бұрғыланды. Бұл ретте бор шөгінділерін ашқан ұңғымалар саны барлық қордың 78% - ын құрады, олардың 76% - ы пайдалану бұрғылауының бірінші кезеңінде бұрғыланды.

1991 жылдың қараша-желтоқсан айларында ұзындығы 193м және 131 м саңылаулы сүзгілері бар екі көлденең ұңғыма бұрғыланды.

1994 жылдан 1999 жылға дейін кен орында бұрғылау жұмыстары жүргізілген жоқ және кенорында бұрғылау жұмыстары жаңа жер қойнауын

пайдаланушының келуімен 2000 жылы қайта басталған, ал 2004 жылдан бастап кенорында жыл сайын жүзден астам ұңғыма бұрғыланды.

Пайдалану бұрғылау барысында 1980-1981 жылдары өндіру және айдау ұңғымаларынан басқа 13 бақылау ұңғымалары, ал 1982 жылы 11 сіңіргіш ұңғымалар бұрғыланды. Соңғылары құрылымның оңтүстік қанатында альб шөгінділерінде, ал бақылау ұңғымалары Г және Д неокомдық өнімді кабаттарында бұрғыланды.

01.07.07 жылғы жағдай бойынша "Қаражанбасмұнай" АҚ қорында 2289 ұңғыма бар, олардың жартысы екінші объектіде, 37% – бірінші объектіде және 15% аз – үшінші объектіде.

Бұрғыланған ұңғымалардың барлық қорынан 49 ұңғыма жойылды, қазіргі уақытта жұтатын 55 ұңғыма, бақылау ұңғымасы – 74, игеруде 63 ұңғыма, ал қалғандары – өндіруші және айдаушы, 01.07.07 жылғы жағдай бойынша олардың 354-і әрекетсіз болды.

2.3 Ұңғымаларды сынамалау

2.2-бөлімде атап өтілгендей, іздеу-барлау жұмыстары кенорнында мұнай және газ қорларын есептеу үшін 1977 жылы аяқталды.

Барлығы 164 объект сынамаланды, оның ішінде неокомдық өнімді кабаттарда – 120 объект, юралық горизонттарда – 38 объект және пермь триас шөгінділерінде 6 объект.

Сынамаланған объектілердің ішінде 107-нен мұнай ағыны алынды, 2 объектіден – газ ағыны алынды, 17 объектіден – су қосылған мұнай ағыны алынды, 25 объектіден – су ағыны алынды және 13 объектіден – ағын алынбады.

Коллекторларды перфораторлардың жаңа үлгілерімен (225 объект) ашу жүргізілді. Ең көп ашу саны Din құрылғысымен жасалған Nobel (84 ашу), Gris Gun (45 ашу), Predator (25 ашу), ПГМЦ-146 (22 ашу), Шлюмберже (14 ашу), қалған 35 объектіде саны 1-ден 8 объектіге дейін 15 түрлі типті перфораторлармен үлгілер ашылды. Гидромеханикалық саңылаулы перфораторларды (ПГМЦ-146) қолдану қабаттың ашылу деңгейін жақсартады және қабаттың ұңғымамен неғұрлым тиімді гидродинамикалық байланысын камтамасыз етеді деп болжалды, алайда оларды қолдану Қаражанбас кенорны жағдайында жұмыстардың қымбаттауы мен игеру мерзімдерінің артуынан тиімді болмады.

Пайдалану ұңғымалары мұнайдың контуры шегінде бұрғыланғандықтан және оларда алынған барлық ағындар өнімді болып табылатындықтан, 2.3-кестеде әрбір горизонт үшін мұнай объектілерін барлау процесінде дебиттердің саны мен өзгеру диапозондары бойынша игерудің бастапқы сатысында алынған мәліметтермен салыстыру келтіріледі.

Кесте 2.3 – Барлау кезіндегі мұнай дебиті және алғашқы екі жылғы өндіру саны

Қабат	Барлау			Эксплуатация алғашқы екі жылдық		
	Ұңғыма саны	Q бастапқы		Ұңғыма саны	Q бастапқы т/күн	
		Макс.	Мин.		макс.	мин.
А	30	18,9	0,8	56	14,2	0,5
Б	18	29,0	0,2	62	27,8	0,2
В	10	13,9	0,4	13	11,4	0,8
Г	15	24,0	0,4	78	22,0	0,5
Д	4	10,0	1,9	9	12,0	0,4
Ю-I	10	13,2	0,4	31	10,0	0,4
Ю-II	6	16,2	3,3	36	14,2	0,5

Сонымен қатар, бір шоғырлар үшін, атап айтқанда, Г қабат үшін бастапқы өңдеу кезеңі 1980-1982 жылдары, ал басқалары үшін 1983-1985 жылдары немесе тіпті 1986-1988 жылдары басталды.

Кесте 2.3 нәтижелердің салыстырмалылығын сақтау үшін пайдаланудың жақын жағдайларында алынған мұнай дебиттері қосылған.

Кестеде көрсетілгендей, барлау кезінде және шоғырларды пайдаланудың бастапқы кезеңінде мұнай дебитін салыстыруға болады, бұл іздеу-барлау жұмыстары кезеңінде алынған нәтижелердің объективтілігін растайды [1].

3 Ауданның геологиялық құрылысы туралы қысқаша мағлұмат

Қаражанбас кенорнында құрылымдық-іздігіру және барлау-бұрғылау жұмыстарын жүргізу нәтижесінде қалыңдығы 3750 м (Г-2 ұңғымасы) дейінгі мезо-кайнозой қимасы ашылды. Өткен ғасырдың 70-ші жылдарының соңында басталған, литология, макро және микрофауна, палинология бойынша деректерді қамтитын және осы уақытқа дейін жалғасатын іздеу және барлау ұңғымаларындағы биостратиграфиялық зерттеулер Қаражанбас кенорнының өнімді юра-бор қабатының стратиграфиялық бөлінуі негізінде жатыр. Пайдалану ұңғымаларындағы стратиграфиялық шекаралар кен орынның юра-бор өнімді қалыңдығын қалыптастырудың палеогеографиялық жағдайларын және 3Д сейсмикалық зерттеулерді интерпретациялау нәтижелерін ескере отырып, барлау процесінде бұрын орнатылған каротажды репер бойынша жүргізілді. Пайдалану ұңғымаларында іріктелген (650, 804, 828, 919, 929, 937, 966, 1661, 2713, 2715, 2750, 3175, 3585, 3587, 3589, 3591, 3593, 3601, 3607, 3611, 4013, 4515, 4985, 5279, 5377), 1977 жылы қорларды есептеуден кейін бұрғыланған керн мен бүйірлік грунтонос үлгілерінде биостратиграфиялық талдау жүргізілді.

Пайдалану бұрғылау және сейсмика материалдары барлық даму тарихында, Қаражанбас кенорнының құрылымдық шегінде жоғарғы тектоникалық белсенділік туралы куәландырады. Бұл қабаттардың литологиялық-фациальды өзгергіштігіне (әсіресе юра), стратиграфиялық үйлесімсіздіктердің болуына және әртүрлі жастағы шөгінділердің сейсмикалық шағылыстыратын горизонттардың қалыспауына себеп болды.

Қаражанбас кенорнында бұрғыланған ұңғымалардан ерте триас, орта юра және ерте бор шөгінділері ашылды.

3.1 Стратиграфия

Мезозой тобы-Mz

Қаражанбас кенорны шегіндегі мезозой шөгінділері аймақтық стратиграфиялық үйлесімсіздікпен бөлінген екі литологиялық-фациальды кешенге бөлінеді: юра және бор. Юра-бор таужыныстары стратиграфиялық және бұрыштық үйлесімсіздікпен төменгі қатпарлы шөгінділерде (периклиналдарда – юра, жиынтық бөлігінде – бор) жатыр.

Триас жүйесі-T

Төменгі бөліммен көрсетілген триас шөгінділері құрамында инд және оленек ярустары бар.

T₁ инд ярусы қалыңдығы 1000 м Г-2 жалғыз іздігіру ұңғымасында ғана шығарылған қою сұр полимикті құмтас пен қара қоңыр аргилиттердің және қара-сұр алевролиттердің араласуымен ұсынылған.

Юра-бор өнімді қалыңдығын төсейтін өңірлік таралған оленек қабатының түзілімдері негізінен қара-сұр аргилиттерден, қоңыр, мергельдер мен сазды

эктастар (3585, 2715 ұңғымалар) қатпарларының түрлерінен тұратын ала түсті терриген формациясымен ұсынылған.

Ұңғымалардағы ашылған қалыңдық 1м-ден 279 м (ұңғыма 12 К) дейін, екі терең Г-1 – 2282 м және Г-2 – 2272 м барлау ұңғымасын қоспағанда.

Юра жүйесі-Ј

Юра жүйесі бойынша кен орында тек екі бөлім бар: төменгі және ортаңғы, бат және байос ярустарымен ұсынылған.

Ј₁ төменгі бөлігінің шектеулі шөгінділері палинология деректері бойынша 2715 (интервал 384-416 м) және 3585 (интервал 355-390 м) ұңғымалар қимасында құрылымның шығыс бөлігінде орналасқан. Олар қоңыр реңкті сұр саздармен, көмір мен пирит түйіршіктері бар карбонаттармен, қоңыр-сұр ұсақ түйіршікті кварцты, саз балшықты, КС иісі бар құмдармен ұсынылған [3].

Кен орындағы ортаңғы юра шөгінділері Ј₂ екі яруспен көрсетілген (бат және байос). Жалпы алғанда, ортаңғы юра шөгінділері кең таралған және үлкен қалыңдықтарға ие (113 ұңғымада 211 м дейін), бұл ретте құрылым шегінде шығыстан батысқа қарай, күмбезде толық сыналғанға дейін қалыңдықтың азаюы байқалады.

Байос тау жыныстарының қалыңдығы екі бөлікке бөлінді: төменгі және жоғарғы байос, бірақ бат және байос қабаттарының арасындағы шекараны бөлу өте қиын, сондықтан төменде төменгі байос шөгінділері мен бөлінбеген жоғарғы бат шөгінділерінің сипаттамасы келтіріледі.

Төменгі байос - (Ј₂ b_{j1}). Ю-ІІ өнімді горизонтын қамтитын төменгі байос шөгінділері кара-сұр түсті құмдармен, ұсақ түйіршікті саз қабаттарымен, көмірдің қосылуымен және көміртекті өсімдік қалдықтарымен ұсынылған.

Жоғары байос-бат-Ј₂ b_{j2}-Ј₂ bt. Бұл жастағы шөгінділер батыс пен шығыста кеңінен таралған Ю-І өнімді горизонтын қамтиды. Жоғарғы бат шөгінділерінің ең толық қимасы шығыс периклиналда 2715 ұңғымада ашылды.

Литологиялық шөгінділер қою сұр түсті құмдармен, ұсақ түйіршікті, кварцты, битуминозды, кара сұр саз қабатымен, гастропод, остракод, фораминифер сынықтарымен ұсынылған.

Ортаңғы юра шөгінділерінің қалыңдығы 113 ұңғымада 0-ден 211 м-ге дейін өзгереді.

Бор жүйесі - К

Бор жүйесі төменгі бөліммен және неоком жікқабатының берриас-валанжин, готерив ярустары, кугусем свитасы - жоғарғы готерив-баррем, апт және альб ярустарының шөгінділерімен ұсынылған.

Неоком К₁ пс тау жыныстары ортаңғы юра және төменгі триас (құрылым жиынтығы) шөгінділерінде трангрессивті жатыр.

Берриас-валанжин К₁ b-v шөгінділеріне готерив К₁ g₁ ярусының төменгі бөлігіне Д өнімдік қабаты ұштастырылған.

Литологиялық түрде олар ұсақ түйіршікті, сұр құмтастармен, әлсіз цементтелген алевролиттермен, жасыл-сұр, ұсақ түйіршікті, сирек сынықты эктастармен, өсімдік қалдықтарының сынықтарымен көрсетілген.

Жоғарыда айтылғандардың барлығы осы шөгінділердің қалыптасуы ыстық және жеткілікті ылғалды климат кезінде таяз теңіз және әлсіз тұщы су алаптары жағдайында болды деген қорытынды жасауға мүмкіндік берді.

Жоғарғы готерив-баррем шөгінділері K_1g_1-br (кугусем свитасы) қызыл-қоңыр, жасыл-сұр саздармен, ұсақ-ірі түйіршікті алевролиттермен, ұсақ түйіршікті, полимикті, алевроитті құмтастармен және сұрдан қараға дейінгі, ұсақ түйіршікті, карбонатты емес, кварцты, КС иісі бар құмдармен ұсынылған.

Осы көрсетілген таужыныстарға А, Б, В және Г өнімді қабаттар ұштастырылған.

Неоком жікқабатының қалыңдығы 60 м-ден (6К, 9К ұңғыма) 122 м-ге (102 ұңғыма) дейін өзгереді.

Апт ярусы K_1a кугусем свитасының таужыныстарын стратиграфиялық үйлесімсіздікпен жауып жатыр. Қабаттың негізінде қалыңдығы 20 м дейінгі базальтты құм-алевролитті горизонт, ірі түйіршікті сұр алевролитпен және ұсақ түйіршікті құмтастармен қадағаланған.

K_1al альб шөгінділері шайылып барып, апт шөгінділерінде жатады. Саз таужыныстарымен араласатын құм-алевроит таужыныстары литологиялық түрде ұсынылған. Қимада аммониттер кездеседі. Қабаттың қалыңдығы 131 м-ден (136 ұңғыма) 410 м-ге (К-69 ұңғыма) дейін өзгереді.

Апт және альб шөгінділері таяз су бассейнінде, теңіз трансгрессиясы кезінде қалыптасты.

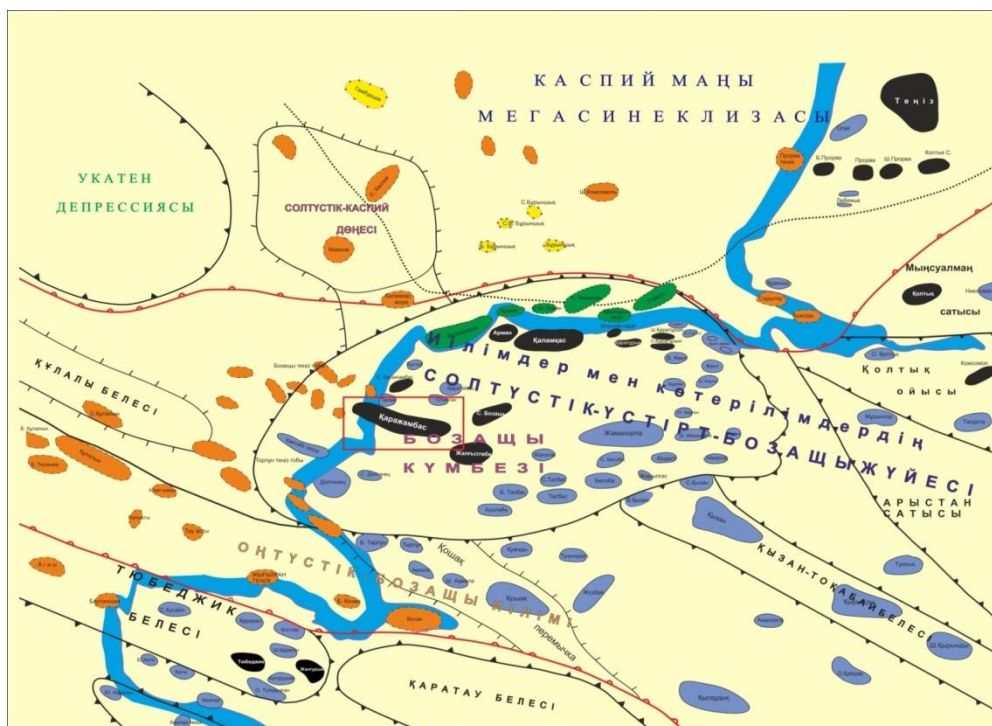
Кайнозой тобы-KZ

Төрттік шөгінділер Q

Төрттік шөгінділер қалыңдығы он метрден аспайтын құмдар, саздақтар мен құмдақтар төменгі бор шөгінділерге шайылып барып жатады. Таужыныстар аридтік климатта қалыптасты.

3.2 Тектоника

Қаражанбас кенорны Бозащы күмбезінің, Солтүстік-Үстірт-Бозащы иілу және көтерілу жүйесінің шегінде орналасқан (сурет 3.2) және брахиантиклинальды қатпарларға ұштастырылған.



Сурет 3.2 - Ауданның тектоникасы

Оның құрылысына төменгі бор және ортаңғы юра жастағы шөгінді түзілімдер қатысады, араларының шекарасы шөгінді түзудегі үлкен үзіліс пен бұрыштық үйлесімсіздікпен сипатталады. Платформаның қатпарлы негізі әртүрлі жастағы түзілімдермен жабылатын төменгі бор тау жыныстарымен қалыптасқан: төменгі бордан ортаңғы юраға дейін.

Қаражанбас құрылымының ауданы тектоникалық бұзылыстардың үлкен желісін құруға және құрылымды блоктарға бөлуге әсер еткен тектоникалық белсенділікпен сипатталады.

1977 жылы қорларды есептеу нәтижесінде геологиялық үлгі қабылданды, ол бойынша Қаражанбас құрылымы тектоникалық бұзылыстар бойынша жеті блоктарға бөлінген: I, II, III, IV, V, VI, VII (сурет 3.3 а) көрші ұңғымаларда сынамау нәтижелерінің сәйкессіздігін түсіндіру үшін шартты түрде жүргізілген, жақын маңдағы құрылым учаскелеріндегі ВНК белгілерін байламауға әкеп соқтыруы мүмкін.



Сурет 3.3 - Блоктардың орналасу схемасы
а-1977 жылдардағы қорды есептеудегі УВ деректері бойынша
б-1993 жылғы деректер бойынша

1993 жылы жұмыс авторлары көтерілу құрылысының қарапайым нұсқасын қабылдады, (сурет 3.3 б) бұл жұмыста құрылым төрт блоктарға бөлінген: I, II, III, IV, ал бір аттас кабаттардың қанығу сипатындағы сәйкессіздік көрші ұңғымалар бойынша бір гипсометриялық деңгейде су-мұнай жапсарының еңкеюімен түсіндірілді. I блок 1977 жылдың схемасындағы I, II, III, V блоктарын біріктірді, II блок IV блокқа, III блок - VII блокқа және IV блок – VI блокқа сәйкес келеді. Көтерілудің блоктық құрылысын оңайлатумен қатар, юра түзілімдері кешенінің құрылысы туралы түсінік түбегейлі өзгерді, себебі 1977 жылы әр түрлі шөгінділер кешендерінің арасындағы бұрыштық үйлесімсіздік ескерілмеген және ортаңғы юра шөгінділері бойынша құрылымдық жоспар төменгі бормен сәйкес болған.

2001 және 2005 жылдары ұңғымаларды бұрғылау деректерімен кен орында алынған сейсмосбарлау жұмыстарының материалдары негізінде "Великая стена" Қытай компаниясы орындаған көлемді сейсмосбарлау деректерін түсіндіру нәтижелері юра және бор түзілімдерінің құрылымдық жоспарларын айтарлықтай нақтылады. Жаңа материалдар Қаражанбас кенорны құрылымының юраға дейінгі және юра-бор түзілімдерінің тектоникалық бұзылғандығын растайды, бұл ретте тектоникалық бұзылыстардың жағдайы

алдыңғы зерттеулермен сәйкес келмейді. Бұл өз кезегінде блоктардың жаңа қайта бөлінуіне алып келді. Тек Каражанбас және Солтүстік Бозащы құрылымдарын бөлетін F11 - F12 қарама - қарсы бұзылыстар ғана расталды, ал әртүрлі бағыттағы жаңа тектоникалық бұзылыстардың бірқатар: субшироттан (F4) бастап субмеридианалға (F2, F3, F5, F6, F7) дейін құрылымды 7 блоктарға- I, II, III, IV, V, VI, VII бөлді.

Жалпы, 3Д сейсmobарлау деректерін түсіндіру нәтижелері бойынша, аталған бұзылыстарды қоспағанда, көтеру шегінде 10 м-ден аз амплитудасы бар 80-нен астам бұзылыстар картирленген және олардың көпшілігі шығыс көтерілу периклиналына келеді. Қазіргі уақытта бұл бұзылыстар өнімді юра-бор горизонты бойынша құрылымдық карталарға шығарылмаған, себебі аз амплитудалар мен аз ұзындық кезінде олар қабаттық резервуарлардың және оларға ұштасқан шоғырлардың құрылысына әсер етпейді.

Төменде аталған бұзылыстармен шектелген блоктардың сипаттамасы келтірілген, олар ұңғымаларды сынамау нәтижелерімен келіседі және қиманың юра-бор бөлігіндегі коллекторлардың қанығу сипатын жиі бақылайды.

F_1^1 - F_1^2 субширот созылуының бұзылысы құрылымды келесідей блоктарға бөледі: төмен түсірілген солтүстік (III) және көтеріңкі оңтүстік (I). Триас түзілімдерінде бұл бұзылыстар негізінен бір кернеу желісі түрінде байқалады. Юра-бор түзілімдерінде олар окшауланады және ені тік және латераль бойынша бірнеше метрден бастап өзгереді және 100 м-ден асады. 150 м-ге жуық бұзылу амплитудасы батыс көтерілімінде сақталады және біртіндеп шығыс бағытта 40 м-ге дейін азаяды. 5083-5207-5206 ұңғымалар ауданында (сурет 2.4) F_1^2 бұзылысы F_1^1 бұзылысымен құйылады және аймақтың ішінде екі блокты құрайды: 5207 ұңғыманың батысына қарай VII блок және оның шығысына қарай II блок және шығысында f_7 аз амплитудалық "оперяющимся" бұзылуымен шектелген.

III блокта жарылыс бұзылыстары тек юралық және триас түзілімдерінде ғана байқалады, ал бор түзілімдері юраның шайылған бетінде плащ тәрізді жатыр.

F_2 , F_3 бұзылыстары I блоктың батыс бөлігінде орналасқан және оңтүстік-батыстан солтүстік-шығысқа қарай созылып жатыр. Оңтүстік-батыстан солтүстік-шығысқа қарай созылып, батысқа сатылы өзгереді, батыс периклиналының осьтік бөлігін күрделендіреді және F_1^2 бұзылысына жанасады. Шамамен 20 (F_2) және 30-70 (F_3) м болатын бұзылыстардың ең жоғары амплитудасы триасты шөгінділерде, F_1^2 бұзылысқа жанасу аймағында амплитуданың біртіндеп өшуі кезінде байқалады. Юралық түзілімдерде бұзылыстардың амплитудасы 10 м-ге (F_3) дейін азаяды немесе (F_2) мүлдем байқалмайды, ал неоком шөгінділерінде горизонттардың ығысуы амплитудасыз аймақтың ұсақталуы түрінде қалады.

F_2 бұзылысы 961-154 ұңғыма ауданында жүргізілді, жүргізілген сейсmobарлау жұмыстарының батыс шекарасына дейін бақыланды және одан әрі оңтүстік-батысқа қарай өз жалғасын табуы мүмкін.

F_3 бұзылысы 1090-4013 ұңғыма ауданында жүргізілді, онда периклинальдің оңтүстік бөлігі батыс түсірілген және шығыс көтерілген учаскелерге бөлінген.

Солтүстік-батыс бағыттағы f_1 бұзылысы 1386, 4406 және 1388 ұңғымалар ауданында жүргізілді. Барлық өнімді қима бойынша төменнен жоғары қарай қадағаланды, бірақ құрылымдық картаға тек Ю-1 юралық өнімдік горизонт бойынша ғана шығарылды, өйткені аталған ұңғымаларда горизонт сынамалау деректері бақыланды.

Созылған F_5, F_6, F_7 бұзылыстары, шығыс периклинальдің барлық ауданы арқылы қадағаланады. Оңтүстік-шығыстан солтүстік-батысқа қарай созылып, шығыс бағытта сатылы батырылатын 3 блок (IV, V, VI) құра отырып, барлық өнімді юра-бор шөгінділері бойынша төменнен жоғары қарай трассаланады.

Барлық үш бұзылыстардың амплитудасы 15 м аспайды.

F_5 бұзылысы 4808-2717-4918 ұңғымадан батысқа қарай орналасқан және I блокты IV блоктан бөлді. Блоктың солтүстік бөлігі F_4 бұзылысымен шектелген. Ю-1 юра өнімдік горизонты бойынша IV блокта шағын учаске - "А" окшауланды, бұл горизонттың 4898, 2717 және 4812 ұңғымаларында сынамалау нәтижелері бойынша F_5 бұзылысы мен f_2 бұзылысы арасында жасалған.

F_6 бұзылысы 3612, 2673, 2762 ұңғымаларынан батысқа қарай тіркелген және IV блок V блоктан қиылады, ол сондай-ақ солтүстікте F_4 бұзылысымен шектеледі.

F_7 бұзылысы 4967, 3625, 2735 ұңғымалар ауданында жүргізілді және F_1^2 бұзылысына жақын, солтүстік-шығыста F_1^2 бұзылуымен шектелген V блокты VI-ден бөледі. VI блоктың солтүстік-батыс бөлігінде Ю-1 юра өнімді горизонттың сынамалау нәтижелері бойынша 2882, 2884 және 4976 ұңғымаларында F_3 бұзылысы жүргізілді, ол F_1^2 бұзылысқа жанасып "Б" учаскесін құрады.

Шығыс периклиналь көтерілімі үлкен тектоникалық шиеленіспен сипатталады. Сипатталған бұзылыстардан басқа мұнда F_4 бұзылысы белгіленеді, ол 2613-3611 ұңғымаларының ауданында жүргізілген, оңтүстік – батыстан солтүстік-шығысқа созылатын және F_1^2 бұзылысына жанасуы мүмкін. F_4 бұзылысының амплитудасы 15 м-ден аспайды. Юра-бор шөгінділерінің барлық өнімді горизонттары бойынша төменнен жоғары қарай бақыланды.

F_1^1 және F_1^2 бұзылыстары арасында жасалған учаске, реперлік беттерді әрдайым бақылауға болмайтын күрделі құрылыс аймағы ретінде сипатталады. Бұл жерде осы учаскенің ішінде, сондай-ақ оның шегінен тыс жерлерде де қосымша "операция жасайтын" бұзылыстардың көп санының пайда болуына себепші болатын қозғалыстар орын алды.

Осылайша, ұңғымалар ауданында 3587 – 3585 – 3589 F_1^2 бұзылыстарынан оңтүстікке қарай осы ұңғымаларды сынамалау нәтижелерімен расталатын f_4 бұзылысы жүргізілді, ал ұңғымалар ауданындағы 4938 – 4946 II блоктың солтүстігінде және олардың шығысында F_1^1 бұзылысынан

тармақталатын, тартылмаған аз амплитудалық f_5 және f_6 бұзылыстар f_5 және f_6 жүргізілді.

3.3 Мұнайгаздылығы

Кен орынның мұнайгаздылығы ортаңғы юра және төменгі бор түзілімдерімен байланысты.

Өнімді қима шегінде қабаттар (бор түзілімдерінде) және горизонттар (юралық түзілімдерінде) көрсетілген. Ұңғымалар бойынша қиманың қабатты корреляциясы жүргізілді, нәтижесінде әрбір қабатта жеке қабатшалар зерттелді. Есепте өнімді қиманың біртектілігіне бағалау жүргізілді. Осы жұмыстардың негізінде пайдалану ұңғымаларын бұрғылау және сынамалау кезінде алынған ақпаратты ескере отырып, өнімді горизонттардың және оларға орайластырылған мұнай шоғырларының құрылысын нақтылау, сондай-ақ су-мұнай байланыстарының ВНК жағдайын негіздеу жүргізілді.

Құрылымдық құрылыстардың негізіне 3Д сейсмосбарлау және ұңғымаларды бұрғылау деректері бойынша құрылған кенорнының геологиялық моделі қабылданды.

Қиманың егжей-тегжейлі корреляциясы нәтижесінде төменгі бор түзілімдерінде A_1 , A_2 , Б, В, Г, D_1 және D_2 қабаттары бөлінген. Жаңа ақпаратты алуға байланысты шығыс периклиналды бұрғылаудың нәтижесінде неоком шөгінділерінің төменгі бөлігінде аталмыш D_2 өнімді қабаты пайда болды. Сондықтан бұл жұмыста бұрын ұсынылған D қабаты D_1 ретінде индекстелген.

Ортаңғы юра түзілімдері қимасында Ю-I және Ю-II өнімді горизонттары көрсетілген. 1993 жылы батыс периклиналдағы пайдалану ұңғымаларының тығыз торын бұрғылау материалдары бойынша Ю-I горизонтының құрамындағы құрылымдар үш дербес резервуарға бөлінген: жоғарғы, ортаңғы және төменгі қабаттар; Ю-II горизонтында негізгі қабат және оның астында линза тәрізді болып бөлінген. Батыс периклиналдағы ортаңғы юралық өнімді шөгінділердің қимасын бөлшектеудегі мұндай тәсіл құрылымның шығыс бөлігі үшін де сақталған және осы жұмыста ұсынылған.

Әрбір қабат немесе горизонт бөлек тектоникалық блоктарда, дербес шоғырларға ие, олардың әрқайсысының басқа шоғырлардан ерекшеленетін ВНК-сы бар. Төменде өнімдік горизонттармен оған орайластырылған өзінің ВНК-сы бар шоғырлар құрылысының сипаттамасы келтірілген. (А қосымшасы).

A1 қабат

A1 қабаты өнімді қалыңдықтың ең жоғарғы неокомдық қабаты, пайдалану ұңғымаларымен бұрғыланған алаң шегінде барлық кен орын бойынша қадағаланды.

Қабаттың жалпы қалыңдығы 5-тен 26 м-ге дейін тербелістер кезінде, орташа 11 м құрайды, ал 0,4-тен 15,6 м-ге дейін тербелістер кезінде тиімді мұнай қанығуы-3,8 м құрайды.

А1 қабатында іздеу, барлау және пайдалану ұңғымаларын сынамау кезінде I, II, III, IV, V, VI блоктарда және F_1^1 солтүстік-шығыста мұнай шоғыры анықталды.

А2 қабат

А2 қабаты тек III блок шегінде таралған. Қабаттың өнімдік бөлігі 74 ұңғымадан ашылды, таралу коэффициенті 0,51 құрады, құмдылық коэффициенті 0,244 тең. Қабаттың жалпы қалыңдығы орташа 11 м тең, 5м-ден (ұңғыма 3901) бастап 17 м (ұңғыма 2601, 3790) дейін өзгереді.

Қабат Б

Б қабаты барлық аудан бойынша таралған және жоғарыда жатқан А қабаттан 5 м дейінгі сазды қабатшамен бөлінеді. Горизонттың жалпы қалыңдығы орташа 11,1м. Б қабатына I, II, III, VI блоктарда сынамау нәтижелері бойынша орнатылған мұнай шоғырлары ұштастырылған.

Қабат В

Жалпы қалыңдығы орташа 11,6 м, Б қабатынан 5 м-ге дейінгі шағын сазды қабатшамен бөлінеді. В қабатын ашқан 2100 ұңғыманың 518-нен коллектор табылмаған. В қабатына I, IV, V, VI блоктарда сынамау нәтижелері бойынша орнатылған мұнай шоғырлары ұштастырылған.

Қабат Г

Осы есепті жасау күні Г қабаты 1872 ұңғымада ашылды. Коллекторлар жоқ аймақтар тек алты ұңғымада 273, 320, 358, 368, 457, 480 белгіленді және коллекторлардың таралу коэффициенті 0,99-ға тең. Г қабаты бойынша мұнай шоғыры I, II, IV, V, VI тектоникалық блоктарда, сондай - ақ F_1^1 - F_1^3 бұзылыстары мен F_1^1 солтүстік бұзылыстары арасындағы учаскеде шағын шоғырлар орнатылған.

Қабат Д1

Бұл қабаттың орташа қалыңдығы 12,6 м тең, жоғары орналасқан қабаттан қалыңдығы 10 м дейін тығыз тау жыныстармен бөлінеді және тек I блоктың орталық және батыс бөліктерінде ғана таралған. Д1 қабатына тек I блокта сынамау нәтижелері бойынша орнатылған мұнай шоғыры ұштастырылған. 856, 810, 741, 710, 2289 ұңғымалар ауданындағы су өткізбейтін тау жыныстар аймақтары шоғырды өзінің ВНК бар шығыс және батыс екі окшауланған учаскеге бөледі.

Қабат Д2

Бұл қабат неокомдық шөгінділердің төменгі бөлігінде байқалады және тек шығыс периклинальде ғана өнімді, іс-жүзінде аймақтың барлық жағынан сазды тау жыныстармен шектелген шағын алаңда таралған (қабат тектоникалық бұзылыстар бақыланатын солтүстік бөліктен басқа). Д2 қабатының өнімділігі I, II, IV, V блоктарда сынамау және ҰГЗ нәтижелері бойынша белгіленген.

Юра шөгінділері бормен салыстырғанда, қарастырылып отырған аумақтың жоғары тектоникалық белсенділігіне байланысты күрделі құрылыспен сипатталады. Бұл Қаражанбас құрылымының орталық бөлігінде олардың толық болмауына, олардың даму учаскелеріндегі шөгінді жинақтаудағы үзіліске алып келді, бұл бұрғыланған ұңғымалар қимасының

корреляциясы кезіндегі қиындықтарға себепші болды. Көптеген тектоникалық бұзылыстар юралық шөгінділердің құрылысын және олардың мұнай-газдылығын зерттеумен байланысты жағдайды одан әрі қиындатады. 1977 жылы қорларды есептеу кезінде, төменгі бор түзілімдері тікелей триаста жатқан ұңғыма ауданында 104, К-8, 164, 126, 202, 1, 101, 200, 205, 135 юралық түзілімдердің жоқтығы анықталды. Нәтижесінде юра түзілімдерінің екі учаскесі құрылды: батыс және шығыс.

Жұмыс барысында Ю-I және Ю-II екі өнімді горизонт бөлінді, әрқайсысы дербес қабаттық резервуар ретінде қарастырылды. Коллекторлардың қанығу сипаты шығыс және батыс учаскелердің блоктық құрылысы туралы түсінік берді. Алты блок бөлінді: шығыс бөлігінде төрт (III, IV, V, VI), батыста екі (I, II). Ю-I горизонтта мұнай шоғырлары I, III, V, VI блоктарда орналасқан, ал II блокта газ-мұнай шоғыры табылды. Ю-II горизонтта мұнай шоғырлары II, V, VI үш блокта анықталды.

Ю-I горизонттың қимасында үш қабат, жоғарғы – Ю-I жоғарғы, ортаңғы – Ю-I ортаңғы және төменгі – Ю-I төменгі-ге бөлінген, бұл ретте Ю-I жоғарғы қабаты тек батыс учаскеде ғана бар. Ю-II горизонт қимасында негізгі – Ю-II және линза тәрізді – Ю-II екі қабат бөлінген. Қабаттардың әрқайсысы бірнеше қабатшалардан тұрады.

4 Керн бойынша тау жыныстардың физикалық қасиеттерін анықтау

01.07.07 жылы кен орында керн алу 123 ұңғымадан 3010,6 м іріктелді,кернді ұңғымадан шығару орташа 52,2% құрады, 3424 үлгі зерттелді.Ең көп кернді зерттеу 1977 жылдардағы қорды есептеуден алынды. 2000 жылы ұңғымалардан кернқабылдағыштық құбырларды қолдану арқылы 59,3м керн шығарылды,ол жалпы үңгімелеудің 72,6%-ын құрады,2005 жылы 101,6м керн алынды,ол жалпы үңгілеудің 89% құрады.

Өнімді шөгінділерден барлығы 2032,9 м керн алынды(53% колонкалы кашаумен), 2889 тау жыныс үлгілері зерттелді.Өнімді шөгінділердің кернмен жарықтандыруы төменде 4.2-кестеде көрсетілген.Керннің жағдайына байланысты,кейбір ұңғымалардан алынған тау жыныстар зерттелмеді.

Кесте 4.1 – Өнімді шөгінділердің кернмен жарықтандыруы

Продуктивные отложения	Число Скважин	Проходка, м	Вынос керна,		Количество исследованных образцов
			м	%	
А ₁	55	691,8	311,9	45,1	239
Б	45	439	208	47,4	143
В	48	420	233,6	55,5	214
Г	85	917,85	529,5	57,7	940
Д	30	392,7	261,1	66,5	349
Ю-I	31	425,3	203,1	48	518
Ю-II	23	552,4	285,7	51,7	486
Всего		3839	2032,9	52,6	2889

Ең жақсы таңдалған, сақталған (эпоксидті шайырмен тұрақтандырылған, мұздатылған) және зерттелген 804, 4985, 5279 ұңғымаларынан ашылған өнімді шөгінділердің тау жыныстары.Әлсіз цементтелген құмды тау жыныстарды шығару есебінен кернді жоғары шығарумен,өнімді қима туралы толық түсінік алуға мүмкіндік берді. 804, 4985, 5279 ұңғымаларынан алынған тау жыныстар үшін ультракүлгін жарықта керн кесіндісін суретке түсіру және кешенді зерттеу жүргізілді, оның нәтижелері ҰГЗ материалдарын интерпретациялаудың негізі болып табылады.

Барлау ұңғымаларынан керн КазНИГРИ және ЦЛ КНГР, 1994 жылға дейін бұрғыланған пайдалану ұңғымаларынан – РосНИПИтермнефти-де, 2000 жылы керн сұрыптаумен бұрғыланған ұңғымалардан, "НИПИнефтегаз" АҚ және Core Lab Абердин қаласы, Шотландияда және 2005 жылы керн сұрыптаумен бұрғыланған ұңғымалардан, Corex (UK) Limited компаниясында және Questa Engineering Corporation компаниясында жүргізілді.

Барлық шығарылған тау жыныстар үшін толық литологиялық сипаттама жасалды.

4.1 Тау жыныс коллекторларының литологиялық-петрографиялық сипаттамасы

Керн алу арқылы бұрғыланған пайдалану ұңғымаларымен ашылған шөгінділер 1977 жылғы қорды есептеудегі литологиялық түрдегі тау жыныстармен көрсетілген. Айырмашылық жаңа керн жан-жақты зерттеуге қол жеткізген, құрғатылмаған, өте әлсіз цементтелген ұсақ түйіршікті құмды тау жыныстармен ұсынылған.

Құмды және құмды-алеврит тау жыныстары әлсіз және орташа цементтелген, мұнай қаныққан аралықтарда-қара, кара-қоңыр, қоңыр, су қаныққан жерлерде – ашық-қоңыр. Құрамында карбонат цементі бар жоғары құмнан басқа барлық құмды тау жыныстар ультракүлгін жарықта флюоресцирлейді. Сұр түсті түрлі реңктері бар кальцит цементті құмтас және аргиллит-алевролитті тау жыныстарының флюоресценциясы жоқ.

1977жылы қорларды есептеудегі литолого-петрографиялық зерттеу негізінде және керн бойынша пайдалану ұңғымаларынан, неоком және юра өнімдік қабаттарының қимасында келесі негізгі тау жыныстарының литотиптері бөлінді:

- құмтастар, ірі түйіршікті алевролиттер, әлсіз цементтелген құмтастар, саз бөлшегі бар ірі түйіршікті алевролиттер;
- карбонатты цементі бар құмтас-алевролиттер;
- саздар (сазды таужыныстар).

Юра шөгінділерінде көмір, әктас, әктасты құмтас, алевролиттер, әктасты саздар кездеседі.

Коллектор-таужыныстары болып келесілер табылады:

- әлсіз цементтелген, ұсақ түйірлі құмтастар;
- әлсіз цементтелген, ұсақ түйірлі құмтастар алевролиттермен және саздармен;
- әлсіз цементтелген, ірі түйірлі алевролиттермен, құмтастармен.

Құмтастардың сынық бөлігінің құрамы бойынша-полимикті.

804, 4985 және 5279 ұңғымаларынан алынған тау жыныстардың петрографиялық шлифтері бойынша, минералогиялық құрамын жартылай сандық бағалау нәтижесінде Д. Шутовтың минералды-петрокластикалық құмтас тау жыныстарының классификациясы бойынша, құмтастар аркозбен кварцты граувакка жататыны анықталды.

4.2 Физикалық-литологиялық қасиеттері және петрофизикалық тәуелділігі

Көріністер мен петрофизикалық тәуелділіктердің тәуелділігі керндік материал бойынша тау жыныстар қасиеттерінің сәйкестік дәрежесіне, өнімді қабаттарды қиғаштайтын тау жыныстар қасиеттеріне байланысты.

Жұмыста құрлықшілік аймақтың өнімді қабаттарынан керннің төмен шығуы көрсетілген. Осының салдарынан, коллектор-тау жыныстардың коллекторлық қасиеттері туралы түсінік негізінен контур сырты және контур аралығы аймақтарда іріктелген керн бойынша қалыптасқан. Контур іші аймағының ұңғымаларында ең жақсы коллектор-тау жыныстар әдетте шығарылмаған. Олар шығарылған жағдайда коллекторлық қасиеттер тау жыныстардың текстурасы бұзылған модельденген үлгілер бойынша (кеуектілігі бастапқы текстурасын сақтаған дұрыс емес форманың үлгілері бойынша жиі анықталған), ал петрофизикалық тәуелділіктер – текстурасын сақтаған, неғұрлым тығыз тау жыныстар бойынша анықталған.

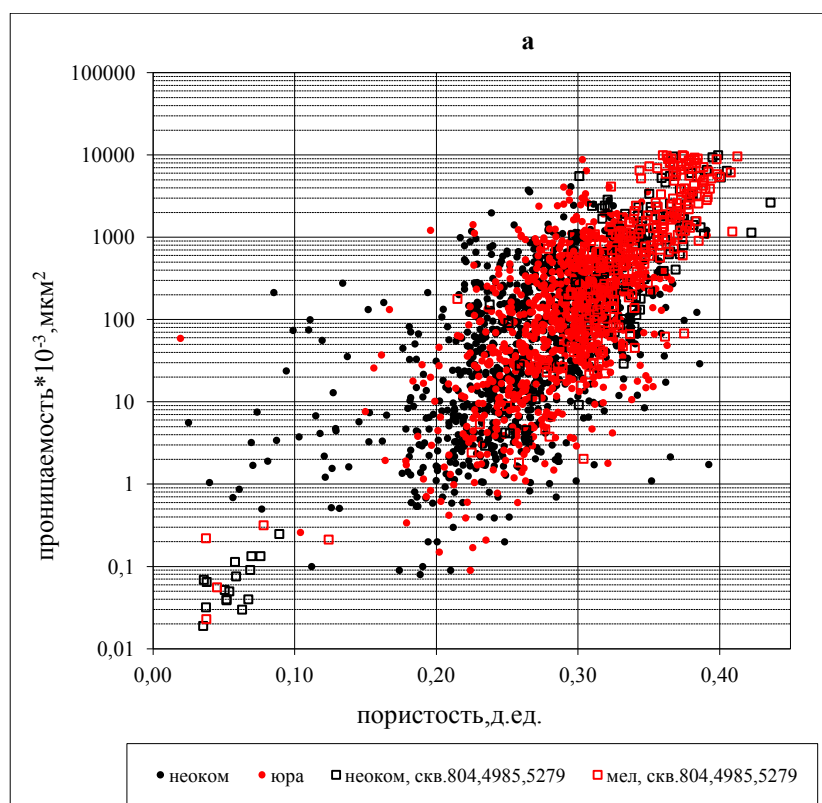
1977 жылы қорларды есептеуге зерттелген литофациялардан басқа, 804, 4985 және 5279 ұңғымаларынан алынған тау жыныстарды жан-жақты зерттеу, құрылымы сақталған және текстурасы бар өте әлсіз цементтелетін құмды тау жыныстар, коллектор-тау жыныстарының ФЕС-нің жоғарғы диапазонын, өткізгіштікке тәуелділік-кеуектілік, қалдық су қанықтығының кеуектілігі мен өткізгіштікке тәуелділігін анықтауға мүмкіндік берді. Қайта орындалған зерттеулер нәтижесінде кеуектілікті көлемі бойынша бөлу зерттелді, капиллярлы қысымның қисықтары анықталды, тау жыныстардың электрлік қасиеттері, оның ішінде катионды алмасу сыйымдылығы және өткізгіштігі зерттелді, "қалпына келтірілген" үлгілерде тау жыныстардың сулануы анықталды, қалдық су қанықтығы кезінде мұнай үшін тау жыныстардың өткізгіштігі анықталды. Тау жыныстарды-коллекторларды литологиялық-петрографиялық зерттеу нәтижелерімен қатар алынған тәуелділіктер мен байланыстар ҰГЗ деректерін түсіндіру үшін сенімді петрофизикалық негіз болып табылады.

4.3 Тау жыныстардың кеуектілігі-өткізгіштігі

804, 4985, 5279 ұңғымаларынан А, Б, В, Г, Д горизонттарының және Ю-І және Ю-ІІ горизонттарының шөгінділері үшін 1994 жылға дейін зерттелген тау жыныстардың кеуектілік-өткізгіштігі арақатынасын салыстыру жаңа технология бойынша іріктелген кернмен ұсынылған тау жыныстардың сыйымдылық-сүзу қасиеттерінің өзгеруінің жоғарғы шегін арттырғанын көрсетеді.

Өнімділік қимасының тау жынысын толық сипаттайтын 804, 4985, 5279 ұңғымаларынан кернді зерттеу нәтижелері бойынша алынған кеуектілік-өткізгіштігі, әртүрлі өнімді қабаттардың тау жыныстары үшін ырылатын арақатынаста және ұңғымалардың орналасуына байланысты қандай да бір елеулі айырмашылықтар байқалмайтынын көрсетеді.

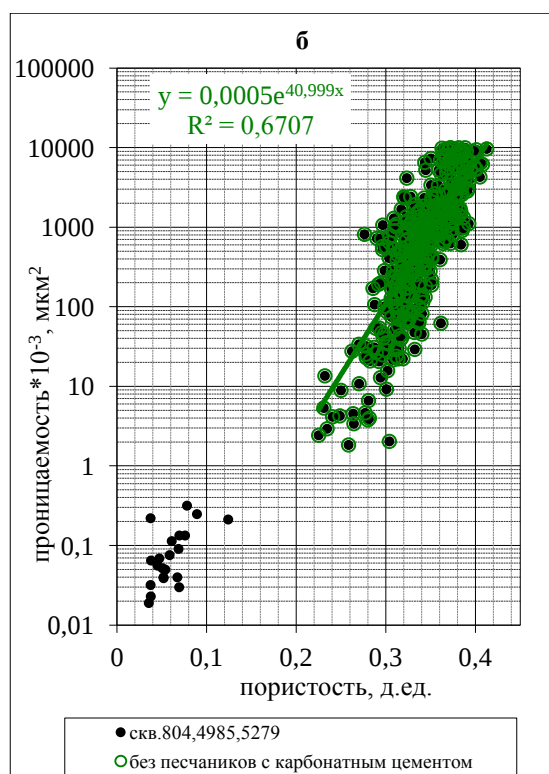
Неокомдық және юралық өнімді шөгінділердің ФЕС сәйкестігін көрсететін Кпр-Кп салыстыруы көрсетілген. (сурет 4.3 а)



Сурет 4.3а – Өтімділік пен кеуектілік арасындағы байланыс

Бұл юра мен бор өнімді шөгінділері бірыңғай петрофизикалық нысан екенін растайды.

Кеуектілік-өткізгіштігінің ара-қатынас түрі 804, 4985 және 5279 ұңғымалардан (стандартты және арнайы кешендердің үлгілері) тау жыныстардың сыйымдылық-сүзгіш қасиеттерін анықтау нәтижелері бойынша белгіленген (сурет 4.7 б). Негізінен сазды цементі бар тау жыныстар үшін тәуелділік түрі бар.

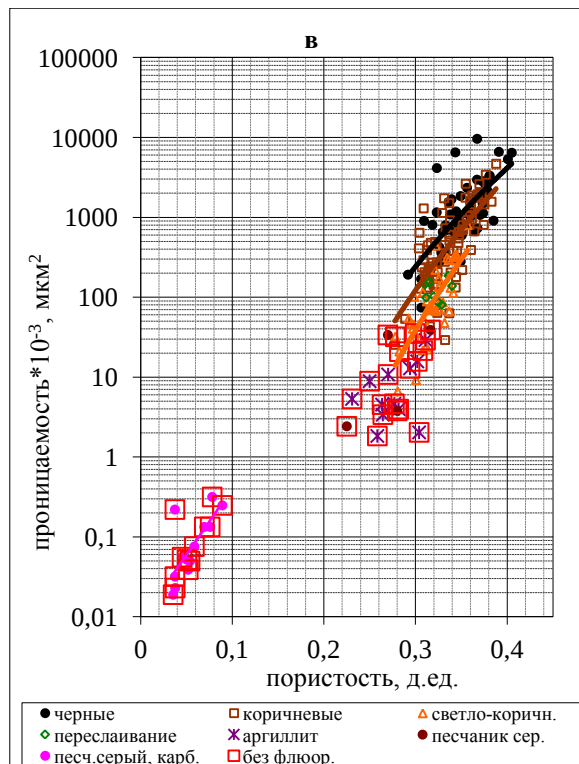


Сурет 4.36 – 804,4985,5279 ұңғымаларынан алынған керннің өтімділігі пен кеуектілігі

$$K_{\text{өтк}} = 0,0005 * e^{40,999 K_{\text{кеу}}} \quad (R^2 = 0,67) \quad (1)$$

Ең жақсы сыйымдылық-сүзгіш қасиеттерге аз цементтелген біртекті құмтас және саздың сирек қабаттары бар құмтас жатады.

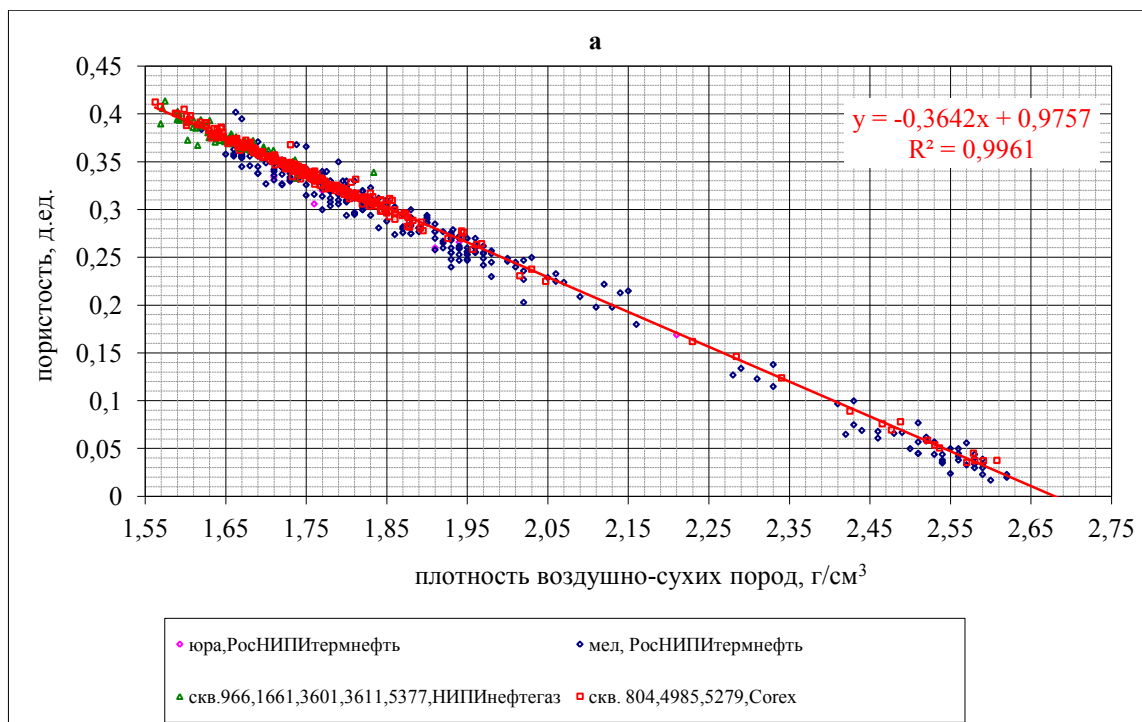
Мұнайға қаныққан аймақтарда сыйымдылық-сүзгіш қасиеттері тау жыныстардың түсінде көрініс табатын тау жыныстардың мұнаймен қанығу дәрежесін анықтайды. Мұнайға қаныққан таужыныстар қара, қоңыр, ашық қоңыр түстермен көрсетіледі. Оларға құм, құмтастар жатады. Мұнайға қанығу белгілері жоқ тау жыныстар (ультракүлгін жарықта майдалау жоқ) кеуектілігі және өткізгіштігі бар, тиісінше кеуектілігі 0,23-0,29, өткізгіштігі $(1,8-29,2) * 10^{-3}$ диапазондарда өзгертін аргиллиттермен ұсынылған және кеуектілігі 0,09-ға дейін, өткізгіштігі $0,032 * 10^{-3} \text{ мкм}^2$ -ге дейін өзгертін кальцит цементі бар құмтастармен ұсынылған (сурет 4.7 в).



Сурет 4.7 в – мұнайға қаныққан тау жыныстардың өтімділігі мен кеуектілігі арасындағы байланыс

4.4 Тау жыныстардың тығыздығы

Құрғақ тау жыныстардың тығыздығының арақатынасын анықтау кезінде-кеуектілік 1987-1994 жылдары Роснипитермнефтьдегі НИПИнефтегаз АҚ-да (ұңғыма 966,1661,3601,3611,5377) және Corex (ұңғыма 804,4985,5279) орындаған кернді зерттеу нәтижелерінен алынды. 1977 жылы қорларды есептеуге керн бойынша анықталған тау жыныстар мен түйіршіктердің тығыздығы пайдаланылмады, өйткені МГКР ЦЛ-да түйіршіктердің тығыздығын анықтау кезінде әдістемеден елеулі ауытқуларға жол берілгені айтылған. Кернді зерттеу нәтижелерінің кестесінде зерттеу жүргізген ұйым туралы мәліметтер жоқ, бұл ақауларды орындауға мүмкіндік бермейді. Тау жыныстарының тығыздығы ($\rho_{\text{тау жыныстар}}$) – кеуектілігі ($K_{\text{кеуектілік}}$) (сурет 4.4 а) бор мен юра шөгінділері үшін сараланбаған.

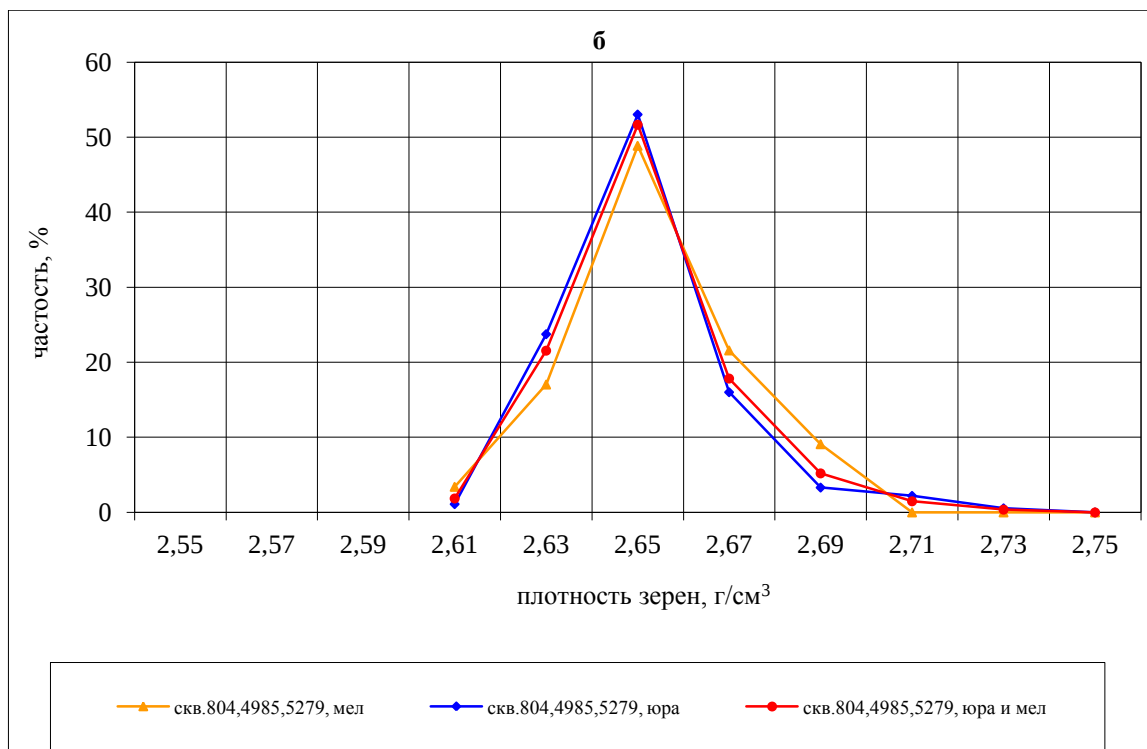


Сурет 4.4а – таужыныстардың кеуектілігі мен тығыздығы арасындағы байланыс

Ұңғымадан 966, 1661, 3601, 3611, 5377 керн бойынша $\rho_{\text{тау жыныстар}}$ және $K_{\text{кеуектілік}}$ параметрлері неғұрлым жоғары коллекторлық қасиеттері бар зерттелген тау жыныстардың қасиеттеріне сәйкес келетін тар диапазонда өзгереді. $\rho_{\text{т}}$ - $K_{\text{к}}$ қатынасында Роснипитермнефтиде зерттелген керн бойынша бор мен юра шөгінділері үшін дифференциация жоқ. $\rho_{\text{т}}$ - $K_{\text{к}}$ параметрлерінің байланысын көрсететін 804, 4985, 5279 ұңғымалардан керн бойынша анықталған барлық нүктелер қарастырылатын параметрлерге сәйкес болғандықтан, онда $K_{\text{к}}=f(\rho_{\text{т}})$ тәуелділігі осы ұңғымалардан алынған керн нәтижелері бойынша анықталады.

$$K_{\text{к}} = -0,3642 \cdot \rho_{\text{т}} + 0,9757 \quad (R^2 = 0,9961) \quad (2)$$

Берілген $\rho_{\text{т}}$ - $K_{\text{к}}$ арақатынасына сүйене отырып, түйіршіктердің максималды тығыздығы ($K_{\text{к}} = 0,04-0,12$) орташа $2,66 \text{ г/см}^2$ құрайды. Сазды цементі бар құмды тау жыныстар үшін түйіршіктердің орташа тығыздығы $2,65 \text{ г/см}^3$ (сурет 4.4 б).



Сурет 4.4 б – түйіршіктердің тығыздығын керн арқылы анықтау

4.5 Тау жыныстардың суға қанықтығы

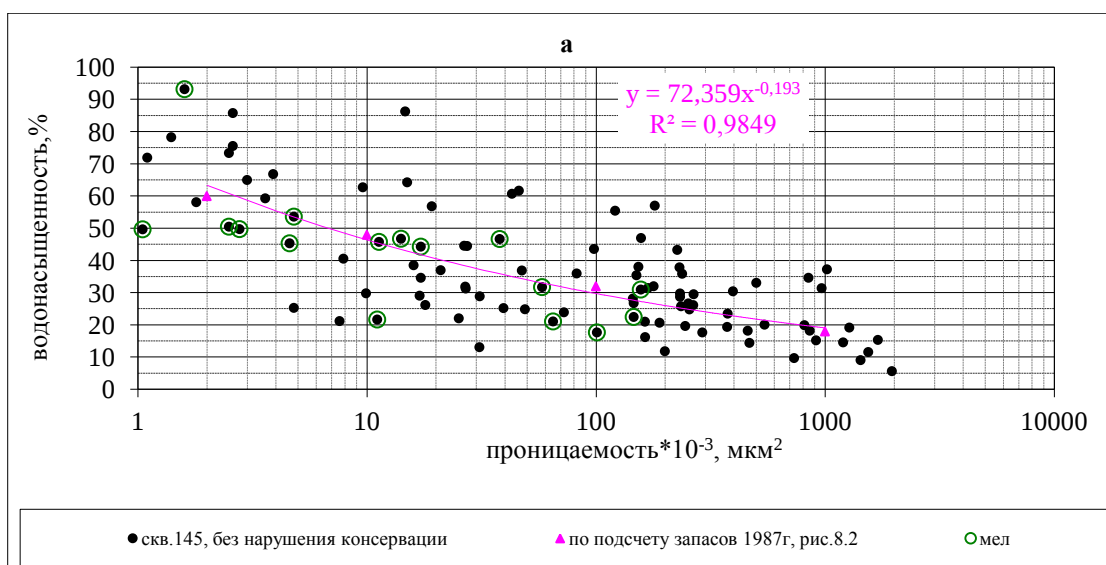
Тау жыныстардың су- (S_c) және мұнайға қанығуы (S_m) әк-битум ерітіндісінде бұрғыланған 145 және 134 ұңғымалардан консервіленген керн бойынша тура әдіспен, 804, 4985, 5279 ұңғымалардан керн бойынша жанама әдістермен, 966, 1661, 3601, 3611, 5377 және 804, 4985, 5279 ұңғымалардан керн бойынша Дина-Старка әдісімен, сазды бұрғылау ерітіндісінде бұрғыланған 966, 1661, 3601, 3611, 5377 және 804, 4985, 5279 ұңғымалардан бұрғылау әдісімен анықталды.

Сақтау кезіндегі бұзылуларға байланысты 966, 1661, 3601, 3611, 5377 ұңғымаларынан керн бойынша су қанықтығын анықтау нәтижелері қаралмайды.

134 және 145 ұңғымалардан керн бойынша суға қанықтықты анықтау нәтижелері

134 ұңғыма құрлықаралық аймақта бұрғыланған, Г бумасының керні бойынша алынған тау жыныстардың суға қанықтығы тау жыныстардағы қалдық және жылжымалы судың шағылысуы болып табылады.

145 ұңғымада су-мұнай қанықтық А, Б, В, Г, Ю-I, Ю-II қабаттарынан керн бойынша анықталған. Қалдық су қанықтырылуын бағалау үшін (S_c) ашық кеуектілік анықтамасы бар керн үлгілері бойынша су-мұнайға қанықтырылуын анықтау нәтижелері пайдаланылды (цилиндрлер және тау жыныстардың тілімдері) (сурет 4.5 а).

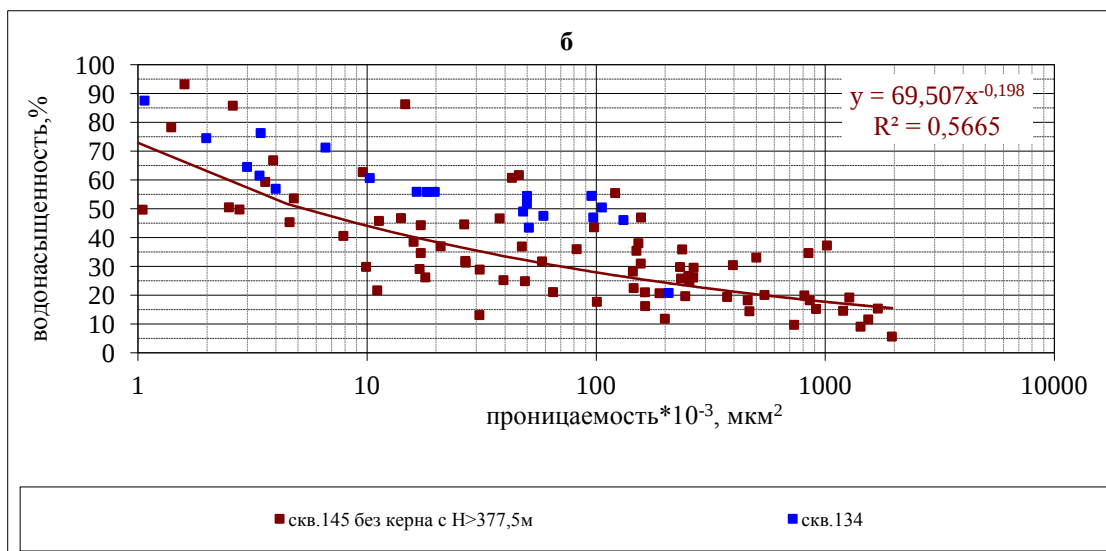


Сурет 4.5а – су қанықтылықты керн бойынша анықтау

Бұл суретте сондай-ақ 1977 жылы қорларды есептеуде қабылданған су қанықтығы-өткізгіштігі арасындағы байланыс көрсетілген.

Мұнай қаныққан аймақтан алынған тау жыныстардың зерттелген үлгілері үшін, (322-326; 350,5-366, 374-377,5 м) ҰГЗ бойынша бөлінген коллекторлардың аралықтарымен біріктірілген кернді іріктеу аралықтарында өткізгіштік- су қанықтылық келесідей өрнектеледі:

$$S_c = 69,507 \cdot K_{\theta}^{-0.1982} \quad (R^2 = 0.57) \quad (\text{сурет 4.5 б}) \quad (3)$$



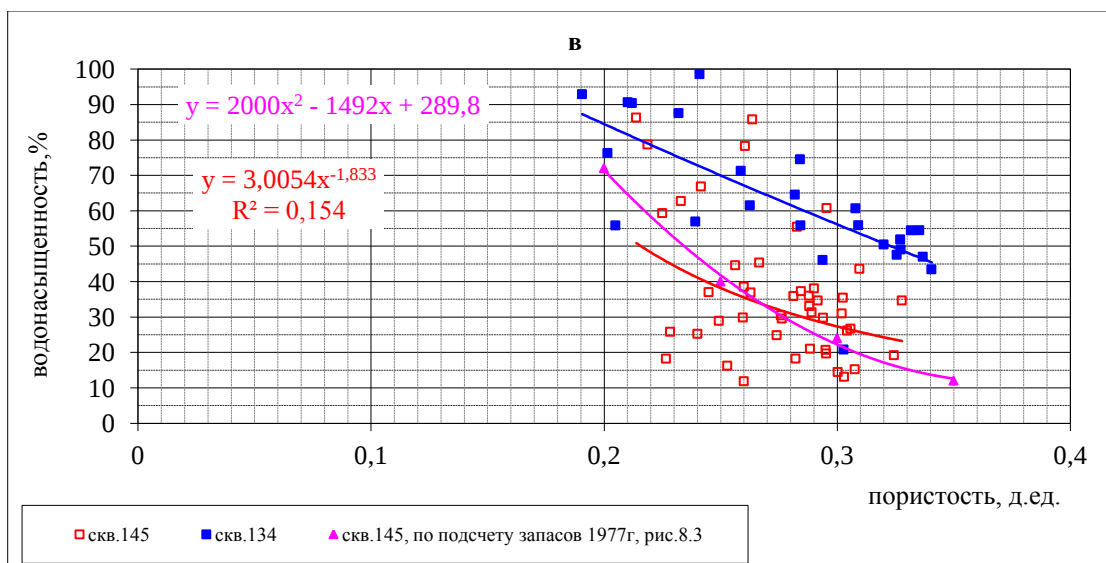
Сурет 4.5 б – Су қанықтылықты керн бойынша анықтау

Бұл жерде 134 ұңғымадан алынған бор шөгінділері тау жыныстарының суға қанықтығы деректері көрсетілген. 134 ұңғымадан алынған өткізгіштігі 0,02 мкм²-тан көп болатын таужыныстардың су қанықтылығы көп, 145 ұңғымадан

дәл сондай өткізгіштікке ие тау жыныстардың су қанықтылығына қарағанда, ал егер де өткізгіштігі $0,02 \text{ мкм}^2$ -тан аз болса екі ұңғыма тау жыныстарының су қанықтылығы теңеседі ($S_{\text{ср}}=72\%$ және $S_{\text{ср}}=75\%$ сәйкесінше 145 және 134 ұңғымалар бойынша).

Алынған тәуелділік пен қорытындылардың шынайылығы газ үшін тау жыныстардың өткізгіштік шамасының белгісіздігімен анықталады, өйткені оны анықтау үшін пайдаланылған үлгілердің сапасы белгісіз (цилиндрлік форманың үлгісі немесе қопсытылған тау жыныстардан "модельденген").

Мұнай қаныққан аймақтан 145 ұңғымадан алынған тау жыныстардың зерттелген үлгілері үшін кеуектілік пен суға қанығу арақатынасының корреляция коэффициенті төмен (сурет 4.5 в).



Сурет 4.5 в – Суқанықтылықты керн бойынша анықтау

Бұл кеуектілігі цилиндрлік үлгілер бойынша анықталған саз балшықты цементтелген тау жыныстардың болуы есебінен кеуектілігі 27%-ға дейінгі тау жыныстар үшін 12-86% қалдық су қанығу шамасының кең диапазонымен түсіндіріледі.

4.6 Тау жыныстардың электрлік сипаттамалары

Тау жыныстардың электрлік кедергісі 1977 жылы, 3974 және 4146 (25) ұңғымалардан және 2005 жылы ұңғымалардан керн алу бойынша зерттелді, ол бойынша катиондық алмасу сыйымдылығы және тау жыныстардың өткізгіштігі зерттелді.

Катиондық алмасу сыйымдылығы 804, 4985, 5279 ұңғымаларынан алынған тау жыныстардың 18 үлгісі бойынша зерттелген. Құмдақ пен саздың жұқа қатпарлануымен және 804, 5279 ұңғымаларынан 0,319-0,401 кеуектілігі бар біртекті құмтас тау жыныстарының 8 үлгісі бойынша және 0,038 және 0,067

кеуектілігі бар карбонатты құмтас ұсынылған 4985 ұңғымаларынан тау жыныстардың екі үлгісі бойынша сазды минералдардың құрамы анықталды. Алмасудың массалық сыйымдылығы ($Q_{0,01m}$), келтірілген алмасу сыйымдылығы (q_v) және сазды минералдардың жиынтық құрамы (XRD деректері бойынша) келесі шектерде өзгереді (кесте 4.6).

Кесте 4.6 – 804,4985,5279 ұңғымаларынан алынған керн арқылы алмасу сыйымдығын анықтау

Тау жыныс түрі	K_{key}	$C_{сaz}$, % үлгі массасынан	$Q_{0,01m}$, мг-экв/100г кұрғақ тау жыныстар	q_v , мг- экв/см ³ кеуектілік көлемі
Біртекті құмтас	0,319- 0,323	15,8-18,7	5,19-7,11	0,335- 0,395
Саз қабатшалары бар құмтас	0,326- 0,401	8,2-18,8	3,18-8,11	0,126- 0,443
Карбонатный песчаник	0,038- 0,067	6,7-7,9	3,14-3,34	1,167- 2,268

Тау жыныстардың алмасу сыйымдылығы ($Q_{0,01m}, q_v$) олардың массалық (C_c) немесе салыстырмалы саздылығымен (C_c/K_k) өседі, келесі қатынасқа сәйкес:

$$Q_{0,01m} = 0,3135 \cdot C_c + 1,1344 \quad (R^2 = 0,637) \quad (4)$$

$$q_v = 1,3659 \cdot (C_c/K_k) - 0,2836 \quad (R^2 = 0,9643) \quad (5)$$

Бастапқы (30000 ppm) 75, 100, 150, 200% минералдандырумен NaCl (C_w) ерітіндісінің өткізгіштігіне байланысты тау жыныстардың өткізгіштігі (C_o) 804, 4985, 5279 ұңғымалардан алынған 18 үлгі-коллекторлар үшін зерттелді. Зерттелген үлгілер негізінен құмтас пен саздың (кеуектілігі 0,331-0,395 және өткізгіштігі 0,493 – 9,437 мкм²) жұқа қабатталуымен көрсетілген.

Тау жыныстардың электрлік кедергісі

1977 жылы қорларды есептеуге кеуектілік параметрінің (P_k) кеуектілікке (K_k) тәуелділігі 38-40 г/л (22 үлгі) минералдандырумен қабаттық су моделімен қаныққан цилиндрлік формадағы экстрагенттелген, цементтелген үлгілердің электрлік кедергісін зерттеу нәтижелері бойынша анықталды және келесі түрге ие болды:

$$P_k = 0,35 \cdot K_k^{-2,16} \quad (6)$$

5 Ұңғымаларды өнеркәсіптік-геофизикалық зерттеу кезіндегі интерпретация қорытындылары және зерттеу әдістері

Бөлімді құру барысында 2286 ұңғыма бойынша геофизикалық зерттеу материалдары алынды, оның ішінде 26 іздеу-құрылымдық, 39 іздеу, 14 барлау ұңғымалары, қалғандары эксплуатационды ұңғымалар.

5.1 ҰГЗ жүргізудің геологиялық-техникалық шарттары

Қаражанбас кенорынының өнімді қабаттары юра мен бор жасындағы шөгінді тау жыныстардан құралған. Мұнай және газ шоғырлары 220-480 м тереңдікте орналасқан, мұнайы жоғары тұтқырлықпен сипатталады.

Барлау ұңғымаларындағы өнімді интервалдар қабаттарында термометрмен анықталған қабат температурасы орташа тереңдікте 25-35⁰С арасында өзгерген, шоғырлар бойынша қабат қысымы 3.3-тен 5.7 Мпа-ға дейін.

Қабат сулары – хлорлы топтың әлсіз хлорлы-кальцийлі типі, натрийлі болып келген (В.А.Сулин бойынша). Қабат суларының электрлік кедергісі 0.125 Омм-ге тең (минералогиялық мәліметтер қолданылған (2)-ші палеткада анықталған (юра мен бор үшін орташа есеппен - 45г/л) және температура (шамамен 30 °С).

Кенорында геофизикалық зерттеулер негізінен 168 мм өндіру колоннасы астындағы 216 мм диаметрлі қашаулармен бұрғыланған ұңғымаларда жүргізілді. Тек 59-шы ұңғыма 146 мм өндіру колоннасы астымен өткен диаметрі 196 мм болатын қашаулармен бұрғыланды.

Іздеу-құрылымдық, іздеу және барлау ұңғымаларын бұрғылау кезінде сазды ерітінділер әр түрлі тұзды суларда дайындалды. Бұрғылау үрдісінде ерітінділерде УЩР, КМЦ, КССБ, полиэтиленді үгінділер және де басқалардың үлестері болды. Сазды ерітінділердегі кедергілер 0,06 Омм – 0,45 Омм арасында өзгеріп отырды. Олар ұңғымаларды БКЗ қисықтары бойынша анықталды. Ерітінділердің массалық үлесі 1.2 – 1.3 г/см³, тұтқырлығы 80 – 120 сек .

Ашық оқпандардағы өнеркәсіптік-геофизикалық әдістерді тіркеу массалық үлесі 1,2-1,8 г/см³, тұтқырлығы 38-75 с, су беруі 3-7,8 г/см³/30сек-қа тең сазды ерітінділер бойынша жүргізілді.

ҰГЗ өнімді интервал бұрғыланғаннан кейін 5 тәуліктен аспайтын мерзімде орындалды.

Геологиялық-техникалық шарттар өздігінен поляризациялану әдісі үшін (ПС) үнемі пайдалы бола бермеді. Оның себебі қабат сулары мен жуу сұйықтарының фильтратының минералогиясымен жақындығы, одан бөлек коллекторларда кавернді түзілудің жоғарылығы ҰГЗ әдістеріне кері әсерін тигізді.

5.2 ҰГЗ әдістерінің көлемі мен кешені, және олардың сапасы мен әсері

Іздеу-құрылымдық және барлау бұрғылаулары кенорында 1975 жылдар мен 1977 жылдар аралығында орындалды. Эксплуатациялық бұрғылау 1980-ші жылдары басталып қазіргі кезге дейін жалғасып жатыр.

5.2.1 ҰГЗ әдістері кешені, орындалған жұмыстардың көлемі

Барлау кезеңіндегі іздеу-құрылымдық, іздеу және барлау ұңғымаларындағы геофизикалық зерттеулер масштабы 1:500 тереңдіктегі барлық оқпандарда және 1:200 масштабта өнімді қабат интервалдарында егжей-тегжейлі жүргізілді.

Барлау ұңғымаларындағы геофизикалық зерттеулердің жалпылама кешенінің 1:500 масштабы тереңдіктегі ашық оқпанда анықталған әдістер: стандартты каротаж жабыны (N0.5M2A) және градиент-зондты табаны (M2A0.5B), өздігінен поляризациялану (СП), кавернометрия (ДС). Радиоактивті каротаж (РК) - гамма каротаж (ГК) және екінші дәрежелі гамма-сәулеленуден тұрады.

Зерттеулер кешеніне жоғарыда аталғандардан бөлек жекеленген ұңғымалардағы бүйірлік каротаж зонды (БК) A0.4M0.1N, A1M0.1N, A4M0.5N, A8M1N, микрозондылану (МКЗ) микроградиент - A0.025M0.025M және микропотенциал - A0.05M зондылары, индукционды каротаж (ИК), микробүйірлік каротаж (МБК), микрокавернометрия (МКВ) да кірді. Ұзақ аялдаудан кейін ұңғымалар қатарындағы геотермиялық градиентті зерттеу мақсатында барлық оқпандарда 10 тәулік жазба жүргізілді.

Ұңғыма оқпандарын кеңістікте бақылау үшін инклонинометрия жұмыстары орындалды. Есепнамалар барлық ұңғымаларды 25 м сайын нүкте түрінде жүргізіліп отырылды.

Колонкаларды цементтеудің сапасы мен көтерілу биіктігін анықтау акустикалық цементометрия (АКЦ) көмегімен анықталды.

Барлау кезеңіндегі бұрғылаудың ҰГЗ материалдары таспсырыс берушілерге цифрланған түрінде (LAS файлдар) берілді.

2000 жылға дейін эксплуатационды ұңғымалардағы геофизикалық зерттеулердің БКЗ-ден басқалары барлау ұңғымаларының зерттеулеріне ұқсас болды. БКЗ міндетті зерттеулер қатарынан алынып тасталды. Ұңғымаларды зерттеу қатары (966, 2565, 2715, 3591, 3601) Акустикалық каротаж (АК) әдісімен толықтырылды.

2000 жылы ұңғыманы геофизикалық зерттеулер кешені BAKER HUGHES компаниясымен орындалды және келесі әдістер қамтылды: гамма-каротаж (ГК), спектральды гамма-каротаж, тау жыныстағы калийді тіркеуші қ (К), торий (Th), уран (U), кавернометрия, нейтронды каротаж кешені (CNL), фотоэлектрлік эффект жазбасы (PEF), лито-тығыздықты каротаж (LDT), үш

зондылы индукционды каротаж (SFL), өзідігінен поляризациялану (PS). Ұңғымалар қатарында серпімді толқындар жүрісі мен 3 ұңғымадан сынама алу арқылы акустикалық каротаж орындалды.

Байқағанымыздай ҰГЗ кешені түрлі уақытта орындалатындығымен, әдістер жиынтықтарымен ерекшеленген, сонымен қатар техникалық сипаты бір әдістердегі нейтронды каротаж жазбасы ұңғымадағы кеуектіліктің мәнінің әсерімен орындалынған. Келесі ескерілетін жағдай, 2000-ші жылдан бастап заманауи модульді аппаратура кешенінің дамуымен ҰГЗ әдістерінің сапасы және кешендердің ақпараттылығы өскен [3].

5.2.2 ҰГЗ әдістерін жүргізудің техникасы және әдістері

90-шы жылдарға дейін ҰГЗ-ның әдістері АКС-Л/51, АКС-Л/7 каротаж станцияларымен анықталды.

Бүйірлік каротажды зондылау (БКЗ) КСП-2 приборымен жүргізілді. Ал бүйірлік каротаж жазбасы АБК-3, ТБК-2 аппаратурасымен, индукционды каротаж - ПИК-2Ф, ПИК-1М приборларымен өлшенді.

РК диаграммалары ТРКУ-100 и ДРСТ (ДРСТ-1, ДРСТ-3) приборларымен жазылды. ГК - мкР/сағ, ал НГК шартты бірліктермен өлшеніп алынды. Акустикалық каротажды есептеу кезінде СПАК (СПАК-4 и СПАК-6) аппаратурасы қолданылды. 2000 жылға дейін эксплуатационды бұрғылау мен барлау этабында пайдаланылған приборлар туралы нақты мәліметтер, жылдамдықтар және жазба масштабтары көрсетілген.

2000-ші жылдардан бастап зерттеулер BAKER HUGHES фирмасының аппаратурасымен алынды.

5.2.3 Жүргізілген жұмыстардың сапасы

Ұңғымалардағы өнеркәсіптік-геофизикалық зерттеулер «Техникалық нұсқаулық» талаптарына сай орындалынды.

Барлау этабындағы ҰГЗ-ның сапасын бағалауда РК,БК және микрокаротаж диаграммаларында жекелеген ақаулар анықталды. Олар оң және теріс заңдылық сай емес жерлерде, МКЗ қисықтарының сәтсіз жазбаларында, БК көрсеткіштерінің төмендеген тұстарында көрініс тапқан. Айта кететін нәрсе, материалдардың ең жетіспейтін негізгі тұсы – каверн нөмірі, ПС қисықтары туралы аз ақпарат, кейбір жерлерде микрозондтардың зерттеу жұмыстарының сапасына сай келмеуі. Ал қолайсыз өлшеу шарттарына келер болсақ - қабат сулары мен жуу сұйықтарының фильтраттарының минералогиясының жақындығы, ұңғыма қабырғаларының өлшемдеріне әлсіз цементтелген коллекторлардың сәйкес келмеуі. Ұңғымалар бойынша алынған қордағы бұрынғы мәліметтер цифрлы түрде сақталған, және материал көлемі жеткіліксіз.

Мысалы, 160-шы ұңғымада ҰГЗ материалдары қиманың өнімді бөлігінде фрагментті, ал 136-шы ұңғымада А бумасының коллекторлары жарықтандырылмаған (ҰГЗ өлшеулері 280 м тереңдіктен басталады), 78А және 86А ұңғымалары ГК өлшеулері жоқ, 1К, К1 ұңғымалары - қабаттардың кедергісін бағалау үшін электрокаротаж әдісі қолданылмаған, 27 ұңғымада НК өлшеулері жоқ.

Тапсырыс беруші ұсынған 2000 жылға дейінгі НК материалдарын талдау НК каротаждық қисықтардың масштабтары кейде кеуектілік бірліктеріне ұқсас мәндердің ерікті жиынтығын, кейде шартты бірліктерін көрсететіндігін көрсетті, көбінесе сазды және тығыз тау жыныстарда кеуектілік ауқымдырақ болды. Дегенмен, НК диаграммаларының ауқымын таңдау үшін келесі тәсіл қолданылды:

- егер масштабтың мәндері үлестік кедергінің ұлғаюымен ұлғайған болса, каротаждық диаграмма шартты бірліктерде болуы тиіс деп болжалды, жоғары меншікті кедергісі бар кез келген "тығыз қабаттар" төмен кеуектілікті болуы тиіс.

- егер масштабтың мәндері үлестік кедергінің ұлғаюымен азайса, каротаждық диаграмма масштабта көрсетілген абсолюттік шамаларға қарамастан кеуектілік бірлігінде болды деп болжалды.

НК көрсеткіштерін цифрлеу және аудару процесінің дәлдігі бойынша түсініспеушіліктің салдарынан нейтрондық каротажды сандық интерпретация үшін пайдаланбауға шешім қабылданды. Бұдан әрі НК деректері тиімді қалыңдықтар бөлінгенде ғана сапалы деңгейде пайдаланылған.

ҰГЗ кешендерінің сапасы корреляция, зерттелініп отырған қимадаға жанасушы және литотипті тау жыныстардың формаларымен бағаланды.

Жалпылай алғанда іздеу-құрылымдық, іздеу, барлау және өндіру ұңғымаларын зерттеу барысында алынған өнеркәсіптік-геофизикалық мәліметтерді сапасына қарай 2000-ші жылға дейін бұрғыланғандарды қанағаттандырырлық десек, 2000-ші жылдан кейін бұрғыланған ұңғымаларды талаптарға сәйкес келгендіктен жақсы деген баға қоя аламыз [4].

5.3 Коллекторларды және қасиеттерін бағалау әдісі

1977 жылы қорларды есептеуде ҰГЗ интерпретация материалдар «қолмен» орындалды. Бұл ҰГЗ бойынша кеуектілік бағаланбады, коллекторларды бөлу және эффективті қалыңдықты бағалау сапалық көрсеткіштеріне қарай жүргізілді. Сапалық интерпретация тек қана келесі жағдайда: керн бойынша анықталған, мұнайгаз қанықтылық коэффициентін және қанықтылық коэффициентін бағалайтын қабат кедергісінің шамасын анықтау үшін қолданылды.

Талдамалар уақытына байланысты екі каротажды мәліметтер тобы жіктелді – ҰГЗ-ның кешенді материалдары 2000-ші жылға дейін және кейін. Олар өз арасында әдістерінің жинағымен ерекшелінді, алайда 2000-ші жылға

дейінгі материалдарда тығыздық каротажы жоқ болды. Біздің жұмысымызда “Digital Formation” (Денвер, Колорадо, АҚШ) және “Қаражанбасмұнай” компанияларының мамандарымен жасалынған ҰГЗ интерпретациясының қорытынды материалдары қолданылды. Деректерге төменде көрсетілген интерпретация модельдерінің түзетулері енгізілді. ҰГЗ кешенінің толықтығына байланысты тиімді қалыңдықтар бөлініп, олардың сыйымдылық қасиеттері мен қанықтығы бағаланды. Коллекторларды бөлу үшін қажетті қисықтардың болмауына байланысты бірқатар ұңғымалар бойынша келтірілген ҰГЗ интерпретациясының нәтижелері пайдаланылды.

5.3.1 Коллекторларды бөлу, эффективті қалыңдықты анықтау

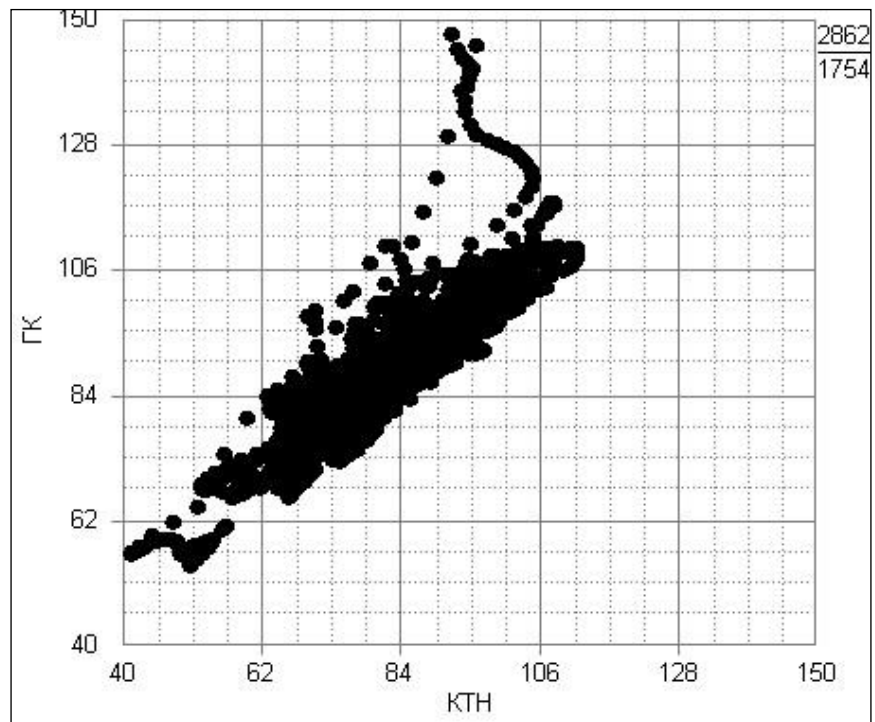
Керн талдамасы бойынша өнімді қима түрлі сазды материалдар, цемент және саз құрамды құмтасты-алевролитті шөгінділермен көмкерілген. Одан бөлек, юра түзілімдерінде көмір, әктас, әкті құмтастар мен әкті алевролиттер, сонымен қатар саздар кездескен.

«Біртекi» коллекторларға – әлсiз цементтелген құмтастар (құмдар) және аздаған сазды материал құрамды алевролиттер (алевриттер) жатқызылды. Көбiнесе құмтасты-алевролиттi «бiртектi» коллекторлардың қабаттары сазды тау жыныстардың қалыңдығында мм-ден см-ге дейiн құрады. Заттық құрамы бойынша құмтастардың сыртқы қабаты полимиктiлi. Құмтастардың барлығы дерлiк борпылдақ, тез шашыраңқы, ұңғымаларды бұрғылау кезiнде сұйықтармен тез жуылғыш.

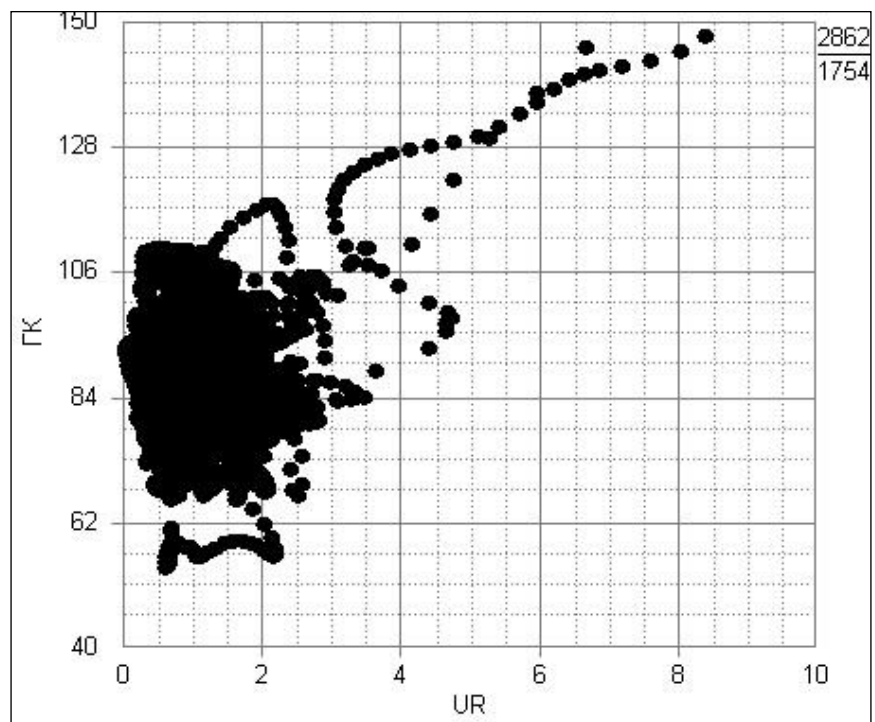
Қиманы жүйелеп бөлу кезінде коллекторлар мен жанасушы тау жыныстарға сапалы көрсеткiштi жиынтықты,терригендi сипаттағы коллекторлар тартылды.

Басында ГҚ, НГҚ (КНК), ИК (БК), ГГҚп диаграммаларында саздар және құмтасты-алевролиттi түрлiлiк сипатына қарай ажыратылды.

ИК диаграммаларында саздар төменгi мәндi электрлiк кедергiге ие (1,3-1,9 Омм шегiнде), нейтронды кеуектiлiк 0,48-0,57 бiрлiк, тығыздығы шамамен $2,2 \text{ г/см}^3$ және жоғары табиғи радиоактивтi мәнге ие 90-110 GAPI аралығы. Спектрометриялық гамма-каротаж талдамасы өнiмдi түзiлiмдердiң табиғи радиоактивтiлiгi негiзiнен калий мен торий концентрациясы көмегiмен анықталынатындығын көрсеттi. 5.1 (а, б) суретте 5279-шы ұңғымадағы калий+торий (КТН) концентрациялары және уранды (UR) ГҚ көрсеткiштi мысал келтiрiлген.



Сурет 5.1 а – өнімді шөгінділердің табиғи радиоактивтілігін калий, торий, концентрациясын арқылы анықтау



Сурет 5.1 б – өнімді шөгінділердің табиғи радиоактивтілігін уран концентрациясын арқылы анықтау

Одан басқа, қимада осы ұңғыма бойынша КТН және UR сызықтары көрсетілген. Суреттен және қосымшадан көріп отқанымыздай ГК-да уранның

көрсеткіші көп байқалмайды, кейбір интервалдарда уранның жоғары концентрациясы байқалған. Көп бөлікте жоғары көрсеткішті КТН сызықты сазды интервалды болып келген [6].

Потенциалды коллекторлар - құмтастар мен алевролиттердің табиғи радиоактивтілік (МК) мәндерінің төмендеуі, ГГКп диаграммаларындағы тығыздықтың төмендеуі, CNL диаграммаларындағы көрінетін кеуектілік (немесе МГК орташа көрсеткіштері), мұнайға қаныққан коллекторлар үшін ИК (БК) аймақтарындағы кедергінің артуы және суға қанықпаған коллекторларға қарсы төмендеу бойынша сыйысымды саздар аясында бөлінді.

ПС және кавернометрия әдістері іс жүзінде коллекторларды анықтауда тартылмады:

- ПС сызығы бей-берекет сипатқа ие – құмды-алевролитті жерлерде оң әрі теріс амплитуданы да көрсетті. Бұл жағдай «саз сызығының» бар-жоғына байланысты болды.

- кавернометрия сызығы да номинальды диаметрден жоғары көрсеткішке қарай ауытқыды (бұрғылау кезіндегі борпылдақ коллекторларда), біресе төмендеді (сазды қабықта).

Каротаж диаграммаларында тығыздығы әртүрлі құмтастар мен алевролиттер ($2,2 \text{ г/см}^3$ жоғары) тығыздық мәндерінің жоғарылауымен ажыратылды.

ГК диаграммаларында төменгі мәндегі, жоғары нейтронды каротаж бен тығыздықты каротаж диаграммаларында төменгі мәнді қабаттар бұрыштық қабаттарға жатқызылды.

Жалпы қабаттағы эффективті қабаттарды анықтауда тығыз, сазды және бұрыштық қабаттар ескерілді. Минималды 0,4 м болатын қабаттар ажыратылды.

Мұнайға қаныққан коллекторлар БК, ИК электрометрия кедергілерінің өсуімен белгіленді. Жоғары саздылықты әрі сапалы коллекторлық белгілері бар қабаттар $K_{\text{саз}} < 50\%$ тобына жатқызылды.

Өнімді коллекторлар суқанықтылық мәнімен $K_{\text{с.к.}} \leq 0,56$ бірлік есептелінді.

Жұмыста барлау ұңғымаларындағы коллекторлардың кедергісі көрсетілген. Суды сынамағанда алынған коллекторлардың интервалдарының кедергілері 1,7 Омм – 3,0 Омм. Өнімді сынамағанда алынған коллекторлардың интервалдарының кедергілері (29 ұңғымада) 2,8 Омм-ден 30 Омм-ге дейін сипатталған.

Суға қаныққан топқа кедергісі $< 2,5$ Омм болатын коллекторлық қабаттар кірді, өнімді коллекторлық қабаттар 3,0 Омм-ден жоғары.

Коллекторлардың қанықтылығы 2,5-нан 3 Омм-ге дейін сипатталынған. Олар ҰГЗ интерпретация қорытындыларында табылған біртекті ВНК мәндерін есепке ала отырып гипсометриялық жағдайы бойынша жатқан сумұнай желілері арқылы анықталды. Базалық ұңғымалар бойынша төменде ВНК келтірілген: ұңғ. 804 - 371,2 м тереңдікте; ұңғ. 1685 - 345 м; ұңғ. 2760 - 346,2 м, ұңғ. 2876 - 388 м; ұңғ. 2886 - 388 м; ұңғ. 3005 - 359 м; ұңғ. 3006 – 350,6 м; ұңғ.

3009 - 358 м; ұңғ. 3175 – 377 м; ұңғ. 3569 - 387 м (графикалық қосымша 97, 105, 114, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123).

Орындалған ҰГЗ кешені коллекторлар мен сыйыстырушы тау жыныстарды бөлуге, тиімді қабаттарды ажыратуға, қанықтылық пен коллекторлық қасиеттерді анықтауға мүмкіндік берді. Кенорындағы коллекторларды табу барысында электрометрия (БК,ИК), ГГКт және ГК туралы біршама ақпараттар алынды.

5.3.2 Саздылықты анықтау

Ұңғымадағы тау жыныстардың саздылығын анықтау үшін ҰГЗ әдісіне ГГКт әдісі қолданылды. Келесі теңдік пайдаланылды:

$$K_{\text{саз}} = \frac{(W - K_{\text{кеу_ггк}})}{(W_{\text{саз}} - K_{\text{кеу.саз_ггк}})} \quad (7)$$

мұнда	$K_{\text{саз}}$	– саздылық
	W	– нейтронды каротаж бойынша жалпы кеуектілік
	$K_{\text{(кеу_ггк)}}$	– тығыздық каротажы бойынша жалпы кеуектілік, тығыздық = 2.65 г/см ³
	$W_{\text{саз}}$	– суқұрамды саз, 0.5-ке тең
	$K_{\text{(кеу.саз_ггк)}}$	– тығыздық каротажы бойынша кеуектілік мәні, саздарда 0.18

2000 жылдарға дейінгі ҰГЗ материалдарына келсек, саздылықты анықтау үшін тек гамма каротаж пайдаланылған. Ескеретін нәрсе, гамма каротаж бойынша саздылық кейбір интервалдарда полимиктілі құмтастар әсерінен үнемі сенімді мән бермейді.

ГК бойынша саздылық Штайбер теңдігімен есептелінді:

$$K_{\text{саз}} = \frac{0.5 - \Delta \text{ГК}}{(1.5 - \Delta \text{ГК})} \quad (8)$$

мұнда	$K_{\text{саз}}$	– саздылық
	$\Delta \text{ГК}$	– екі еселенген ГК параметрі, келесі формуламен анықталған

$\Delta \text{ГК}$ - екі еселенген ГК параметрі, келесі формуламен анықталған:

$$\Delta \text{ГК} = \frac{\text{ГК} - \text{ГК}_{\text{мин}}}{\text{ГК}_{\text{мах}} - \text{ГК}_{\text{мин}}} \quad (9)$$

мұнда	$K_{\text{саз}}$	– Саздылық
-------	------------------	------------

ГК – табиғи радиоактивті ГК мәні
 $G_{мин}$ – таза қабаттағы ГК мәні
 $G_{мах}$ – саздағы ГК мәні

Таза қабаттағы ГК мен саздағы ГК I, II және III барлау объекттерінің интервалдарынан алынған. Нақтылау ГК мәндерін мұнайгазға қаныққан қабаттардан алынған.

5.3.3 Кеуктілікті анықтау

Тау жыныстардағы кеуктілікті анықтау үшін келесі теңдік алынды:

$$K_{кеу_ГК} = (\sigma_{ск} - \sigma_{кеу}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}), \quad (10)$$

мұнда $K_{саз}$ – Саздылық
 $K_{кеу_ГК}$ – тығыздық каротажы бойынша жалпы кеуктілік
 $\sigma_{кеу}$ – ГГКТ бойынша жыныстар тығыздығы
 $\sigma_{ск}$ – түйірлер тығыздығы 2.65 г/см³
 $\sigma_{ж}$ – флюидтің тығыздығы 1.0 г/см³.

2000 жылдарға дейінгі каротажды материалдарда кеуктілікті анықтайтын жалғыз әдіс НК болып табылды. Жоғарыда аталған себептерден НК тек қабаттарды белгілеуде сапалы деңгейлі болып саналды [8].

ҰГЗ материалдарының ары қарайғы талдамасы сазды тиімді кеуктілікті көрсетті. Тиімді кеуктілік келесі формуламен табылды:

$$K_{тиімді\ кеук} = K_{кеу} - K_{саз} \cdot K_{кеу.саз} \quad (11)$$

мұнда $K_{саз}$ – саздылық
 $K_{кеу}$ – ГГК бойынша алынған кеуктілік
 $K_{кеу.саз}$ – саздың кеуктілігі, 0,18-ге тең.

Бұл байланыс сызықтық тәуелділікпен аппроксимацияланады:

$K_{тиімді\ кеук} = 0.39 \cdot (1 - K_{саз})$, яғни 100% саздылықта кеуктілік 0-ге тең, 0-дік саздылықта тиімді кеуктілік 39%-ды құрайды.

Жалпы кеуктілік $K_{кеу}$ 18% деңгейдегі сазды кеуктілік мәнін пайдаланылған тиімді кеуктіліктің кері есебімен анықталыныды.

$$K_{кеу} = K_{тиімді\ кеук} + K_{саз} \cdot 0,18 \quad (12)$$

Есептеудің дәлділігі ҰГЗ бойынша алынған кеуектілікпен тексерілді. Олар 804,966,1661,3601,3611,4985,5279 және 5377 ұңғымаларынан алынған керннің кеуектілігімен нақтыланды. Қабат бойынша бастапқы мәліметтер кітап IV, 16-шы мәтіндік қосымшада, нүктелер бойынша мәліметтер кітап IV, 15-ші мәтіндік қосымшада келтірілген. Суреттерден көріп тұрғанымыздай кеуектіліктің мәні екі нұсқада да жақсы бейнеленген, корреляция коэффициенті нүктелікке қарағанда қабаттықта жоғарырақ.

Сонымен қоса кеуектілікті анықтауды нақтылай түсу үшін ҰГЗ мәліметтері көмегімен керн үлгілерін талдау арқылы K_{key} кеуектілік мәндерінің гистограммасы тұрғызылды.

Жүргізілген талдамалар ҰГЗ мәліметтеріне сәйкес кеуектілік коэффициенті қорларды есептеуде қолдануға болатындығын көрсетті.

5.3.4 Суқанықтылық коэффициентін анықтау

Су қанықтылық ($K_{c.қ}$) коэффициенті петрофизикалық тәуелділіктерді пайдалана отырып Арчи теңдігімен анықталды.

$$R_p = K_{key}^{-2} \text{ и } R_n = K_{c.қ}^{-2} \quad (13)$$

осыдан

$$K_{c.қ} = \frac{R_c}{R_p \cdot K_{key}^{-2}} K_{key}^{-2} \cdot \left(\frac{1}{2}\right), \text{ мұнда} \quad (14)$$

R_c – қабат суының кедергісі 0.125 Ом-ге тең, 2 палетка бойынша есептелінген және минералогиялық мәліметтері алынған (юра мен бор үшін орташа - 45г/л) және температура (шамамен 30°C).

Юра мен бордың өнімді коллекторлары үшін суқанықтылық Арчи теңдігі бойынша 7%-дан 56%-ға дейін өзгереді. Әкті-битумды ерітіндімен бұрғыланған 145 ұңғымадағы суқанықтылық 5,7%-61,7% диапазондарында өзгеріп отырады. Үлгілерде кеуектілік 20мД-дан жоғары. Қосымша әдіспен анықталған (жартылай тұтқырлы мембрана) 804,4985,5279 ұңғымаларындағы қалдық суқанықтылық 18 үлгі бойынша кеуектілігі мен тұтқырлығына қарай 18,2 % - 52,4 % аралығында өзгереді. Центрифугирования әдісімен анықталған қалдық суқанықтылық 9 үлгі бойынша 22 %-дан 77 %-ге дейін өзгермелі [10].

Керн мәліметтері аз және бірқалыпты болмағандықтан қорларды есептеу кезінде суқанықтылықтың ҰГЗ бойынша алынған мәнін алу ұсынылған.

ҚОРЫТЫНДЫ

Қаражанбас кенорнында 01.07.2007 жылғы жағдай бойынша қолданыстағы геологиялық-геофизикалық және кәсіпшілік деректер массивін жинақтау және кешенді талдау жүргізілді, онда 2Д және 3Д модификациясындағы сейсmobарлау жұмыстарының нәтижелерін түсіндіру, бұрғылау материалдары, ұңғымаларды кәсіпшілік-геофизикалық зерттеу, коллекторлар мен флюидтерді зертханалық зерттеу кіреді.

Жұмыстың негізгі нәтижелері бор және юра өнімді қабаттарын және оларға орайластырылған мұнай шоғырларының құрылысын нақтылау болды.

Кенорнын игерудің жоғары сатысы, шоғырлардың көлемін, коллекторлардың сыйымдылық-сүзгіш қасиеттері мен мұнайға қанықтығын нақтылау, сондай-ақ мұнай мен газдың бұрын зерттелген параметрлерін растау көмірсутектер қорын негізінен В санаты бойынша есептеуді орындауға және мұнайдың қалдық қорларын оңтайлы өндіруге бағытталған игерудің нақтыланған жобасы үшін сенімді негіз жасауға мүмкіндік берді.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу, Астана, 2007г.

2 РосНИПИтермнефть. Лощенова В.И., Адоевцова Т.Н., Храмова В.Г. и др. Комплексный анализ разработки месторождения Каражанбас. Этап I. Подсчет запасов нефти и газа месторождения Каражанбас, том I, Краснодар, 1993г.

3 Авров В.П. ИГиРГИ. Окончательный отчет по договору №60 по теме “Глинистые минералы продуктивных горизонтов месторождения Каражанбас и их влияние на емкостные и фильтрационные свойства коллекторов”. Ответственный исполнитель В.П.Авров, Москва-Актау, 2001г.

4 Воцалевский Э.С., Токарев В.П., Бадоев Т.И., Шаховой А.И и другие. Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Каражанбас, Северные Бузачи, Жалгизтюбе Мангышлакской области Каз. ССР по состоянию на 1 сентября 1977 г. КНГР, КазНИГРИ, КЭМНГР

5 Яковлев А.В. «Литолого-биостратиграфическая характеристика и механический состав горных пород площади Каражанбас». Актобе, 2003 г.

6 Зонн М.С. Отчет «Литолого-биостратиграфич. исследования керна по заданию с ОАО «Каражанбасмунай»». Дополнительное соглашение к договору № 286 с ОАО «Каражанбасмунай». Москва, 2005 г.

7 Нагорный В.Б. Отчет «Окончательный отчет по контракту на проведение сейсморазведочных работ 2D и 3D на площадях Северный и Центральный Каражанбас», 2005г.

8 РосНИПИтермнефть. Авторский надзор за разработкой месторождения Каражанбас. Отчет за 3-4 квартал 1993г. по этапам 1,8,9 Договора Р-14.92 “Комплексный анализ разработки месторождения Каражанбас”. г. Краснодар, 1994г.

9 Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов, Москва, Недра, 1978г.

10 АО “НИПИнефтегаз”. Отчет по договору №463. Результаты лабораторных исследований керна из скважин 828, 966, 1661, 3601, 3611, 5377 месторождения Каражанбас. Этап 1,2. Актау, 2003г.