

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология, мұнай және тау-кен ісі институты

Геофизика кафедрасы

Шокпарбай Арай Ерденқызы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу»

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

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология, мұнай және тау-кен ісі институты

Геофизика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА РҰҚСАТ

Геофизика кафедрасының
меңгерушісі,

геология – минералогия
ғылымдарының докторы,
профессор

_____ А. Е. Абетов

«___» _____ 2021 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу»

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

Орындаған: Шокпарбай А.Е.

Ғылыми жетекші: Темирханова Р.Г

«___» _____ 2021 ж.

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология, мұнай және тау-кен ісі институты

Геофизика кафедрасы

БЕКІТЕМІН

Геофизика кафедрасының
меңгерушісі,
геология – минералогия
ғылымдарының докторы,
профессор

_____ А. Е. Абетов
« ____ » _____ 2021ж

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы: Шокпарбай Арай Ерденқызы

Тақырыбы: «Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу»

Университет ректорының № 762-б _____ ж. бұйрығымен бекітілген.

Орындаған жұмыстың тапсыру мерзімі _____ ж.

Дипломдық жұмысқа бастапқы мәліметтер:

Дипломдық жұмыстың қысқаша мазмұны:

а) Ауданның жалпы сипаттамасы;

б) Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі;

в) Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау;

г) ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау;

Графикалық материалдар тізімі (нақты көрсетіле отырып, міндетті сызбалар): жұмыс презентациясының _____ бет слайдтары ұсынылған

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер саны: _____

Дипломдық жұмысты дайындау
ГРАФИГІ

| Бөлімдер атауы, тізбе әзірленетін мәселелер | Ғылыми басшыға және консультанттарға Ұсыну мерзімдері | Ескерту |
|---|---|---------|
| Ауданның жалпы сипаттамасы | | |
| Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі | | |
| Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау | | |
| ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау | | |

Жобаның оларға қатысты бөлімдерін көрсете отырып, аяқталған дипломдық жұмысқа консультанттардың және қалып бақылаудың қолдары

| Бөлімдер атауы | Ғылыми жетекші, консультанттар | Қол қойылған күн | Қолы |
|---|--------------------------------|------------------|------|
| Ауданның жалпы сипаттамасы | Темирханова Р.Г | | |
| Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі | Темирханова Р.Г | | |
| Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау | Темирханова Р.Г | | |
| ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау | Темирханова Р.Г | | |
| Қалып бақылаушы | Алиакбар М.М. | | |

Ғылыми жетекші _____ Темирханова Р.Г.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы _____ Шокпарбай А.Е.

Күні «_____» _____ 2021ж.

АҢДАТПА

Дипломдық жұмыс тақырыбы «Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу»

Бұл жоба 4 бөлімнен тұрады:

- Ауданның жалпы сипаттамасы
- Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі
- Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау
- ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау

Бірінші бөлімде ауданның экономикалық, геофизикалық, тектоникалық, стратиграфиялық сипаттамалары және ауданның геологиялық құрылымы қарастырылады.

Екінші бөлімде ҰГЗ әдістер кешеніне негіздеме мен аппаратураларға түсініктеме беріледі.

Үшінші бөлімде ҰГЗ нәтижелерін, диаграммаларды өңдеу мен талдау әдістемелері қарастырылған.

Төртінші бөлімде коллекторларды бөлу және кеуектілік, саздылық, мұнайға қанығу, өткізгіштік коэффициенттерін анықтау көрсетілген.

Жобаланған учаскеде геофизикалық зерттеулер жүргізудің мақсаттары:

- ұңғымалар қималарын литологиялық бөлу;
- қабаттарды-коллекторларды бөлу, қабаттардың өнімді қабатын анықтау;
- саздылық коэффициентін, кеуектілік коэффициентін анықтау;
- мұнаймен қанығу коэффициентін анықтау;
- ұңғыма қималарының корреляциясы.

Берілген геологиялық міндетті шешу үшін осы жобада Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу кешенін (ҰГЗ) орындау көзделеді

АННОТАЦИЯ

Тема дипломной работы " Комплексирование методов ГИС для изучения геологического строения нефтегазоносных отложений месторождения Узень»

Этот проект состоит из 4 частей:

- Общая характеристика района
- Методика комплекса геофизических исследований
- Обработка и анализ геофизической информации
- Определение геолого-геофизической структуры продуктивного горизонта на основе данных ГИС

В первом разделе рассматриваются экономические, геофизические, тектонические, стратиграфические характеристики района и геологическое строение района.

Во второй части дается обоснование комплекса методов ГИС и пояснение к аппаратуре.

В третьем разделе рассмотрены методики обработки и анализа результатов ГИС, диаграмм.

В четвертом разделе показано разделение коллекторов и определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтенасыщенности, проницаемости.

Цели проведения геофизических исследований на проектируемом участке:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение пластов-коллекторов, определение эффективной мощности пластов;
- определение коэффициента глинистости, коэффициента пористости;
- определение коэффициента нефтегазонасыщения;
- корреляция разрезов скважин.

Для решения поставленной геологической задачи предусматривается выполнение комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

ANNOTATION

The topic of the thesis " Integration of GIS methods for studying the geological structure of oil and gas deposits of the Uzen field»

This project consists of 4 parts:

- General characteristics of the area
- Methods of complex geophysical research
- Processing and analysis of geophysical information
- Determination of the geological and geophysical structure of the productive horizon based on GIS data

The first section deals with the economic, geophysical, tectonic, and stratigraphic characteristics of the area and the geological structure of the area.

The second part provides a justification for the complex of GIS methods and an explanation of the equipment.

In the third section, the methods of processing and analyzing the results of GIS and diagrams are considered.

The fourth section shows the separation of reservoirs and the determination of the coefficients of porosity, clay content, oil saturation, and permeability.

Objectives of conducting geophysical research on the projected site:

- lithological dissection of well sections;
- allocation of reservoir reservoirs, determination of the effective reservoir capacity;
- determination of the coefficient of clay content, the coefficient of porosity;
- determination of the oil and gas saturation coefficient;
- correlation of well sections.

To solve this geological problem, this project provides for the implementation of a complex of geophysical well surveys (GIS)

МАЗМҰНЫ

| | |
|---|----|
| Кіріспе | 9 |
| 1 Ауданның жалпы сипаттамасы | 11 |
| 1.1 Географиялық-экономикалық сипаттамасы | 11 |
| 1.2 Геологиялық-геофизикалық сипаттамасы | 12 |
| 1.3 Ауданның геологиялық құрылымы | 15 |
| 1.3.1 Құрылымдық-тектоникалық сипаттамасы | 16 |
| 1.3.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы | 20 |
| 1.4 Ауданның гидрогеологиялық сипаттамасы | 26 |
| 2 Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі | 28 |
| 2.1 Ұсынылған ҰГЗ әдістер кешеніне негіздеме | 28 |
| 2.2 Мұнай мен газ кен орындарында ҰГЗ көмегімен шешілітін мәселелер | 31 |
| 2.3 Аппаратура | 31 |
| 3 Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау | 39 |
| 3.1 Геофизикалық зерттеулер диаграммаларын бастапқы өңдеу | 39 |
| 3.2 ҰГЗ диаграммаларын автоматты түрде өңдеу мен талдау | 41 |
| 3.3 Геофизикалық зерттеу нәтижелерін кешенді талдау | 41 |
| 4 ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау | 46 |
| 4.1 Коллекторларды бөлу және олардың қасиеттерін бағалау әдістемесі | 46 |
| 4.1.1 Кеуктілік коэффициентін анықтау | 46 |
| 4.1.2 Саздылық коэффициентін анықтау | 49 |
| 4.1.3 Мұнайға қанығу коэффициентін анықтау | 51 |
| 4.2 Өткізгіштігін анықтау | 52 |
| 4.3 Мұнайгаздылық | 53 |
| Қорытынды | 55 |
| Қабылданған қысқартулар, терминдер тізбесі | 56 |
| Қолданылған әдебиеттер тізімі | 57 |

КІРІСПЕ

Қазақстан Республикасы - Орталық Азиядағы мұнай мен газдың өндіру жағынан бастапқы орындардың бірінде. Көмірсутектердің қорлары бойынша Қазақстан 10-шы орынға ие, ал мұнай өндіру көлемі бойынша әлемдегі мұнай өндірушілердің 20-шы қатарына кіреді. Егер Норвегия, Кувейт және Қытай сияқты мұнай-газ саласының ірі өндірушілері 2017 жылы 100-150 млн. т көмірсутек шикізатын өндірсе, онда Қазақстанның өндіру деңгейі шамамен 85 млн.т құрады және Қазақстан аумағындағы ең ірісі, мұнайдың басым бөлігі Атырау облысында өндіріледі.

Батыс Қазақстанның мұнай өндіруде аса маңызды өңірлерінің бірі - Оңтүстік Маңғышлақ, оның аумағында республиканың мұнай-газ кешенінің ұзақ және тұрақты дамуын қамтамасыз ететін Жетібай, Өзен, Тасболат, Тенге және т.б. сияқты ірі кен орындар орналасқан. Осылардың ішінен Өзен кен орнына толығырақ тоқталып кетсек. Өзен кен орны- Батыс Қазақстан, Маңғыстау облысы, Жаңаөзен қаласынан оңтүстікке қарай 12 км, Ақтау қаласынан оңтүстік-шығысқа қарай 150 км жерде орналасқан. Осы кен орнында геологиялық зерттеудің маңызды кезеңдеріне, революцияға дейінгі кезең, яғни 1887 жылдан 1916 жылға дейінгі уақыт аралығын қамтиды.

Андрусов К.И. және оның шәкірттері осы Өзен кен орнында жұмыс істегеннің нәтижесінде Маңғышлақ аймағындағы тау жыныстарының геологиялық құрылымы туралы монографиялық мәлімет жасалды және бұл аймақтағы юра шөгінділерінің стратиграфиялық бөлінуінің бірінші схемасы жарияланды.

Маңғышлақтағы мұнайдың алғашқы белгілері 1899-1901 жылдары Таспас құдықтары мен Оврага ауданында, әскери-топографиялық жұмыстарды жүргізу кезінде байқалған. Қазіргі уақытта көптеген кен орындар, соның ішінде Жетібай-Өзен сатысында орналасқан кен орындар, игеру жұмыстарының ең соңғы кешеніне кіріп жатыр. Осыған қатысты, кедергі болатын бірнеше факторларды айтып кетуге болады. Оларға: зерттеу тереңдігінің үсуі, өнімді горизонттардағы коллектор қабаттарының нашарлауы, ұңғыма өнімдерінің сулануы 99%-ға дейін жетуі, көмірсутек жинақталуының әртүрлі геология-геофизикалық жағдайларының күрделенуі. Осыған байланысты геофизикалық жұмыстардың дәлділігі мен эффективтілігі төмендейді.

Ұңғымаларды геофизикалық зерттеудің жіктелуі зерттелген кен орындарының типіне сәйкес жүзеге асырылады. Бүгінгі күнге дейін 50-ден астам түрлі әдістер белгілі. Олардың арасында айтарлықтай айырмашылықтар бар және белгілі бір жұмыс түріне байланысты қолданылады.

Геофизикалық зерттеулердің негізгі түрлеріне келесі әдістер жатады: электрлік, ядролық, жылулық, сейсмикалық, акустикалық, магниттік.

Ұңғыманы әр бір зерттеу кезеңдерінде ұңғымалардың техникалық жағдайын зерттеу жұмыстары жүргізіледі, мысалы: бұрғылау кезінде,

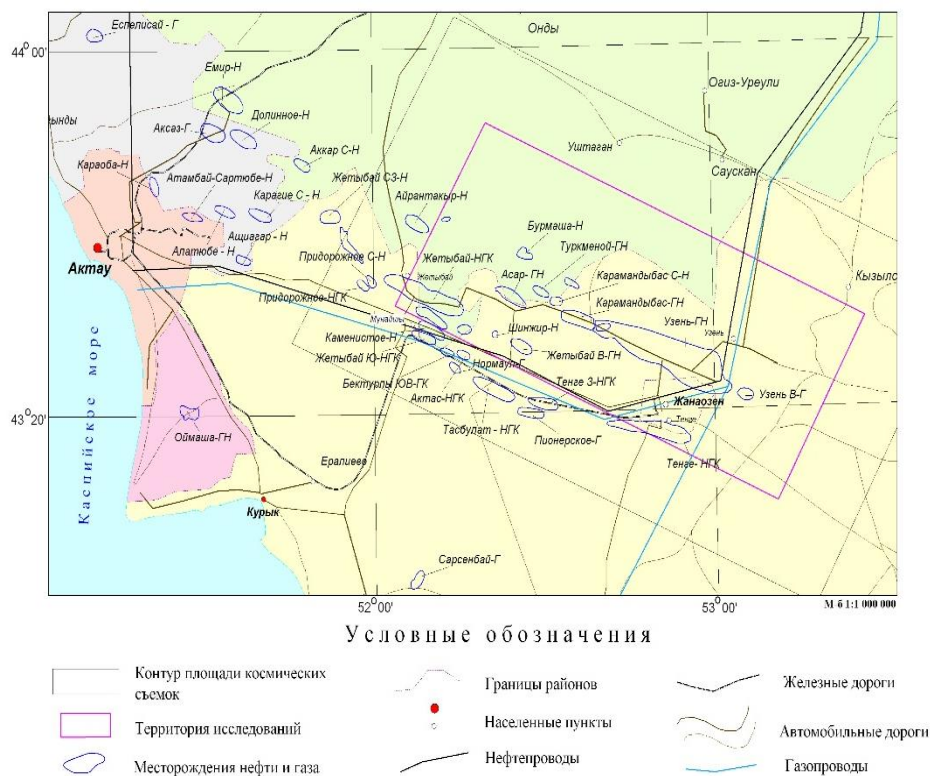
ұңғыманы пайдалануға берудің алдында, пайдалану процесінде. Инклинометрмен бұрғылау кезінде ұңғыманың қисықтығы анықталады, ал кавернометрия оның диаметрі, резистивиметрмен және электрлік термометрмен-ұңғымаға сұйықтықтың түсу және жуу сұйықтығының жұтылу орындары анықтайды. Ұңғыманы пайдалануға беру алдында колоннаның техникалық жағдайын герметикалығы мен цементтеу сапасын зерттеу жүргізіледі.

Жұмыстың мақсаты - Мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу.

1 Ауданның жалпы сипаттамасы

1.1 Географиялық-экономикалық сипаттамасы

Зерттелген аумақ Маңғышлақтың оңтүстік бөлігінде орналасқан (сурет 1).



Сурет 1 – Шолу картасы

Әкімшілік жағынан ол Маңғыстау облысының Ақтау ауданында, Жаңаөзен қаласынан солтүстік-батысқа қарай 12 км-де және Ақтау қаласынан ОШ-қа 110 км-де орналасқан. Зерттелген алаңнан оңтүстік-шығысқа және батысқа қарай 40 және 50 км қашықтықта Өзен және Жетібай ауылдарының маңында.

Аумақтың жер бедері салыстырмалы түрде қатты бөлінген және біркелкі емес күрделі құрылымымен сипатталады. Оның орталық бөлігін сармат дәуіріндегі әктас пен сазды шөгінділерден тұратын кең Үстірт алып жатыр. Оның бетінің максималды абсолютті белгілері солтүстік бөлігінде + 260 м, оңтүстігінде олар + 200 м дейін төмендейді.

Осылайша, Үстірттің оңтүстік бағытта жалпы көлбеуі бар.

Рельефтің басқа маңызды элементтері - екі ағынсыз ойпаттар, тік жартастары бар Өзен және Тонирекшин.

Өзен ойпатының түбі кең дамыған борпылдақ шөгінділері бар терең жартастармен - "шұңқырлармен" және тығыз құмды түзілімдермен кесілген.

Оның түбінің минималды абсолютті белгісі +31м. Тонирекшин ойпаты әлдеқайда жоғары орналасқан, бұл ойпаттың түбінің абсолютті белгісі +137м-ге жетеді.

Ауданның климаты шұғыл континентальды, шөлейт жерлерге тән. Ол ауданда ыстық, құрғақ жазмен сипатталады, ауа температурасы +40–450°С дейін және қатты желдер мен жиі құмды дауылдармен аз қарлы қыста. Қыста ауа температурасы кейде –25-300°С дейін төмендейді.

Жауын - шашын аз, олардың ең көп мөлшері сәуірден қыркүйекке дейін және 63-тен 85 мм-ге дейін.

Шөл және шөлейт ландшафттарына тән өсімдіктер мен жануарлар бар. Көктемде тікенектер, қауырсын шөптері өседі. Құмды алқаптарда кейбір жерлерде сексеуіл өседі. Жануарлар әлемінен қарақұйрықтар, қасқырлар, түлкілер, қояндар ерекшеленеді; ірі құстардың ішінен –қырандар, бүркіттер, кекіліктер аймақтайды.

Қарастырылып отырған аумақта тұрақты гидрографиялық желілер мен табиғи су көздері жоқ.

Аудандағы негізгі халықтар қазақтар мен орыстар.

Далалық зерттеулерді жүзеге асырған партияның базалық лагері Жаңаөзен қаласына тікелей жақын орналасқан Өзен-Қарамандыбас кен орнының алаңында орналасқан. Базаны ауыз сумен жабдықтау Жаңаөзен қаласының су құбыры желісінен жүзеге асырылады.

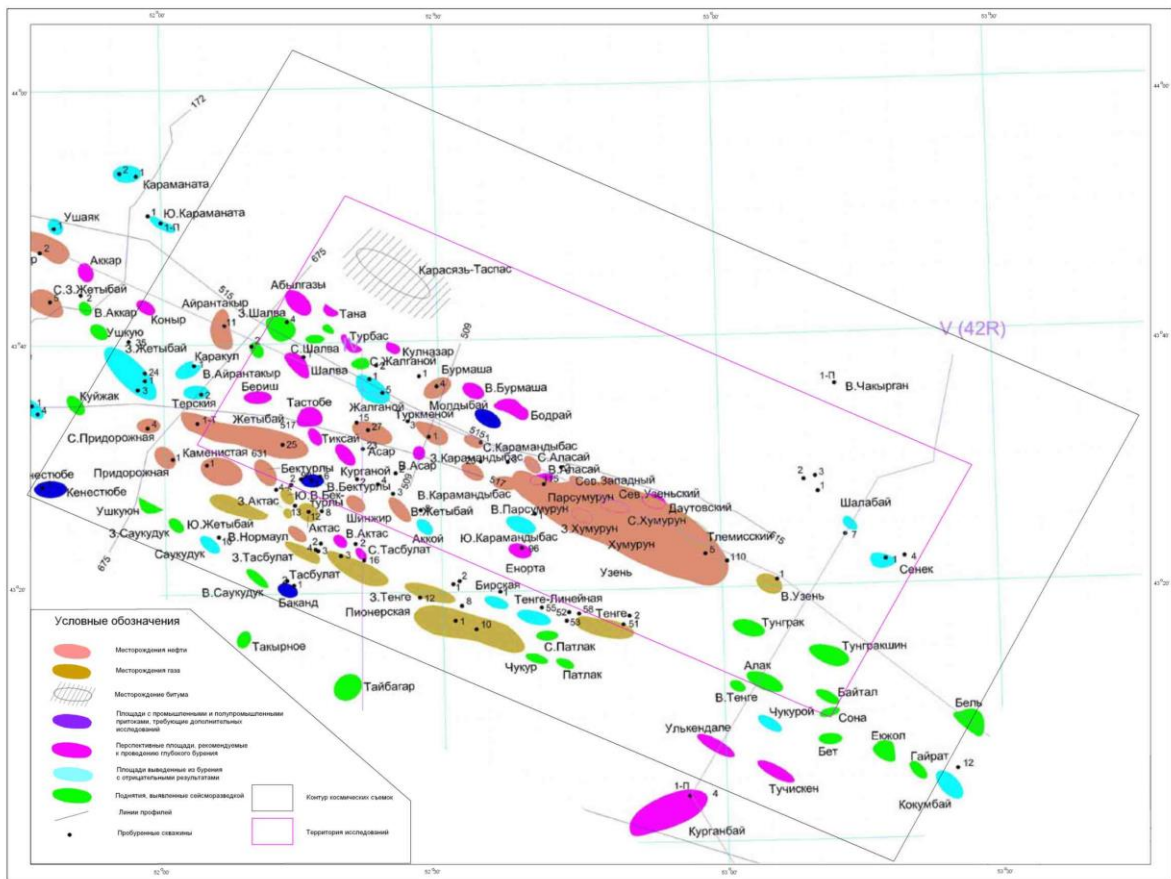
1.2 Геологиялық-геофизикалық сипаттамасы

Өзен құрылымын ашудан бұрын Маңғышлақ түбегінде, атап айтқанда, Өзен кен орны орналасқан, оның оңтүстік бөлігінде 1950-1960 жылдар аралығында аудандық және егжей-тегжейлі геологиялық-геофизикалық жұмыстар кешені жүзеге асырылған болатын. (2-сурет.)

Бұл зерттеулердің негізгі бағытын 1951 жылы Н.А.Калинин анықтады, ол Маңғышлақ бойынша барлық қолда бар материалдарды талдап оның мұнай-газдылық перспективаларына сараланған баға берді және іздестіру-барлау жұмыстарының нақты жоспарын әзірледі.

1952 жылы Вахта экспедициясы Өзен-Қарамандыбас ауданын қамтитын к-39-5 алаңында құрылымдық-іздестіру бұрғылауының 1:200 000 масштабтағы мемлекеттік геологиялық түсіруді жүргізді.

1956-1958 жылдар аралықарында Маңғышлақтың барлық өңірлерінде сол масштабтағы яғни 1:200 000 аэромагниттік түсірулер жүргізілген, ал 1958 жылы Жетібай-Өзен тектоникалық сатысының солтүстік-батыс бөлігі шегінде 1:200 000 масштабтағы гравиметриялық түсірулер жүргізілді.



Сурет 2 – Аумақты зерттеу картасы

Осы жұмыстардың нәтижелері бойынша геологиялық және тектоникалық карталар, 1: 200 000 масштабтағы магниттік ауытқулар мен ауырлық аномалиясының карталары жасалды.

1954-56 жылдары "Казнефтеразведка" трестінің құрылымдық-іздігіру партиясы Н.А. Калининнің ұсынымдарына сәйкес Беке-Башкудукта 1:25 000 масштабтағы геологиялық-түсіру жұмыстарын жүргізді. Бұл жұмыстар ішінде литологиялық, стратиграфиялық және тектоникалық қорғалған мұнай кен орындарының болуы туралы алдын-ала тұжырымдар жасалды. К. В. Кручинин (ВНИИГРИ) Дат жікқабатына сәйкес құрылымдық карта жасады, онда Өзендегі ұңғымаларды бұрғылау ұсынысымен ерекшеленді.

1957-58 жылдары "Қазақстанмұнайгеофизика" тресті алдымен Жетібайда 1:100 000 масштабтағы МОВ барлау, содан кейін егжей-тегжейлі аудандық түсірілімін жүргізді (Писаревский ю. к., Тараткевич А. и.). 1959-60 ж. ж. сол трестің 1/59 БК осындай зерттеулерді Өзен және Шығыс Жетібай алаңдарында, сондай-ақ Қарамандыбас ауданында жүзеге асырды (бір-бірінен 4,5 км қашықтықта 29 және 30 екі көлденең бейіндегі).

1959 жылы Жетібай, ал 1961 жылы Өзен құрылымдарын терең барлау басталды. Бұл жұмыстар 1961 жылы Оңтүстік Маңғышлақ – Жетібай және Өзенде Мұнай және газ кен орындарының ашылуымен аяқталды.

Өз кезегінде, бұл жаңалық 60-шы жылдардың басында және ортасында тұтастай Оңтүстік Маңғышлақтың геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығын зерттеуге байланысты ғылыми зерттеулер мен өндірістік жұмыстардың жандануына ықпал етті, сондай-ақ тікелей Жетібай-Өзен тектоникалық сатысы, оның шегінде көрсетілген кен орындары орналасқан.

1961 жылы П. Н.Куприннің басшылығымен өзен және Тунгракшин ойпаттары ауданында МГУ Геологиялық-түсіру партиясымен жүргізілген 1:50 000 масштабтағы геологиялық-түсіру жұмыстары аяқталды, осы жұмыстардың нәтижелері бойынша 1:50 000 масштабтағы зерттелген аумақтың геологиялық және тектоникалық карталары жасалды, оның мұнай-газдылық перспективаларына баға берілді.

1960-1962 жылдар аралығында Шығыс Жетібай мен Қарамандыбас "Маңғышлақмұнайбарлау" трестінің №3 партиясымен 2-2,5x0,5-2км желісі бойынша құрылымдық-іздігіру бұрғылау жұмыстары жүргізілді, нәтижесінде турон жікқабаты бойынша 1:50 000 масштабтағы құрылымдық карта салынды, онда жалпы Өзен көтерілімі нақты картаға түсірілді: 1961 жылы терең ұңғымаларымен Жетібай мен Өзен кен орындары ашылып, барланды.

1963 жылы Өзен кен қорының алғашқы есебі жасалды, 1964 жылы сол кен орнының газ қоры бөлек есептелінді.

60-шы жылдардың ортасында Оңтүстік Маңғышлақ бойынша жалпылама сейсмикалық зерттеулерден А.В. Шилинаның жұмысын атап өту керек, А.В. Шилинаның жұмысы бойынша осы аймақтың мезозой кешенінің құрылымдық жағдайы егжей-тегжейлі зерттелінді.

1964-1965 жылдары "Қазақстанмұнайгеофизика" трестінің СП 32-33/64-65 Қарамандыбас, Шығыс Жетібай және Ақтас аудандарында алғаш рет В.Д. Бажухиннің басшылығымен МОВ егжей-тегжейлі сейсмикалық зерттеулер жүргізілді.

1967 жылы зерттелген ауданнан Оңтүстік-Шығысқа қарай 25 км жерде орналасқан Теңгелік кен орнының газ және мұнай қорлары есептелді. 1959 жылы Жетібай, ал 1961 жылы Өзен құрылымдарын терең барлау басталды. Бұл жұмыстар 1961 жылы Оңтүстік Маңғышлақ – Жетібай және Өзенде Мұнай және газ кен орындарының ашылуымен аяқталды.

1974-1977 жылдары зерттелген алаңнан Батыс-Оңтүстікте орналасқан жақын аумақтарда бірқатар жалпылама (В.Б. қарбыз, 1974, В. Б. қарбыз, Ю. А. Волож, 1977) және егжей-тегжейлі іздігіру сейсмикалық жұмыстары (и. И. Аристархов, А. М. Малинин, 1976; и. И. Аристархов, А. и. Живодрова, 1979) жүргізілді.

1978 жылы бұдан бұрын басталған жұмыстарды жалғастыра отырып, Арбузов В.Б., Волож Ю. А. және т. б. Оңтүстік Маңғышлақ аумағында МОГТ материалдарына талдау және жалпылау жүргізді. Осы жалпылаудың нәтижелері бойынша триастағы шағылысатын көкжиек бойынша жиынтық құрылымдық карта жасалды, аймақтың тектоникалық құрылымы егжей-тегжейлі сипатталды, төменгі, орта және жоғарғы триас бөлімдерінің шатыр бөліктерінде бұрыштық келіспеушіліктердің болуы анықталды.

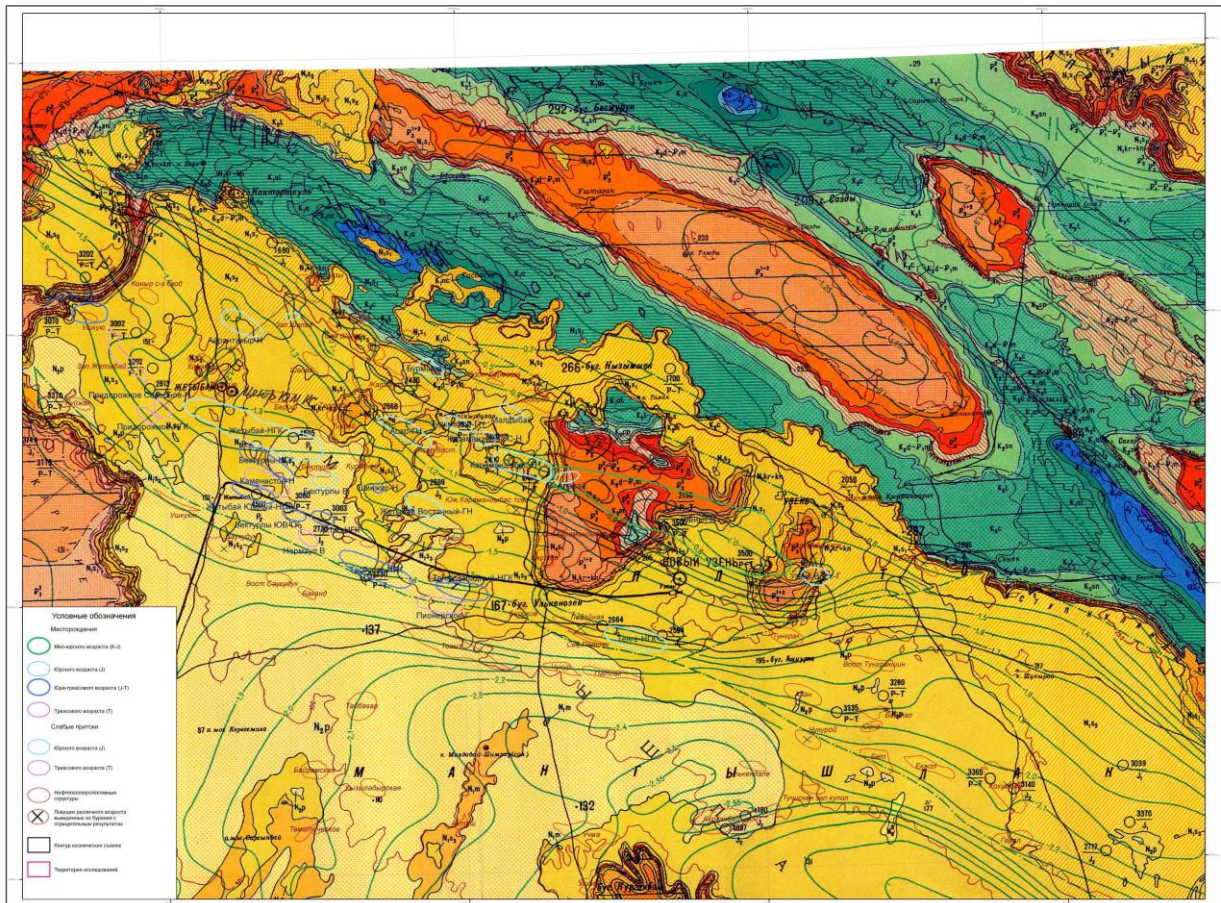
1979-90 жылдары есеп беру алаңының шегінде, сондай - ақ оның солтүстігі мен оңтүстігінде-МОГТ егжей-тегжейлі сейсмикалық барлау жұмыстары жүргізілді. Олардың нәтижелері масштабы 1:50 000 шағылысатын көкжиектер v32 (төменгі триастың оленек қабатының ішінде), V1 (юр шөгінділерінің шайылу беті), IVк (келловей табаны), IV1 (Оксфорд табаны), III – валанжин табаны, IIIг (аптадың табаны) құрылымдық карталарымен ұсынылған. Сейсмикалық зерттеулер Юра және төменгі бор кешендерінің горизонттары бойынша құрылымдық жоспарлардың сәйкестігін, сондай-ақ олармен салыстырғанда Юра шөгінділерінің құрылымдық жоспарының едәуір күрделілігін анықтады.

2001 жылы кен орнының алаңында 1:25000 масштабтағы мов ОГТ 3Д егжей-тегжейлі алаңдық сейсмикалық барлау жұмыстары жүргізілді, оларды өңдеу және түсіндіру нәтижелері қарауға ұсынылған есепте ұсынылды.

1.3 Ауданның геологиялық құрылымы

Маңғышлақ бассейні - бұл батыстан шығысқа қарай, Қырым түбегінен Оңтүстік Үстіртті қоса алғанда, оңтүстіктен солтүстікке қарай Үлкен Кавказдан төменгі Волгаға дейін созылып жатқан Солтүстік Кавказ-Маңғышлақ мұнай-газ провинциясының шығыс бөлігі және Қаратау қатпарлы аймағымен шектесетін шұңқырлар.

Маңғышлақ алабының солтүстігінде шекаралары - Түпқараған-Қаратау қатпарлы аймағының сыртқы беткейлері; оңтүстігінде - Қарабоғаз күмбезінің беткейлері; шығыста - Жазғұрлы мен Ассак-Аудан ойпаттары аймағы; батыста бассейн шекарасы Каспий теңізінде, ішінара Солтүстік Кавказ және Солтүстік Апшерон ойысының бүйір бөліктері бойымен жүргізіліп, ең үлкен Жамбай-Ағрахан ығысу жүйесімен шектелген.

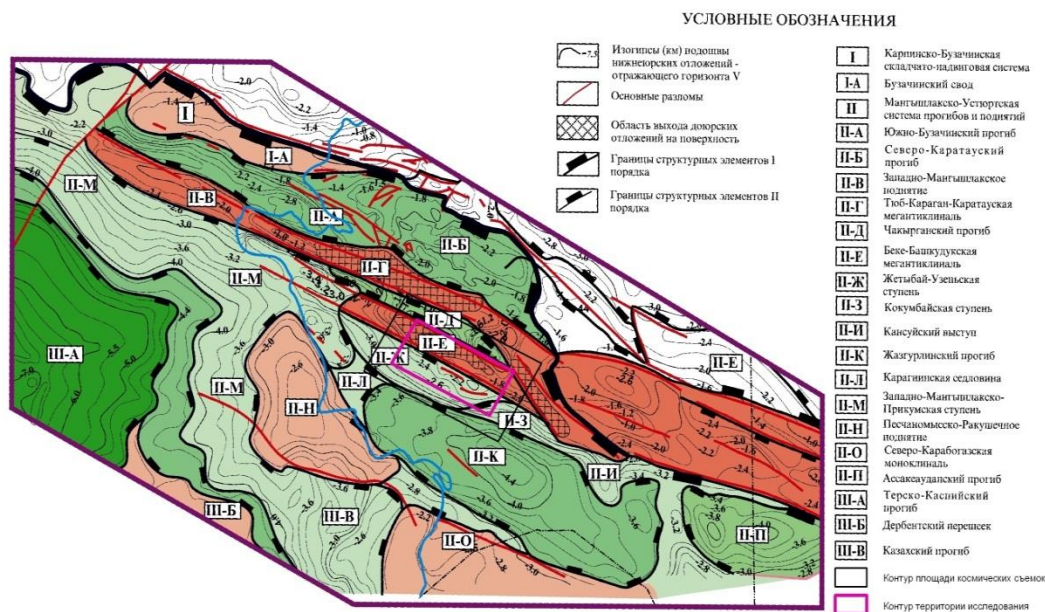


Сурет 3 – Геологиялық карта

1.3.1 Құрылымдық-тектоникалық сипаттамасы

Маңғышлақ бассейнінің құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктері оның эпипалеозой скиф-Тұран плитасына орайласуымен ерекшеленеді. Осыған сәйкес, көне палеозой дәуірінде метаморфталған және магмалық жыныстары негіз ретінде қарастырылады, ал шөгінді тыс таужыныстар мезокайнозойлық дәуірді қамтиды, сәйкесінше Юра дәуіріне дейінгі дислокацияланған болып келеді, ал Юра-палеогендік типтік платформалық кешендерге.

Төменде барлық құрылымдық қабаттар бойынша шөгінді тыстың құрылымдық-тектоникалық ерекшеліктерінің қысқаша сипаттамасы келтірілген (4-сурет).



Сурет 4 – Іргетас құрылымы

Қарастырылып отырған бассейндегі іргетас жыныстарының терең құрылымы мен материалдық құрамы туралы іздеу-түсіру және барлау мәліметтері шектеулі және негізінен оның оңтүстік - оңтүстік-батыс бөліктерінде, Қарабогаз күмбезінің Солтүстік беткейлерін, Песчаномысско-Ракушечное көтерілімі мен қарағай ойпатын қамтиды.

Бұрғылау материалдары бойынша іргетас жыныстары граниттермен және Карбон жасындағы метаморфты тақтатастармен көрсетілген.

Бассейннің учаскелері бойынша мұндай мәліметтердің толық болмауы іргетас бетінің құрылымын анықтау үшін ұнғымалар бойынша шектеулі деректері бар геофизикалық әдістерді қолданады. Негізінен шөгінді тыстардың құрылымдық ерекшеліктерін зерттеу үшін сейсмикалық зерттеулер жүргізіледі, ол іргетас бетінің тереңдігін нақты анықтай алмады бірақта іргетас бетінің құрылымдық схемасын жеткілікті түрде құруға мүмкіндік береді.

Біріншіден, бұл схемада нақта блоктық құрылымның және алап элементінің болмауына қатысты. Осылайша, іргетас бетінде Жазғұрлы және Сегендік ойпаттарынан тұратын кең ойыс жүйесімен ерекшеленеді. Бассейннің оңтүстік және солтүстік бүйір зоналары, оның ішінде Қарабогаз доғасының баурайлары, Песчаномысско-Ракушечное көтерілімі және Жетібай-Өзен антиклинальды аймағы, сондай-ақ Карагинский ойысы. Жетібай-Өзен антиклинальды аймағының солтүстік-солтүстік-шығысында, ең болмағанда, Орталық Маңғышлақ аймағын оңтүстіктен шектейтін суб-ендікке дейінгі ең үлкен жер асты қабатының шөгуі болжанады.

Ұсынылған материалдар, олар шөгінді тыстың қалыңдығы мен алаптың аймақтық құрылымының ерекшеліктері туралы түсінік береді. Жетібай-Өзен сатысының іргетасының эрозияланған беті 3500-ден 7500 м-ге дейін .

Юраға дейінгі кешенінің құрылымы

Қарастырылып отырған бассейндегі "Юраға дейінгі кешен" кең таралған түсінік триас шөгінділерін қамтиды.

Шөгінді тыстың осы бөлігінің құрылымының ерекшеліктері туралы ең толық көрінісін орта триастағы шағылысатын горизонттар мен триас шөгінділерінің беті бойынша құрылымдық карталар береді.

Кешеннің маңызды ерекшелігі оның қатты бытыраңқылығы болып табылады, бұл ретте бұзылулардың екі жүйесі анық байқалады – бассейнің борттық бөліктерінде дамыған субширотты солтүстік-батыс және оның ішінде кең таралған субмеридиандық.

Бұл бұзылу жүйелерінің үйлесімі шөгінді тыстың төменгі кешенінің блок құрылымын жасайды, сонымен қатар субшироттық ақаулар аймағындағы блоктардың сызықтық бағыты және бассейн ішіндегі көп бағытты сызықты емес блоктар.

Борттық аймақтар мен ойыс жүйелері барынша қарама-қарсы белгіленеді, бұл ретте Жетібай-Өзен антиклинальды аймағының шегінде Қазіргі Жетібай-Өзен сатысының үлкен (басты) Маңғышлақ флексурасы түріндегі айқын Оңтүстік шектеуі бар элементтері байқалады.

Орта триастық шөгінділер негізінен аумақтың оңтүстігінде дамыған. Триас кешенінің бұзылуының жоғары дәрежесі аймақтық деңгейде таңдалған шиналар қалыңдығының экрандау қабілетін күрт төмендетеді және сұйықтықтардың тек жеке блоктарда немесе бірнеше конъюгацияланған блоктарда тиімді әсері туралы айтуға мүмкіндік береді.

Геодинамика позициясынан тыстың триас секциясы құрылымының сипаты бассейнің шеткі аймақтарындағы әртүрлі жылдамдықты ығысу-двигательдік процестердің жоғары ролін және олардың бассейнішілік субмеридиандық деформациялардың қалыптасуына белсенді әсерін көрсетеді.

Юра кешенінің құрылымы

Юра кешені құрылымының ерекшеліктері толығырақ зерттелген және олар туралы ең толық мәліметтерді Юра табанының құрылымдық картасы береді.

Шөгінді тыстың қарастырылып отырған бөлігі төменгі шөгінділерден едәуір аз бұзылумен, II ретгі базалық құрылымдық элементтердің жұмсақ құрылымымен және бассейнің бүйір бөліктеріндегі шекараларының едәуір кеңеюімен ерекшеленеді.

Юра шөгінділері құрылымының басты ерекшеліктерінің бірі бассейнің Солтүстік борт аймағының кеңеюі болып табылады, онда Жетібай-Өзен сатысы және Беке-Башкудук мегантиклинал сияқты аса маңызды құрылымдық элементтер қалыптасады, ол алып триас палеопрогибінің едәуір бөлігін қамтиды (Орталық Маңғышлақ Рифтінің оңтүстік қанаты).

Ірі құрылымдық элементтердің шекарасы ретінде негізінен флексуралар, әдетте триас және Юра бұзылыстарының жүйелерінен жоғары орналасқан. Триас дәуірімен салыстырғанда тектоникалық режим әлдеқайда тыныш болды.

Тыстың осы бөлігінің аймақтық құрылымы Юра шөгінділеріне тән белгілерін алды, бұл бұзылу санының одан әрі азаюымен, ірі құрылымдық элементтердің морфологиясын тегістеумен және бассейнің одан әрі кеңеюімен байланысты. Бұл жағдайда негізінен субмеридиандық бағыттың бұзылуы сақталады. Оның солтүстік борт аймағының маңызды элементі Жетібай-Өзен сатысының оңтүстігінен жалғасқан сызықтық майысулар мен көтерулер жүйесі болып табылады. Бор дәуіріндегі тектоникалық режимнің белсенділік деңгейі юрамен салыстырғанда одан да төмендейді.

Палеоген кешенінің құрылымы

Палеоген кешенінің құрылымы жер асты шөгінділерінің негізгі құрылымдық ерекшеліктерін сақтайды.

Бұл шөгінділердің ерекшеліктері-кең аймақты алып жатқанымен Орталық Маңғышлақ пен Беке-Башкудук мегантиклиналының қоймасында олардың болмауы, сондай-ақ тектоникалық элементтердің едәуір тегістелген құрылымымен, ақаулардың болмауымен ерекшеленеді.

Бассейнің құрылымдық ерекшеліктерін әр түрлі стратиграфиялық деңгейлермен салыстыру мұрагерге жақын ірі құрылымдық элементтердің даму сипаты негізінен юра дәуірінің басынан бастап байқалғанын көрсетеді. Сонымен бірге, бассейнің едәуір бөлігінде, әсіресе оның батыс-оңтүстік-батыс және орталық аймақтарында құрылымдық жоспарлардың қанағаттанарлық сәйкестігі бөлімнің триас бөлімімен де атап өтіледі, дегенмен неғұрлым белсенді тектоника болғандықтан, триас құрылымы элементтер жоғары дәрежелі бұзылымдармен және үлкен контрастпен сипатталады.

Триас кешенінің ішкі құрылымының қимасы юра-бор құрылымымен күрт сәйкессіздігі Жетібай-Өзен аймағында және одан солтүстікке қарай, яғни белсенді инверсиялық процестер учаскелері кейінгі триастың соңына қарай пайда болған.

Тектоникалық даму ерекшеліктеріне қысқаша сипаттама

Тектоникалық даму ерекшеліктерін қысқаша қарастыру бірқатар маңызды сәттерді атап өтуге мүмкіндік береді.

Кейінгі Пермьда - Орта Триас дәуірінде шөгінді бассейнде кеңейтудің тектоникалық процестері қазіргі Түпқараған-Қаратау мегантиклиналының орнында саңылаулардың пайда болуымен басым болды. Бассейнің оңтүстік шекарасы ғана сенімді түрде жүргізілді, оның ішінде Қарабогаз, Орта Каспий және Песчаномысско-Ракушечныйдың «қатты» палеозой блоктарының жүйесі кірді. Конвенцияның айтарлықтай дәрежесімен Солтүстік Үстірт қатты блогы бассейнің солтүстік шекарасы ретінде қарастырылуы мүмкін. Бассейнің солтүстікке жалпы қисаюуы кейінгі триас дәуіріне дейін айқын көрінеді.

Кейінгі Триаста интенсивті қысу процестері көрінеді, нәтижесінде оның шеткері аймағында айқын сызықты-жолақты аймақтары бар ең үлкен инверсиялық құрылым ойық рифт орнында қалыптасады. Триастың соңына қарай Маңғышлақ бассейнінің бірінші оқшаулануы және оның солтүстік ернеуінің қалыптасуы басталады. Бірінші Белсенді тектоникалық кезең іс жүзінде осымен аяқталады, оның ең маңызды нәтижесі оның борттық

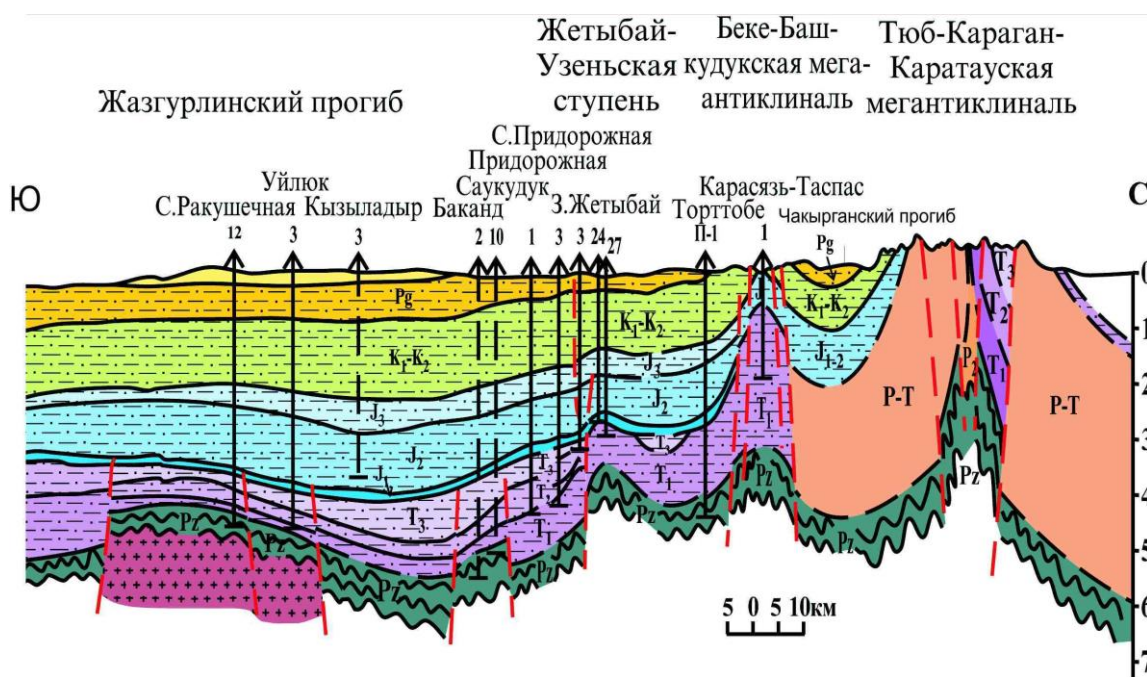
бөліктерінің геологиялық құрылымында түбегейлі айырмашылықтары бар заманауи бассейннің прототипін құру болып табылады.

Юра-бор кезеңінде тектоникалық белсенділік едәуір әлсіреді, бұл бассейннің аймақтық және аймақтық құрылымында күрт өзгеріссіз шөгінді тау жыныстарының қалың қабатының жиналуына қолайлы жағдай туғызды.

Тектоникалық белсенділенудің келесі кезеңі олигоцен-ерте миоцен болып табылады, ол Маңғышлақтың қазіргі геологиялық келбетін қалыптастырып, аймақтық және жергілікті деңгейлерде құрылымның геологиялық ерекшеліктерін бекітті.

1.3.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

Қарастырылып отырған аймақтағы учаскенің стратиграфиясы мен литологиялық-фациялық ерекшеліктері туралы түсініктер бірнеше жүздеген іздеу және барлау жұмыстарының нәтижелеріне негізделген. Іргетасы негізінен гранит интрузияларымен бұзылған аймақтық метаморфизмнің жасыл-тақтатас фациясының терригендік және карбонатты-терригендік қабаттарынан тұрады (5-сурет).



Сурет 5 – Геологиялық қима

Іргетаста кейінігі пермь-триас дәуіріне жататын жыныстар жатыр. Сонымен қатар, жоғарғы пермьнің қызыл түсті, зор сынықты шөгінділері жергілікті жерде таралған және іргетас жыныстарында әртүрлі жастағы, триас немесе тіпті юра жыныстары басым.

Триас қимасында континентальды жағдайда пайда болған түрлі-түсті, негізінен төменгі триастың алевролитті-аргиллитті кешені, вулканагенді-карбонатты теңіз орта триас және вулканагендік-терригендік жоғарғы триас шөгінді кешендері кіреді.

Ерте триас аумағының көп бөлігінде, төменгі триастың шұбар түсті жұқа моласасының қалыптасуы жүреді. Молассаның ең кең тараған құрамы - пирокластикалық шөгінділердің қоспасы бар сазды және құмды шөгінділер, олардың жиналуы кейде ашық теңізбен байланысты болған, өте таяз су қоймасында аридті климат жағдайында жүреді. Оларға тән-көл, аллювиалды-көл, аллювиалды, аллювиалды-дельталық фациялар болып келеді. Жетібай-Өзен қадамы шеңберінде алуан түсті гүлдерден басқа, Оленек кезеңінің сұр түсті алевролит-саз тастар тізбегінің және Үндістан кезеңінің Долнапин формациясының қызыл гүлдерінің болуы тіркелген. 115-Өзен параметрлік ұңғымасындағы төменгі триастың қалыңдығы анықталды 2250 м.

Жетібай-Өзен сатысының оңтүстік-батыс бөлігінде (орта триастың даму аймағында), жоғарғы Оленек сатысында карбонатты-құмды қабаттың болуы, оның ішінде номенклатуралық горизонттарды (жоғарыдан төмен) T_1 -Г, T_1 -ГД, T_1 -Д полимиктілі, аркозалық құмтастардан, туф сазтастарының, туфты алевролиттер мен туфтардың қабаттары бар әктастардан тұрады.

Орта триас шөгінділері вулкан-карбонатты сұр түсті формациямен көрсетілген көрсетілген, оның жинақталуы теңіз тұзды-су бассейні мен ылғалды климат жағдайында жүрді. Оған үш литологиялық қабаттар кіреді: вулканагенді доломиті, вулканагенді әктасты және вулканагенді аргиллитті.

Вулканагенді доломит қабаты төменгі триас немесе палеозойдың негізгі шөгінділерінде эрозиямен жатыр. Оған тән ерекшелігі - құрамы жағынан туфтардың, туфиттердің, туф саз тастарының, крастикалық-полидетритті әктастардың жұқа қабаттарымен қабаттастырылған ололитті-кесек және оолит-детритальды доломиттердің кең дамуы. Вулканагенді доломитті қабаттарының қимасында горизонттар (мүшелер) ажыратылады (жоғарыдан төмен) - T_2 -БВ, T_2 -В, T_2 -ВГ.

Қиманың жоғары бөлігінде вулканагенді әктас қабаты бар олар сирек кездесетін доломиттер, туфиттер, туфитті құмтастар мен алевролиттерден тұрады. Әктастар қатты битумизацияланған, бұл тау жыныстарының қара түсіне әкеледі. Қимада қабаттар ажыратылады горизонттар (мүшелер) T_2 -А, T_2 -АБ, T_2 -Б.

Вулканагенді доломит және вулканагенді әктас қабаттары көбінесе орта триастың (T_2) бір карбонатты қабатына біріктіріледі.

Орта триас қимасының жоғарғы бөлігі – вулканагенді аргиллитті қабат (T_2^2) негізінен туфты материал мен карбонатты жыныстардың жұқа қабаттары (төменгі бөлігі) мен алевролиттер (жоғарғы бөлігі) қосылған лай тастардан тұрады. Тау жыныстарына су қоймасының төмен қасиеттері тән.

Маңғышлақ бассейніндегі орта триас шөгінділерінің жалпы қалыңдығы 640 м жетеді.

Юраға дейінгі уақыттағы ұзақ мерзімді эрозия, жоғарғы триас шөгінділерінің таралу аумағының толығымен жойылғанға дейін айтарлықтай қысқаруының басты себебі болды.

Жоғарғы триас қимасының төменгі бөлігі (базальттық горизонт) құмтастардың (ұсақ, орташа және ірі түйіршікті), туф құмтастарымен, туфтармен, аргиллитмен, алевролиттермен және олардың туфты сорттарымен біркелкі емес қабаттармен ұсынылған. Қарастырылып отырған зерттеу аумағынан тыс Жоғарғы триаста анықталған мұнай мен газ кен орындарының көпшілігі қиманың осы бөлігімен байланысты.

Қиманың орта бөлігі вулканогенді-терригенді, негізінен төмен өткізгіштік қабаттарымен ұсынылған. Туф құмтастары сұрғылт, сұр-жасыл түсті. Туфтар сұр, қою сұр, сәл көкшіл реңкпен.

Жоғарғы триастың жоғарғы бөлігіндегі жыныстардың сыртқы түрі мен құрамы бойынша үстіңгі юра шөгінділеріне ұқсас және төмен жарықшақты қасиеттерімен сипатталады. Тау жыныстар сұр және қою сұр түсті болып келеді.

Юра дәуірінен бастап территория ұзақ шөгуге қатысады, нәтижесінде қалың (дейін 5 км) шөгінді тыс қабат пайда болады, онда екі құрылымдық кезеңдер бар: юра-төменгі миоцен және орта миоцен-төрттік кезең.

Конгломераттар, құмтастар, алевролит мен аргелиттер тыс платформаның негізінде жатыр.

Ортаңғы юраның терригендік көмір қабаты барлық жерде кең таралған. Ортаңғы юра қимасында теңіз фациялары пайда болады, литологиялық құрамы бойынша көбінесе құмды-сазды. Оның қалыңдығы 640-тан бастап 950 м өзгереді.

Терригенді-карбонатты түзілімнің калловейлік-титондық таралу аймағы (жоғарғы юра) азаяды. Сонымен қатар, аталған кешеннің қалыңдығының көтерілген аудандарда толық болмауына дейін төмендеуі байқалады.

Формацияның келловей бөлігінде сазды-карбонатты жыныстардың пайда болуы байқалады. Оксфорд қабаты сазды-мергельді кеуектерден тұрады. Кимеридж және титон қабаттары негізінен әктастармен ұсынылған.

Жоғарғы Юраның қалыңдығы 110-нан 520 м-ге дейін.

Жоғарғы-төменгі Юра өнімді қалыңдығы қимасында 13 номенклатуралық горизонттың кәсіпшілік-геофизикалық материалдары бойынша - Ю-I-ден Ю-XIII-ға дейін бөлінеді.

Бор шөгінділері теңіз сұр терригенді және карбонатты түзілімдермен ұсынылған. Тек неокомдық шөгінділер шұбар түсті континенттік жыныстардан тұрады. Апт-Сеноман формациясы саздардан, алевролиттерден және құмтастардан тұрады. Турон-маастрихтиан саз-карбонат түзілімі теңізден шыққан таужыныстармен ұсынылған: мергельдер, әктастар, әктас саздар, бор. Бор шөгінділерінің қалыңдығы 1500 м-ге жетеді.

Палеоген-төменгі миоцен түзілімдер шоғыры екі бөлікке бөлінеді. Төменгі бөлігіне палеоцен мен эоцен шөгінділері кіреді және теңіз генезисінің

карбонатты түзілімдерімен ұсынылған. Қиманың олигоцен-төменгі миоцен бөлігі сазды құрамы басым монотонды қабаттан тұрады.

Орта миоцен-төрттік құрылымдық қабаттың шөгінділері неогеннің теңіз сазды-карбонатты шөгінділерімен, төрттік құмдармен, саздақтармен, құмдақтармен ұсынылған.

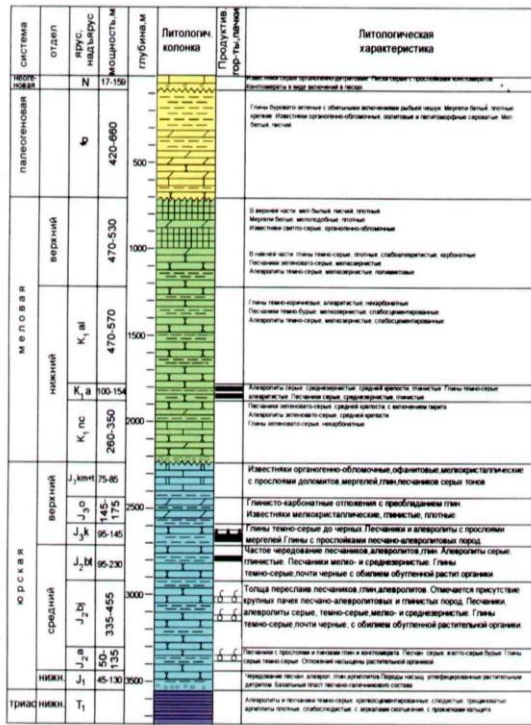
Қарастырылып отырған аймақтың шөгінді қабатында жиырмадан астам сейсмикалық горизонттары көрініп, бақыланады.

Платформа жамылғысының шөгінділерінде ең ақпараттылық горизонттары мыналар: I - олигоцен негізіне, II - сенондық-турондық негізге, III - гаутеривандық негізге, IV₁ - эталонға бекітілген Оксфордта, IV₂ - Байоссадағы эталонға, ал V₁ - юраның түбіне дейін.

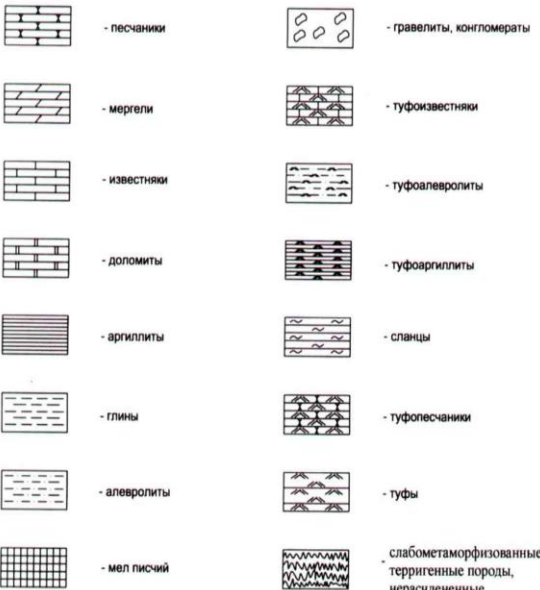
Өтпелі кешеннің шөгінділерінде: V₁³ - төменгі жоғарғы триаста, V₁^{II} - орта триас карбонаттарының жоғарғы бөлігінде (T₂-А жабыны), V₂^{IV} - орта триас карбонаттарында (T₂-Б табаны), V₃ - төменгі триастың карбонатты-терригендік қабаттарының жоғарғы бөлігінде (T₁-Г жабыны), V₃² - төменгі триастың долнапин сюитасының жоғарғы жағында, V₁ - палеозой жыныстарының эрозияланған беті .

б-суретте зерттеу аймағының контурына түсетін құрылымдық және тектоникалық элементтердің типтік бөлімдері көрсетілген.

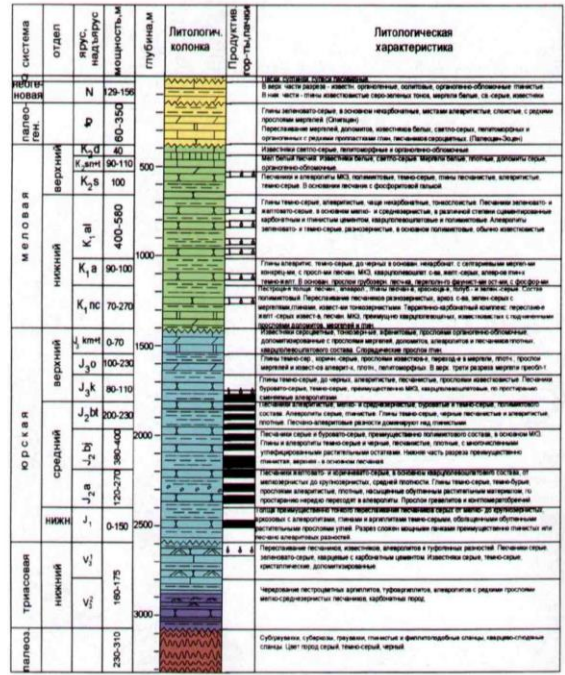
Западная часть Беке-Башкудужской мегаантиклинали
типовой разрез мезокайнозойских отложений



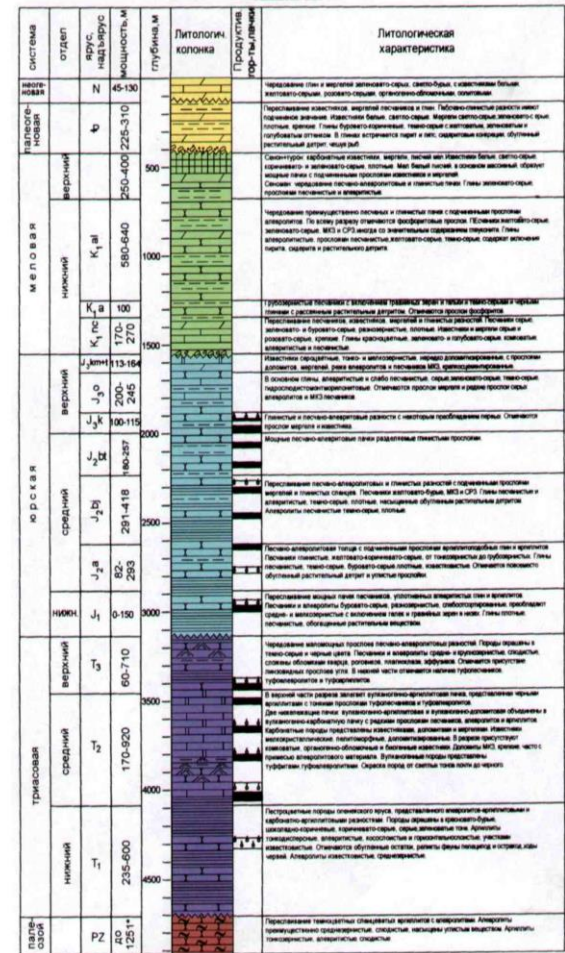
Условные обозначения



Жетыбай - Узеньская ступень (восточная часть)
типовой разрез мезокайнозойских отложений



Жетыбай - Узеньская ступень (западная часть)
типовой разрез мезокайнозойских отложений



Сурет 6 – Мезокайнозой шөгінділерінің типтік кималары

Юраға дейінгі шөгінділер

Юраға дейінгі кешен стратиграфиялық жолмен дәлелденген триас шөгінділерін, сондай-ақ шартты түрде анықталған карбон-кейінгі пермь шөгінділерін қамтиды.

Іргетастың жоғарғы қабатының құрамына кіретін жоғарғы палеозой кешені граниттермен және оларды Маңғышлақтың жекелеген аудандарында карбон жасындағы метаморфталған тақтатастар жабады.

Триас шөгінділері үш бөліктен тұрады: төменгі, ортаңғы және жоғарғы.

Төменгі бөлімде Үнді және оленек деңгейлері ерекшеленеді, олардың біріншісі қызыл түсті және шұбар түсті аргиллиттерден, алевролиттерден, құмтастардан, сазды әктастардан және сирек кездесетін мергельдерден тұрады. Үнді жікқабатында тау жыныстарының жалпы қалыңдығы бассейнің ауданы бойынша күрт өзгеріп, 115 өзен ұңғымасында 1765 м биіктікке жетеді.

Оленек кезеңі төменгі триастың «карбонатты-терригенді қабатының» жалпы атауы бойынша біріктірілген құмтастар, әктастар, алевролиттер және туфогендік жыныстардың кезектесуі әсерінен литологиялық тұрғыдан күрделі. Бұл қабат қарастырылып отырған бассейнде өте шектеулі таралған және Жетібай-Өзен сатысының оңтүстік бөлігінде және басты Маңғышлақ флексурасы ауданында ғана байқалады, ол жерде қалыңдығы 300 м дейін жетеді.

Триастың орта бөлігінде анизия қабаты ерекшеленеді, онда литологиялық ерекшеліктері бойынша үшке бөлінеді: вулканогенді-доломитті, вулканогенді-әктас және вулканогенді-аргиллитті жалпы қалыңдығы 100 м-ден 800 м-ге дейін, орта триас дәуірінің максималды қалыңдығы бассейнің үш аймағында орналасқан: Батысында 800 м-ге дейін; Жетібай-Өзен сатысынан оңтүстікке қарай 500 м-ге дейін; Қарынжарық ауданында 600 м-ге дейін.

Төменгі, вулканагенді-доломиттер литологиялық тұрғыдан органигенді-детритті, органигендік-сынықты әктастар, сондай-ақ саз және туфагендік жыныстарының қабаттары бар, ұсақ түйіршікті құмтастармен ұсынылған.

Ортаңғы, вулканагенді-әктастар негізінен қара түсті болып келеді, доломиттелінген, сондай-ақ туфтар, туфиттер, туф саздары және туфас құмтастарының жұқа қабаттары бар органигенді-детриттік әктастардан тұрады.

Бұл екі қабат Орта Триастың вулканагенді-карбонатты кешеніне біріктіріліп, негізгі Маңғышлақ флексурасының батыс тұйықталу шегінде максималды жалпы қалыңдығы 550 м-ге дейін және Жазғұрлы ойпатының оңтүстік-шығыс бөлігінде Қарынжарық седласы бар.

Жоғарғы, вулканагенді-аргиллиттіктер қара, әлсіз карбонатты аргиллиттермен, алевролиттер мен туфас құмтастарынан тұрады. Вулканагенді-аргиллит қабатының қалыңдығы Сегендік ойпаты мен Қарынжарық седласы аймағында 500 м-ге жетеді, Песчаномысско-Ракушечный көтерілімі, Жетібай-Өзен сатысының оңтүстік-батысында және Қарагиин седласы аймақтарында 100 м-ге дейін төмендейді.

Жоғарғы триаста литологиялық белгілері бойынша үшке бөлінеді: туфагенді-терригендік, құмтасты-аргиллит және аргилитті-құмтас.

Олардың біріншісі әр түрлі түйіршікті жасыл-сұр түсті құмдастар және туфагенді құмдастар сұр және қою сұр түсті туфас сазды және туфас алевролиттерімен ұсынылған.

Екіншісі қара аргиллиттердің, сұр және Қою сұр алевролиттердің және көп түйіршікті құмдастардың біркелкі ауысуынан тұрады.

Үшіншісі түрлі түйіршікті құмдастар мен алевролиттердің қара балшықтары бар ұсынылған және төменгі бөлігіндегі ірі түйіршіктердің үлесі артады.

Жоғарғы триас көмірленген детрит, көмір линзалары, көмірмен қапталған ағаш түріндегі органика болуымен сипатталады.

Триастың жоғарғы бөлігінің жалпы қалыңдығы 900 м-ге жетеді.

1.4 Ауданның гидрогеологиялық сипаттамасы

Ауданды барлау басталғанға дейінгі гидрогеологиялық жағдайлар бұрғыланған ұңғымалардан өздігінен ағын түспейтін жағдайда бірқатар тұйықталған сулы қабаттардың болуымен сипатталды.

Жер бетінен бірінші бақыланған сулы горизонт тереңдігі 35 метр ұңғымалармен ашылды. Бұл горизонттың жер асты сулары орта төрттік аллювиалды горизонттың саздақтары мен құмдарымен шектелген. Қимада су өткізбейтін немесе әлсіз өткізгіш қабаттардың болмауына байланысты бұл горизонттың сулары жоғары сулы горизонттардың суларымен гидравликалық түрде байланысты. Бұл ұңғымалардағы пьезометриялық деңгей 13,1 ... 14,5 метр тереңдікте орнатылған. Ұңғымалардың дебиті 0,1 ... 4 л/с. 0,7...19 метр төмендеген кезде. Бұл горизонттағы Судың химиялық құрамы сәл тұзды, өте қатты және минералдануы 1,48 кг/м³-ден 1,79 кг/м³-ге дейін, тығыздығы 1000...1008 кг/м³. Қоршаған ортаның қышқылдан сәл сілтілікке дейін өзгергіштігі байқалады. Сулы қабаттың борпылдақ құмдар мен саздақтармен шектелуіне байланысты, ұңғымаға су ағыны кезінде терригендік материал алынып, ол ұңғыма оқпанына қонады.

Тереңдігі 65 м ұңғымалар жоғарғы плиоцен Ақшағыл горизонт басқарады. Горизонт ұсақ түйіршікті құм қабаттарымен шектелген. Бұл горизонттағы сулар қысымға ұшырайды, ұңғымалардағы пьезометриялық деңгей 13,2 ... 15,2 м тереңдікте орнатылады, ұңғымалардың дебиті 1,5 л/с-тан 5 л/с-қа дейін, 3...19,5 метр төмендеген кезде. Горизонттың қоректенуі жоғарыда жатқан құмдар мен Сулы аллювиалды горизонттардан ағу арқылы жүреді. Оны түсіру терең горизонттарға және ішінара іргелес аллювиалды горизонттарға ағынмен жүзеге асырылады. 9,2 кг/м³-ден 10,4 кг/м³-ге дейін өзгертін минералдануға байланысты су аздап тұзды немесе тұзды, өте қатты, аралас типтегі, Cl, Ca және Na иондарының басым болуымен сипатталады. Ортаның қышқылдан сілтіге дейінгі өзгермелі сипаты байқалады.

Тереңдігі 165 м ұңғымаларда төменгі-орта триас Сулы кешені бақыланады. Су өткізетін қабат құмтас пен саздың қабаттасуымен ұсынылған. Арынды сулар, пьезометриялық деңгейлері 13,1...15,8 м тереңдікте орнатылады, ұңғымалардың дебиті 0,5...1,0 л/с құрайды, 8...20 метр төмендеген кезде. Ұңғымалардағы судың минералдануы 16...18 кг/м³-ден 24...28 кг/м³-ге дейін, тығыздығы 1010...1018 кг/м³ және тұзды, өте қатты деп сипатталады. Ортаның сипаттамасы қышқылдан бейтарапқа және сәл сілтілікке ауысады.

Төменгі Пермь Кунгурия сулы кешенін бақылау жұмыстары 300-ден 350 метрге дейінгі, әр түрлі тереңдікке бұрғыланған ұңғымалар көмегімен жүзеге асырылады. Зерттеу ауданындағы тұзды жыныстар блогының биікке көтерілуіне байланысты, сулы кешен шектелген тұздардан оларды жабатын терригендік жыныстарға (кепрок аймағы) өту аймағы басқа қалыңдық пен тереңдікке ие. Бұл горизонттың жер асты сулары гипс, ангидридтер және доломиттермен шектелген. Арынды сулар, пьезометриялық деңгейлері 2-ден 18 метрге дейінгі тереңдікте орнатылады, ағынның жылдамдығы 0,2-ден 5,3 л/с-қа дейін өзгереді, 14...40 м төмендеген кезде. Жер асты сулары басқа сулы қабаттардан судың көп түсуіне байланысты қоректенеді және күмбездің көтерілген бөлігіндегі жас шөгінділердің сулы қабаттарына жіберіледі. Құрамы бойынша бұл сулар тұзды, өте қатты, минералдануы-140-тан 220 кг/м³ - ге дейін, тығыздығы-1020...1090 кг / м³. Ортаның сутегі көрсеткіші өзгермелі.

Ең төменгі бақыланатын Сулы қабат Кунгур жасындағы жыныстардың түзішілік кешенінің сульфат-Карбонат бөліктерімен шектелген және 1250 м тереңдікке бұрғыланған ұңғымамен бақыланады, 525...670 м және 1165...1240 м тереңдікте перфорация жұмыстары жүргізілген. Ағынның дебиті белгіленбеген. Суы тұзды, минералдылығы 500 м. - 320...360 кг/м³, сол тереңдіктегі судың тығыздығы 1180...1190 кг/м³.

2 Геофизикалық зерттеу кешенінің әдістемесі

2.1 Ұсынылған ҮГЗ әдістер кешеніне негіздеме

ҰГЗ кешені - ұңғымалардың болжамды геологиялық қималарға және ұңғымаларды пайдалану мен салудың жобалық техникалық шарттарына сәйкес келетін тапсырмалармен анықталады.

Өзен алаңындағы жобаланған учаскеде ҰГЗ кешені мыналарды қамтамасыз ететін:

-әртүрлі геологиялық-техникалық жұмыстар үшін қойылған міндеттерді шешу;

-осы кен орнының геологиялық құрылымын зерттеу үшін Ұңғымаларды геофизикалық зерттеуді жобалау;

-нәтижелерді кен орынның алдыңғы зерттеулердің деректерімен байланыстыру;

Барлық қойылған міндеттерді ең аз шығынмен шешуге мүмкіндік беретін зерттеулер кешені ҰГЗ болып табылады. Әр түрлі аудандарда жұмыс жүргізудің геологиялық және техникалық шарттарының ұқсастығын ескере отырып, ҰГЗ типтік кешендері белгіленеді. Типтік кешендердің құрылымы коллекторлардың түрлерін, жуу сұйықтығының қасиеттерін және ұңғымалардың мақсатын ескере отырып, жалпы және егжей-тегжейлі зерттеулерді қарастырады.

Қойылған міндеттерді шешу үшін әртүрлі физикалық негізге негізделген үлкен мүмкіндіктері бар әдістер қолданылады.

Жалпы зерттеулер ұңғымалардың қималарын корреляциялауға, оларда мұнай мен газға перспективті аралықтарға бөлуге, сондай-ақ ұңғымалар оқпандарының техникалық жай-күйін зерттеуге арналған. Аталған міндеттер зерттеу жұмыстарының көлемін анықтайды. Олар : ЭК (КК, БК немесе ИК), гамма-, нейтрондық гамма - және газды каротаж, кавернометрия (немесе профильметрия), термометрия және инклинометрия. Термометрия жалғыз ұңғымаларда орындалады.

Толық зерттеулер мұнай және газ қабаттарын толығымен зерттеуге арналған; әр түрлі мақсаттағы ұңғымаларда олар 5 - 12 зерттеу түрін қамтиды. Саз емес терригенді резервуарлар мен түйіршікті кеуектілігі бар карбонатты резервуарларды анықтау және бағалау үшін мәліметтердің минималды мөлшері (зерттеудің 5 - 6 түрі) қажет. Резервуарларды анықтау және бағалау ӨП, МК және ДС сызбалары бойынша жүзеге асырылады, кеуектілігі АК немесе ГГК деректері бойынша, мұнай мен газға қанықтылығы БКЗ диаграммалары немесе БКЗ қысқа зондтар кешені ИК мен бірге анықталады. Зерттеу кешені кеңейеді (10 - 12 түрге жетеді), өйткені су қоймаларының күрделілігі төмен кеуектілікке ($K_p < 10\%$), сазбен жабылған, тұзданған және газдалған терригенді, сондай-ақ карбонатты сынған және қуыстағы су қоймалары кіреді.

Жуу сұйықтығының параметрлері электрлік зерттеу түрлерінің негізгі мүмкіндіктерін анықтайды ол коллекторларды бөлуде және олардың мұнайға қанығуын бағалауда шешуші рөл атқарады. Тұщы сұйықтықтармен толтырылған ұңғымаларда БКЗ, ИК, МК көмегімен кедергіні өлшеу үшін қолайлы жағдайлар жасалады; ӨП потенциалдары литологиялық бөлудің тиімді құралы болып табылады. Каротаждың электрлік түрлерінен жоғары

минералданған қималарды ашу кезінде БК және БМК ғана қалады; ӨП қисықтары толығымен тегістеледі. ПЖ-да бұрғыланған ұңғымаларда мұнай немесе мұнай өнімдері негізінде дайындалған өткізгіш тау жыныстарының меншікті кедергісін ИК арқылы өлшенеді.

Өткізгіш тау жыныстарға қарсы сазды қабыршақ пайда болуы сазды тұщы және минералданған ПЖ көмегімен бұрғыланған ұңғымаларда коллекторлардың бөлінуіне ықпал етеді. Сазды қабыршақ және МК қисықтарына (Тұщы ерітінділерде) немесе БМК - БК кешеніне оң өсу түйіршікті коллекторлардың сенімді белгісі болып табылады. Тегіс емес ПЖ жағдайында болған жағдайда МК және ВМК қисықтары шамадан тыс азаяды. Сазды емес болған жағдайда ПЖ-да ЯМК жүргізу мүмкін емес.

Ұңғымалардың мақсаты ҰГЗ кешендерінің толықтығын анықтайды. Толық құжатталған іздеу ұңғымалары жаңа аудандардағы перспективалы мұнай мен газ аралықтарын анықтауға және олардың өнімділігін бағалауға арналған. Анықталған өндірістік аралықтарды егжей-тегжейлі зерттеу үшін бұрғыланатын барлау ұңғымаларында ҰГЗ - ның кішірек кешенін қолданылады: басты назар тиімді қабаттарды анықтауға, кеуектілік пен мұнай-газға қанықтыру коэффициенттерін анықтауға аударылады. Қасиеттері белгілі коллекторлардың жағдайын анықтауға бағытталған зерттеулер мұнай-газ конденсатының тізбегіндегі пайдалану ұңғымалары үшін ең аз кешен қажет.

Жекелеген аудандар үшін типтік кешендер негізінде аппаратурамен қамтамасыз етілген каротаж түрлерін қамтитын міндетті ҰГЗ кешендері жасалады. Өлшеу зондтарының өлшемдері, аппаратура түрлері, өлшеу әдістемесі (зерттеулердің кезеңділігі, жылдамдығы және т.б.) әрбір ауданда нақты жағдайларды ескере отырып және "ұңғымаларда геофизикалық зерттеулер жүргізу жөніндегі техникалық Нұсқаулықтың" талаптарына сәйкес белгіленеді.

Бір геологиялық мәселені шешуге бағытталған ұңғыманы каротаждаудың ұзақтығын қысқарту және ұңғыманың тұрақты жағдайында өлшеу жүргізу талаптарын қанағаттандыру қажеттілігі ұңғымалардың интеграцияланған құралдарын қолдануды талап етті.

Күрделі құрылғылар шешетін тапсырмалармен салыстырғанда күрделі міндеттер екі күрделі құрылғыдан тұратын біріктірілген құрылғыларды орындауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, екі күрделі құрылғы да қосымша телеөлшеу жүйелерімен электрондық схемаларды қиындатпай, жердегі жабдықпен байланыс желілерін пайдаланады.

Геологиялық міндеттерді шешу үшін қолданылатын геофизикалық әдістердің мүмкіндіктерін ескере отырып, мынадай әдістер жүргізілуі мүмкін:

а) литологиялық бөлшектеу үшін КК, ИК, КВ, ГК және НГК әдістері пайдаланылуы мүмкін.

б) коллекторларды бөлу үшін кеуектіліктің шекаралық коэффициенттерін пайдалану қажет. Кеуектілік коэффициентін ИК, МК, КВ диаграммалары бойынша анықтауға болады.

в) мұнаймен қанықтыру коэффициентін анықтау және қанықтыру сипатын бағалау үшін ИК диаграммалары пайдаланылады. Ұсынылатын ҰГЗ кешені 1-кестеде келтірілген.

| Әдістер | Аппаратуралар | Жазу жылдамдығы м/сағ | Шешетін міндеттер |
|---------------|--|-----------------------|---|
| КК | ЭК-1 N0,5M2A A2M0,5N | 2000 | қиманы литологиялық бөлу |
| ӨП | ЭК-1 | 2000 | қиманы литологиялық бөлу |
| БК | ЭК-1 | 200 | қиманы литологиялық бөлу |
| ИК | ЭК-1 И ₂ 0,4И ₁ 1,6Г | 2000 | ВНК және ГНК анықтау, КВ, КН және коллектор қабаттарының қанығу сипатын анықтау |
| ГК | СРК-10 Модуль ГК NaI | 400 | қиманы литологиялық бөлу |
| НГК | СРК-10 Модуль НГК-60 Pu+Be | 400 | қиманы литологиялық бөлу |
| Кавернометрия | СКПД-3 | 1000 | |
| АК | Модуль МАК-7 И ₁ 1,0П ₁ 0,5П ₂ 1,0И ₂ | 2000 | қиманы литологиялық бөлу |
| | | | |

Кесте 1 – Ұсынылатын ҰГЗ кешені және аппаратура

2.2 Мұнай мен газ кен орындарында ҰГЗ көмегімен шешілітін мәселелер

Мұнай мен газ ұңғымаларында жүргізілетін геофизикалық зерттеулердің маңызы жоғары болып келеді. Біріншіден, терең ұңғыманы бұрғылау жұмыстарын жүргізі барысында керн алуды азайту, тіпті алмауға (жұмысқа кететін қаражатты төмендетіп және жұмысты тездету мақсатында) болады. Екіншіден, ұңғыма ашқан қимадағы шөгінді қатқабаттардың өлшенген

ядролық-физикалық және электрлік параметрлері бойынша жақсы жіктелуі, осы аудандағы көптеген ұңғымаларда алынған каротаждық диаграммаларды керн алынған бір немесе бірнеше тірек ұңғымалар қимасына байланыстырып сәйкестендіруге болады.

Мұнай мен газ кен орындарында ҰГЗ көмегімен шешілетін мәселелер:

1. Ұңғыма қимасын литологиялық жіктеу.
2. Коллекторлық қасиеттерді анықтау:
 - кеуектілік қасиеті;
 - өткізгіштік қасиеті;
 - саздылық қасиеті.
3. Қимадағы коллекторларды бөлу, олардың қалыңдығын және құрылысын анықтау.
4. Коллекторлардың мұнай мен газға қанықтылығын анықтау.
5. Ұңғыма қималарын сәйкестендіру (корреляциялау).
6. Ұңғыманың техникалық жағдайын зерттеу.
7. ВНК, ГНК, ГВК жапсарларының орналасуын анықтау.
8. Кенорнын игеруді бақылау.

Мұнай мен газ кен орындарында каротаж жұмыстарын жүргізу үшін ҰГЗ-ның көп әдістерін пайдаланады.

Ұңғыма оқпаны бойымен 1:500 масштабта, ал өнімді қабаттарда 1:200 масштабта каротаждық диаграмманы жүргізеді.

2.3 Аппаратура

Өзен кен орнындағы ұңғымаларды кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулердің жобаланатын кешені "Мұнай мен газға бұрғыланатын іздестіру, барлау және пайдалану ұңғымаларын геофизикалық зерттеудің үлгілік және міндетті кешендерінің" негізінде жасалған және ұңғымалар қималарының электрлік, радиоактивті, акустикалық және тығыздық қасиеттерін зерттеуге мүмкіндік береді.

Стандартты каротажға ішкі поляризация потенциалдарының қисығын бір мезгілде тіркей отырып, төменгі және жоғарғы градиент зондтарымен (А2М0.5N; N0.5M2A) жазба кіреді. Қиманың өнімді бөлігіндегі стандартты каротаж 10 ұңғымада орындалады.

Бүйірлік электрлік зондтау (БЭЗ) өлшемдерімен жүйелі градиент - зондтармен орындалатын болады А0=0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,5 м 10 ұңғымада. КК қисықтарын жазу масштабы-1-2 Омм / см.

Индукциялық әдіс (ИК) 10 ұңғымада орындалады . Жазу масштабы ИҚ-50 мСим/М. тіркеу жылдамдығы 2000 м/сағ.

Микрозондылау 10 ұңғымада жүргізіледі. Жазу А0,025м0,025n микроградиент-зондпен және А0,05М микропотенциал-зондпен жүргізіледі. Диаграммаларды тіркеу жылдамдығы 1000 м / сағ.

Микробүйірлік каротаж (МБК) 10 ұңғымада орындалады. Қисықтар сызықтық (0.5 Омм/см) және логарифмдік модульмен 4 см масштабта жазылады. Қолданылатын аппаратура-МКУЦ. Диаграммаларды тіркеу жылдамдығы 1000 м / сағ.

Кавернометрия (КВ) 10 ұңғымада орындалған. Жазу масштабы 2,5-5 см/см, СКПД аппаратурасы. Диаграммаларды тіркеу жылдамдығы 1000 м / сағ.

Радиометриялық зерттеулерге 10 ұңғымада жобаланатын гамма-әдіс (ГК) және нейтрондық гамма-әдіс (НГК) кіреді. Пайдаланудың бастапқы кезеңінде РК қисықтарын жазу СИ-4Г, СИ23Г, СИ газ разрядты есептегіштері бар СП (СП-60, СП-62, СП-80) аспаптарымен жүргізіледі.

Акустикалық каротаж (АК) 10 ұңғымада орындалады. Жазуды МАК-7 Модулінің аппаратурасы жүргізеді.

"TLS-19" каротаж станциясы.

"TLS-19" каротаж станциясы Геофизикалық аппаратураны пайдалана отырып, бұрғылау, бақылау, айдау және өндіру ұңғымаларына геофизикалық зерттеулер жүргізу кезінде жазылған ақпараттың сапасын бір мезгілде көзбен шолып жедел бақылай отырып, борт компьютерінің жадына каротаж деректерін цифрлық жазуға арналған.

Станция ұңғымалық аспаптан немесе кәсіпшілік-геофизикалық өлшеу жүйелері блогынан келіп түсетін деректерді жинаудың мамандандырылған құрылғысы болып табылады. Жазылуға жататын деректер тіркеуішке аналогтық немесе цифрлық түрде түседі, тереңдік функцияларына сандық түрде жазылады, сондай-ақ бастапқы өңдеуден өтеді және Оператор белгілеген масштабта және нысанда геофизикалық қисықтар түрінде шығарылады.

Командалар жүйесі, ақпаратты ұсыну және командалардың орындалу уақыты орнатылған түпнегіз платаның және қолданылатын микропроцессордың параметрлерімен анықталады. Тіркеуші мен борттық компьютер арасындағы мәліметтер алмасу интерфейс арқылы жүзеге асырылады: RS-232C (COM 1 немесе COM 2 порттары арқылы).

Тіркеушіпен диалог түпнегіз платаның слоттарының бірінде орнатылған тереңдік блогының ROM-да орналасқан түпнұсқа басқару бағдарламасы мен "жүктеуші" бағдарламасына орнатылған борттық компьютердің көмегімен жүзеге асырылады.

Тіркеушінің негізгі түйіндерінің жұмысын бақылау тест-бағдарламаның көмегімен жүзеге асырылады.

Тіркеушінің аппараттық бөлігі бірыңғай интерфейс магистралімен біріктірілген құрылғылар жиынтығы ретінде сипатталады.

Кешеннің негізі-түпнегіз плата болып табылады. Ол келесі құрылғылармен жүйелік шинамен байланысты:

- а) тереңдікті басқару модулі (МКГ);
- б) дәл АЦП (АСР) модулі;
- в) РК модулі (РК);
- г) АК модулі;
- д) КНМ модулі (VKIM).

Ұңғымалық аспаптардың сигналдары, сондай - ақ тереңдік тактілерін (бұдан әрі мәтін бойынша-тереңдік датчигі) және магниттік белгілер датчигі геофизикалық интерфейсін көмегімен тереңдік модульдеріне, АЦП,РК, АК,КНМ қосылады. Тіркеушінің математикалық жасақтамасының басқаруымен Тіркеуші модульдерінің кіріс түйіндері конфигурацияланады.

Әрі қарай калибрлеу сигналдары жазылады және өңделеді, олардың негізінде түпнегіз плата және борттық компьютерлер сандық каротаж мәліметтерін, ұңғымалар туралы мәліметтерді және т.б. масштабтау параметрлерін есептейді, мысалы: сандық ақпаратты ойнату арналары, диаграмма жолдары, жазу нүктелері туралы мәліметтер және т. б.). Тіркеу кешені қабылданған ақпаратты бастапқы түрлендіруді жүзеге асырады. Нәтижесінде геофизикалық ақпараттарды сәйкес тереңдікте өлшем бірліктері бар ұңғыма журналдары бар диаграмма түрінде жазу болып табылады, алайда оператор алынған материалды толығырақ бағалау үшін алынған ақпаратты визуалдау параметрлеріне белсенді әсер ете алады.

«ТЛS-19» жазу кешенінің дизайны. Құрылымдық тұрғыдан тіркеуші каротаж зертханасының аспаптар сөресіне салынған блок түрінде жасалған.

ЭК-1 Электрлік каротаж аспабы. Мұнай және газ ұңғымаларында геофизикалық зерттеулер жүргізуге арналған. Аспап зерттеу аралығы бойынша бір түсіру-көтеру үшін БКЗ зондтарының кешенімен, үш электрод БК зондымен, ИК зондымен, резистивиметрмен, ККөлшеуді орындау мүмкіндігін қамтамасыз етеді.

Су негізіндегі жуу сұйықтығымен толтырылған, отырғызылмаған ұңғымаларды зерттеу үшін қолданылады.

Ол кішігірім өлшемдермен ерекшеленеді, бұл Бұрғылау құралы арқылы зерттеу жүргізу кезінде қолдануға мүмкіндік береді, жоғары өнімділікке және сенімділікке ие, қолдануға ыңғайлы.

Коллекторлар бөлігінде бөлу, олардың су және мұнаймен қанығуын анықтау үшін қажетті ұңғымалардың электрлік каротажының міндеттерін шешеді.

Жалпы техникалық деректер:

- а) ұзындығы 20470 мм;
- б) максималды диаметрі 73 мм;
- в) салмағы 80 кг;
- г) 400 Гц, 400 мА айнымалы токпен қоректендіру;
- д) ең жоғары Жұмыс температурасы 120°C;
- е) ең жоғарғы жұмыс қысымы 80 мПа;
- ж) каротаж жылдамдығы 2000 м / сағ.

Микрокаротаж аспабы МК-УЦ. Микрокаротаждың (МК), бүйір микрокаротаждың (БМК) зондтарымен жыныстардың электрлік кедергісін, сондай-ақ аспап рычагтарының ашылу диаметрін (ДС) өлшеуге арналған.

Ол су негізіндегі жуу сұйықтығымен толтырылған ұңғымаларды зерттеу үшін қолданылады.

Коллекторлар бөлігінде бөлу, олардың су және мұнаймен қанығуын анықтау үшін қажетті ұңғымалардың электрлік каротажының міндеттерін шешеді.

Негізгі техникалық деректер:

- а) ұзындығы 2600 мм;
- б) ең үлкен диаметрі 110 мм;
- в) салмағы 90 кг;
- г) 400 Гц, 400 мА айнымалы токпен қоректендіру;
- д) ең жоғары Жұмыс температурасы 120°С;
- е) ең жоғарғы жұмыс қысымы 80 МПа;
- ж) каротаж жылдамдығы 1000 м / сағ.

МАК-7 акустикалық каротаж модулі.

Мак-7 акустикалық каротаж модулі сұйықтықпен толтырылған іздеу, барлау және пайдалану ұңғымаларын зерттеуге арналған.

Қолдану саласы-қоршаған ортаның температурасы 120 °с-қа дейін және гидростатикалық қысым 80 МПа-ға дейін болғанда диаметрі 146-дан 300 мм-ге дейін Тереңдігі 5000 м-ге дейінгі ұңғымаларды зерттеуде.

Модуль компьютерленген каротаж станциясымен немесе IBM PC сияқты дербес компьютермен жабдықталған каротаждық зертханалары мен станцияларымен және ұзындығы 5000 м дейін КГ 3-60-180 маркалы геофизикалық кабельмен жабдықталған және электр байланысын қамтамасыз ететін жұмыс істейді. «Манчестер-2» кодына негізделген телеметрия жүйесін, сондай-ақ модульде транзиттік желі бар және аналогтық телеметрия жүйесі бар басқа модульдермен механикалық қондыруды қолданатын компьютер. Модуль автономды түрде де, АМК УРАЛ-100 аппараттық-әдістемелік кешенінің құрамына кіретін ГК, ГК-С, НГК-60, 2ННК-Т, 2ННК-НТ, ГГК-ЛП сияқты модульдермен бірге кешенді түрде жұмыс істейді.

Модуль өз функцияларын жердегі компьютерленген каротаждық станцияға автономды түрде немесе ГК, ГК-С, НГК-60, 2ННК-Т, 2ННК-НТ, ГГК-ЛП типті модульдерді кешенді құрастыру құрамында қосылған кезде ғана жүзеге асырады.

Модуль ұңғымада серпімді тербелістердің импульстарын мезгіл-мезгіл қоздыруға, ұңғыманың осі бойымен таралатын серпімді толқындарды қабылдауға, серпімді толқындарды электр сигналдарына айналдыруға, толқындық суреттерді цифрлау және алынған ақпаратты борттық Компьютердің қатты дискісіне тіркеу жүзеге асырылатын жердегі компьютерленген Каротаж станциясына каротаждық кабель арқылы осы сигналдарды күшейтуге және беруге арналған.

Жердегі каротаждық станцияда сәулелендіргіштерді іске қосу, акустикалық қабылдағыштарды қосу, күшейту коэффициентін таңдау және тұрақты токтың +50 В қоректендіруші кернеуі сигналдары қалыптастырылады және каротаждық кабель арқылы модульге беріледі.

Осы модульдің көмегімен ұңғымалардың литологиялық бөлінуі, сондай-ақ коллекторлық қасиеттерді аралық уақыт бойынша бағалау жүргізіледі.

Техникалық сипаттамалары:

а) серпімді толқындардың таралу аралықты электрлік импульстардың уақыт кідірістерінің айырмашылығына айналу диапазоны 120-дан 600 мкс / м-ге дейін;

б) серпімді толқындардың сөну коэффициентін электр импульстарының амплитудасының қатынасына 3-тен 30 дБ/м-ге дейін түрлендіру диапазоны;

в) модульде И11,0п10,5П21,0И2 төрт элементті өтемдік зонд пайдаланылады;

г) модуль тұтынатын қуат 15,0 ВА артық емес;

д) ұзындығы 4950 мм;

е) диаметрі (центраторсыз) 73 мм;

ж) модульдің салмағы, 90 кг артық емес.

Модульдің қуаты 50 В тұрақты ток кернеуімен жүзеге асырылады, ток шығыны 220 мА аспайды.

Модуль сәулелендіргіштерінің басталу жиілігі (20 ± 1) Гц құрайды.

Гамма-каротаж аспабы

Модуль геофизикалық зерттеулер жүргізу үшін мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау құралы арқылы түсірумен есептелген. Ұңғымалардың диаметрі 146 мм-ден 300 мм-ге дейін Тереңдігі 5000 м-ге дейін, көлбеу бұрышы 50° - қа дейін, гидростатикалық қысымы 80 МПа-ға дейін және жұмыс температурасының аралығы 5-тен 120°C -қа дейін болу қажет.

Аспап компьютерленген каротаж зертханаларымен және ұзындығы 5000 м дейінгі үш ядролы каротаж кабелі бар каротаж көтергіштермен бірге жұмыс істейді .

Аспап ұңғымамен қиылысқан тау жыныстарындағы табиғи радиоактивті элементтердің гамма-сәулеленуін тіркеуге мүмкіндік береді. Тіркелетін гамма-сәулеленудің ағымы мен энергетикалық спектрін концентрациямен (массалық үлесімен) құрамы мен кеңістіктікте таралуымен, жыныстардың тығыздығы мен тиімді атомдық нөмірінің мәнімен айқындалады.

Алынған нәтижелер бойынша саздың массалық және көлемдік құрамы анықталып, сонымен қатар ұңғымалардың литологиялық бөлінуі жүзеге асырылады.

Техникалық сипаттамасы

а) гамма-сәулеленудің экспозициялық дозасының қуатын өлшеу диапазоны $0,07 \cdot 10^{-12}$ ден $18 \cdot 10^{-12}$ А/кг немесе 1 до 250 мкР/ч;

б) қоректендіру кернеуі 50 В;

в) тұтынылатын қуат, 12 Вт артық емес;

г) ұзындығы 2000 мм;

д) диаметрі 73 мм;

е) салмағы 40 кг артық емес.

СРК-10 нейтрондық гамма-каротаж аспабы ұзындығы 60 см нейтрондық гамма-каротаж зондының көрсеткіштері бойынша тау жыныстарының суға қаныққан кеуектілігін анықтауға мүмкіндік береді.

Зерттелетін ұңғымалардың диаметрі 146-дан 300 мм-ге дейін, Тереңдігі 5000 м-ге дейін.

НГК-60 модулі мен каротаждық станция арасындағы байланыс арнасы ретінде ұзындығы 5000 м дейін үш желілі брондалған каротаждық кабель пайдаланылады.

Каротаж кабелі бойынша ақпаратты беру "Манчестер-2" коды негізінде көп каналды кодоимпульсті телеметриялық жүйенің көмегімен жүзеге асырылады.

Жылдам нейтрондардың жұмыс көзінің типі мен белсенділігі: плутоний-бериллий, ИБН 8-5 типті, нейтрондардың шығымы $1 \cdot 10^7 \text{ с}^{-1} \cdot 1$ дейін.

НГК-60 Модулінің жұмысқа қабілеттілігін тексеру үшін белсенділігі $(1,3 \pm 0,3) \cdot 10^7$ Бк ($0,1$ мг-экв Ra) цезий-137 гамма-сәулелену көзі пайдаланылады.

СРК-10 жұмысының принципі - тау жыныстарын ампула плутоний-бериллий көзінен жылдам нейтрондар ағынымен сәулелендіру және нейтрондарды сутегі, хлор және басқа элементтердің атом ядроларымен радиациялық ұстау гамма-кванттарын тіркеу. Детектормен тіркелген гамма-сәулелену жеке компьютерінің кірісіне каротаж кабелі арқылы берілетін кодтық импульстарға айналады. Тіркеу процесі "ұңғыма модулі - борттық дербес компьютер" диалогтық режимін қамтамасыз ететін тиісті компьютерлік бағдарламаның көмегімен жүзеге асырылады.

Бұл жабдық коллекторларды бөлуге, қанықтыру сипатын анықтауға, коллекторлық қасиеттерді бағалауға мүмкіндік береді.

Техникалық сипаттамалары:

А) тау жыныстарының суға қаныққан кеуектілігі коэффициентін өлшеу диапазоны (көлемді ылғал құрамы) 1-ден 40-қа дейін %;

б) кабел басындағы кернеу кезінде 50В аспаптың тұтынылатын ток 100 ± 10 мА;

в) диаметрі 73 ± 1 мм;

г) ұзындығы 2200 мм артық емес;

д) НГК-60 Модулінің салмағы 50 кг артық емес;

е) жұмыс температурасының диапазоны 5-тен 120 °С-қа дейін;

ж) гидростатикалық максималды жұмыс қысымы 80 МПа.

Ұңғыма СКПД-3 Профилемер-каверномері. Ұңғыма СКПД-3 Профилемер-каверномері ұңғыманың қимасының төрт өзара перпендикуляр радиусын (R_C) бір мезгілде өлшеуге арналған. Қатаң геометриялық тәуелділіктер негізінде төрт R_C өлшеу нәтижелері бойынша анықталуы мүмкін:

а) көлденең қима пішінінің өлшемі (дөңгелек, дөңгелек емес);

б) дөңгелек көлденең қиманың диаметрі;

в) екі өзара перпендикуляр диаметр (профиль);

г) эллиптикалық көлденең қиманың ауданы;

д) ұңғыманың жинақталған көлемі және т. б.

Қолдану саласы-мұнай және газ ұңғымаларын 120 °С дейінгі температурада және 80 МПа дейінгі қысымда кәсіпшілік-геофизикалық зерттеу жүргізу кезінде.

Профиль өлшегішті бұрғылау құбырларының бағанасы арқылы зерттеу жүргізу кезінде қолдануға болады.

Профиль өлшегіш келесі басылымдармен бірге жұмыс істеуге арналған:

а) берілген түрлендіру функцияларына сәйкес деректерді ағымдағы өңдеуге мүмкіндік беретін борттық компьютермен жабдықталған каротаж станциялары немесе зертханалар, сондай-ақ өлшеу нәтижелерін визуализациялау және құжаттау құралдары ;

б) 350 В-қа дейінгі әсер етуші кернеу кезінде ток $(0,4 \pm 0,02)$ А, (400 ± 5) Гц мәндерін қамтамасыз ететін тұрақтандырушы синусоидальды ток көзі;

в) 0,8 А дейінгі ток кезінде 200 В дейін иіруді қамтамасыз ететін тұрақты кернеу көзі;

г) ұзындығы 5000 м дейін КГЗ-70-180 маркалы үш желілі брондалған каротаж кабелімен.

Профилимер-каверномер ұңғымадағы каверналық аралықтарды анықтауға мүмкіндік береді, бұл ұңғымалардың қималарын литологиялық бөлуге мүмкіндік береді.

Техникалық сипаттамалары:

а) профилиметрде сигналды импульсті модуляциялаумен және арналарды уақытша бөлумен телеизмериялық жүйе (ТИЖ) қолданылған;

б) Жұмыс температурасының диапазоны 5-тен 120 °С-қа дейін;

в) 80 МПа дейінгі гидростатикалық жұмыс қысымы;

г) айнымалы синусоидальды токпен қоректену $(0,4 \pm 0,02)$ А, (400 ± 5) Гц;

д) ұзындығы 2700 мм артық емес;

е) диаметрі (73 ± 3) мм;

ж) профилиметрдің салмағы 55 кг артық емес.

Телеметриялық Модуль ТМ. Модуль электр каротажының және микрокаротаждың ұңғымалық аспаптарынан цифрлық кодқа түсетін ұқсас ақпаратты қабылдауға және түрлендіруге және оны "Манчестер-2" кодындағы геофизикалық кабель бойынша беруге арналған.

Модуль компьютерлендірілген каротаждық станциямен немесе тіркеушімен және каротаждық көтергіштермен жарақталған, 5000 м дейінгі жүктергіш геофизикалық ұзындығы үш желілі брондалған кабельмен жарақталған каротаждық зертханалармен және станциялармен пайдаланылуы тиіс.

Техникалық сипаттамалары:

Электрлік каротаж және микро каротаж аппаратурасынан түсетін импульсті модуляция уақытының түрленетін сигналдарының диапазоны 100-ден 2300 мкс-қа дейін болады.

Модульді электрмен жабдықтау 0,4 Гц жиіліктегі 400 А айнымалы токпен жүзеге асырылады.

Модуль тұтынатын қуат 6 ВА артық емес.

Модульдің салмағы 15 кг-нан аспайды.

Модульдің жалпы өлшемдері:

А) диаметрі, 73 мм артық емес;

Б) ұзындығы 1500 мм-ден аспайды

3. Геофизикалық ақпаратты өңдеу мен талдау

3.1 Геофизикалық зерттеулер диаграммаларын бастапқы өңдеу

Каротаждық диаграммалардың түп нұсқасында сызықтық масштаб, кернеу мен токты бөлек тіркеу ұсынылады.

Ұңғымалардың геологиялық қимасын зерттеу мақсатында жүргізілетін Гамма-каротаж жаппай іздестіру үшін деректер алуды қамтамасыз ететін талаптарды қанағаттандыруы тиіс.

Жаппай іздеу мақсатында барлық аномалиялар, сол литологиялық құрамдағы сыйымды жыныстардың гамма-белсенділігінен 2 есе артық болатын және 15 мкР/сағ жететін сәулелену қарқындылығы өңдеуге жатады. Егер ұңғыманың жағдайлары мен өлшеу режимдерінің әсерінен түзетілген гамма-сәулелену ауытқулары 100 мкР / сағ-тан асса, онда оларды қосатын ұңғыма аралығы қабаттың айқын қалыңдығының шамасына қарамастан егжей-тегжейлі зерттеуге жатады. Егжей-тегжейлі зерттеулер тереңдігі 1:50 масштабында ұзындығы <10 см $\tau=3$ с және $v=100$ м/сағ детализациялық детекторы бар ГК аспабымен жүргізіледі.

Шөгінді таужыныстардың қималарында ГК тіркеу масштабы келесідей таңдалады:

а) 0,5 немесе 0,75 мкР/сағ 1 см-ге $I_{ГК \max} \leq 10$ мкР/сағ;

б) $I_{ГК \max} > 10$ мкР/сағ кезінде 1 см – ге 1 мкР/сағ, мұндағы $I_{ГК \max}$ -қимадағы жыныстардың (әдетте саздардың) гамма-белсенділігі.

Тұрақты уақыттан бастап интеграторды қолдана отырып, аналогтық тіркеушімен жазылған диаграммалардағы қабаттардың шекаралары ГК қисығының көрсеткіштерін өзгерту басталған кезде белгіленеді. Дискретті өлшеулер кезінде (сандық жазу) қалыңдығы 1 м-ден асатын қабаттардың шекаралары осы қабаттарға қарсы ГК аномалиясының амплитудасының жартысына сәйкес келетін нүктелерде анықталады.

НГК үшін 2 тірек қабаты болған кезде салыстырмалы дифференциация коэффициентінің нақты және есептелген шамалары қосымша салыстырылады. Олардың арасындағы алшақтық 5% - дан аспауы тиіс.

Имп / мин-де тіркелген НГК нәтижелерін түсіндіру бірліктеріне түрлендіру мынадай түрде жүзеге асырылады:

а) құрамындағы сутегі бар қабатты имитациялайтын құрылғылардағы жабдықты стандарттау;

б) бір тірек қабаты тәсілімен;

в) екі тіреу қабаты тәсілімен.

Бұл әдіс сутегі құрамын анықтаудың ең жоғары дәлдігін қамтамасыз етеді, номиналды мәннен 3-5 см ауытқуға мүмкіндік береді. сутегі құрамын анықтау үшін осы әдісті қолданған кезде НГК көрсеткіштері салыстырмалы айырмашылықтарда көрсетіледі.

$$q = \frac{I - I_{on2}}{I_{on1} - I_{on2}}. \quad (3.1)$$

I_{on2} көрсеткіштері бар эталон қабаты үшін кавернаның диаметрі ұңғыманың диаметрінен 2 есе асатын сазды алуға болады. Кавернаны тұщы ерітіндімен толтыру кезінде осы тірек қабатының сутегінің құрамы 100%, отырғызылған ұңғымада және цементтелген кавернада – 50% тең деп қабылданады. I_{on1} көрсеткіштері бар тірек қабаты үшін белгілі сутегі бар қабат алынады.

Шөгінді таужыныстардың қималарында НГК жазу масштабы мынадай талаптарды қанағаттандыруы тиіс:

а) құрамында сутегінің мөлшері аз (<10%) секцияларда оның өзгеруінің 1% -ына гальванометрдің жарқырауы кем дегенде 6-8 мм қозғалуы керек;

б) құрамында сутегі мөлшері жоғары бөлімдерде (> 10%) - кемінде 4 мм.

Қабаттардың сутек құрамын НГК мәндері бойынша анықтау кезінде калибрлеу бірліктерінде тиісті палеткалар қолданылады.

Аналогты жазу үшін ΔT сезімталдықтың қатынасы 1:2 болатын екі гальванометр немесе 8 см жылжытылған нөлдік сызықтары бар бірдей сезімталдықтағы екі гальванометр, ал қалған параметрлерді жазу үшін бір гальванометр қолданылады.

Мұнай-газ ұңғымаларында ΔT жазу масштабы құм-саз бөлігінде 20 мкс/м/см тең болады. Шкаланы кеңейту үшін поляризация компенсаторы немесе уақыт кідірісі арқылы нөлдік жазу сызығы солға қарай 100 – 125 мкс/м ығыстырылады, T_1 және T_2 қисықтары 50 мкс/м масштабта жазылады, ал A_1 және A_2 қисықтары 0,5 В/м масштабта жазылады.

Зерттеулер аралығына алдыңғы каротаждың 40-50 м аралығын, сондай-ақ цементтелмеген бағанамен отырғызылған ұзындығы кемінде 30 м оқпан бөлігін қамтиды.

Диagramмалардың сапасын бақылау үшін жабдықтың параметрлерін өзгертпей, өлшенген параметрлерді 40-50 м аралықта қайта жазу керек, өшу коэффициенті жоғары тау жыныстарымен шектелген.

Өлшеу қателігі қайталанған өлшеу нәтижелері бойынша тұрақты акустикалық сипаттамалары бар жыныстардың пайда болу аралықтарындағы, сондай-ақ цементтелмеген қаптамамен қапталған аралықтағы көрсеткіштерге сәйкес бағаланады.

3.2 ҰГЗ диаграммаларын автоматты түрде өңдеу мен талдау

ҰГЗ тиімділігі тіркелген ақпаратты пайдаланудың толықтығы мен сапасына — оны өңдеу мен түсіндіруге байланысты.

ҰГЗ деректерін қолмен өңдеу және түсіндіру тіркелген ақпаратты толық пайдалануды қамтамасыз етпейді. Бірлесіп қарауға жататын каротаж және газ-каротаждық диаграммалардың саны, әсіресе каротаж деректерін жедел түсіндіру кезінде. Сондықтан қолмен өңдеу және түсіндіру кезінде тиісті мәселені шешу үшін барлық тіркелген ақпаратты пайдалану әрдайым мүмкін емес.

ҰГЗ деректерін жедел түсіндіру кезінде қысқа мерзімде ұңғыма бойынша қорытынды беру қажеттілігі каротаж және газ-каротаждық диаграммаларды бүкіл қима бойынша өңдеуге мүмкіндік бермейді. Сондықтан көбінесе алынған материалдарды түсіндіру ең перспективалы горизонттар шегінде ғана жүзеге асырылады.

Қолмен түсіндіру нәтижелері кездейсоқ және субъективті қателіктерден босатылмайды және аудармашының тәжірибесі мен біліктілігіне байланысты. Сондықтан каротаждық материалдарды қолмен түсіндіру сапасы әрдайым жоғары емес.

Геологиялық-геофизикалық материалдарды өңдеу мен түсіндірудің күрделілігі оларды жалпылау мүмкіндігін шектейді, дегенмен жаңа мәліметтер жинақталған сайын бұл қажет болады. Каротаждың жаңа түрлерін енгізу ҰГЗ деректерін өзара байланыстыруды және түсіндіруді қиындатады.

ҰГЗ тиімділігін арттыру және оларды одан әрі дамыту үшін ПК көмегімен каротаж деректерін өңдеу және түсіндіру процестерін автоматтандыру қажет.

ҰГЗ деректерін өңдеу және түсіндіру үшін ПК қолдану тәжірибесі ҰГЗ деректерін автоматты түсіндіру олардың геологиялық тиімділігін едәуір арттыратынын және ұңғыма бойынша қорытындылар беруді жеделдететінін көрсетті. ҰГЗ деректерін ЭВМ-де жаппай өңдеу кезінде босаған аудармашыларды неғұрлым білікті жұмыста пайдалануға болады: тіркелген ақпараттың сапасын бақылау және осы аудан үшін геологиялық-геофизикалық материалдарды жалпылау, қорытындыны неғұрлым мұқият негіздеу және қорларды есептеу.

3.3 Геофизикалық зерттеу нәтижелерін кешенді талдау

Зерттелген бөлімде мұнай мен газ коллекторлары болып құмтас, алевролитті құмтас және алевролиттер.

Аргиллиттер мен саздар СП және ГК әдістерінің ең жоғары көрсеткіштеріне, ал микрозондтардың, бүйір және нейтрондық әдістердің ең аз көрсеткіштеріне ие болады сонымен қатар кавернограммалардағы ұңғыманың диаметрің ұлғайыумен байқауға болады.

Тығыз аралық қабаттар микрозондалауда максималды көрсеткіштерді көрсетеді, БК, НГК ал ГК бойынша минималды көрсеткіштері бойынша ажыратылатын болады.

Көмір НГК және ГК минималды мәндерімен және БК-дағы жоғары көрсеткіштермен сипатталады.

Юра шөгінділерінде коллекторларды бөлу терригендік қима үшін кең таралған тікелей сапалы және жанама сандық көрсеткіштер бойынша геофизикалық әдістер кешенін қолдану арқылы жүзеге асырылады:

ӨП теріс аномалиясы;

қабатта жуу сұйықтығын сүзу кезінде сазды қыртыстың пайда болуына байланысты ұңғыманың диаметрінің номиналдыға қарағанда төмендеуі;

Коллекторларды таңдау барлық қол жетімді әдістердің диаграммаларын талдау кезінде жасалуы керек.

Коллекторлық қабаттарды бөлу және олардың тиімді қалыңдығын бағалау кезінде сапалық белгілерден басқа, жанама сандық өлшемдер де қолданылады, яғни кешенде МКЗ және КВ зерттеулері жүргізілменген ұңғымаларда коллекторларды бөлу үшін коллектор, коллектор еместердің шекарасына сәйкес келетін параметрлер шамалары керек. Терригендік қимада коллекторларды бөлу кезінде кеңінен қолданылатын негізгі сандық белгі-бұл өзіндік поляризация потенциалы әдісінің салыстырмалы амплитудасының шекаралық мәні ($\alpha_{сп,гр}$). Коллектор-коллектор еместердің шекаралық мәні $\alpha_{сп,гр}=0.3$ алдыңғы зерттеушілердің мәліметтері бойынша қабылданған.

Геофизикалық параметрлерді анықтау

СП $\alpha_{сп}$ салыстырмалы амплитудасы сп-ның нақты интервалдағы амплитудасының СП($\Delta U_{сп}$) ең жоғары амплитудаға $\Delta U_{сп,мах}$ қатынасы ретінде есептеледі.:

$$\alpha_{сп} = \Delta U_{сп} / \Delta U_{сп,мах} \quad (3.2)$$

Коллекторлардың меншікті электр кедергісін (ρ_k) бағалау ИК, БК электр әдістерінің кешені бойынша жүргізілетін болады.

Геофизикалық әдістер кешені бойынша коллекторлық қасиеттерді бағалау

Коллекторлардың қанығу сипатын бағалау

Коллекторлық қабаттардың МЭК шамаларының өзгеру диапазоны өте үлкен. Сулы қабаттар үшін 0,3 Ом-ден 2,5 Ом-ге дейін және 2 Ом-ден (кейде аз) 8-10-ға дейін, сирек 40 Ом-ге дейін. Мұнай және сулы қабаттар үшін МЭК 1,5-2,5 Ом интервалында қанықтыру сипатын бағалаудың түсініксіз аймақ бар. Алдыңғы есептердегі мәліметтер қанықтыру сипатын бағалау үшін осы жұмыста қолданылды.

Кеуектілік коэффициентін анықтау

Кп кеуектілік коэффициентін анықтау өзіндік поляризация (СП) потенциалдар әдісі бойынша жүргізілді. БК әдісі кен орнының барлық ұңғымаларында жүргізілген.

Мұндай статистикалық тәуелділіктер "кern-ГИС" сияқты корреляциялық байланыстарды құрудың дәстүрлі тәсілінен бірқатар артықшылықтарға ие. Бұл әдістің артықшылығы-бұл kern мен ҰГЗ деректерін дәстүрлі қабаттық байланыстыруды қажет етпейді, өйткені бұл айтарлықтай қиындықтарға әкеледі және осы процесте субъективтіліктің элементін енгізеді, әсіресе kern аз шығарылған кезде. Ұсынылған нұсқада барлық kern оның құрамына қарамастан қолданылады, бұл $K_p=f(\alpha_{сп})$ байланысының статистикалық сенімділігін арттырады. $K_p=f(\alpha_{сп})$ тәуелділігін алу үшін сынақ алқабы жасалды, оған құйылатын суды айдаумен кен орнын қарқынды игеру басталғанға дейін бұрғыланған Кернмен ұңғымалар енгізілді. Негізгі kern материалдаының өкілдігін бағалау кезінде коллекторлар кеуектілігінің төменгі шегі ретінде XIII-XVII үшін 14% және XVIII-XXV горизонттар үшін 9% шамасы қабылданды. Борпылдақ құмтастар мен алевролиттерді талдау нәтижелері де ұсынылмаған деп танылды, өйткені бұл жыныстарды ФЕС зертханалық анықтамасына беру қиын. Осылайша, кеуектіліктің жоғарғы шегі 28% болып белгіленді.

Микрозондау диаграммалары бойынша ұңғымалардың қималарында өткізгіш қабаттарды бөлу градиент-микрозонд бойынша кедергіден потенциал-микрозондпен өлшенген кедергілердің артуы бойынша жүргізілетін болады.

Гамма әдісінің диаграммаларын тау жыныстарын сазды және құмды айырмашылықтарға бөлу үшін жеткілікті сенімді пайдалануға болады.

Коллекторлардың мұнайға қанықтылық коэффициентін анықтау

Мұнай-газ қанықтылық коэффициентін анықтау Өзен кен орны бойынша алдыңғы есептерден алынған $R_p=f(K_p)$ және $R_n=f(K_v)$, эмпирикалық байланыстарын пайдалана отырып жүргізілетін болады.

Байланыстар келесі тендеулермен сипатталады:

$$R_p=1/K_p^{1,8} \quad (3.3)$$

$$R_n=1/K_v^2 \quad (3.4)$$

Өткізгіштік коэффициентін анықтау

$K_{пр}$ өткізгіштігін бағалау $K_{пр}=f(K_p)$ Керн талдауларының нәтижелері бойынша алынған эмпирикалық тәуелділікті пайдалана отырып жүргізілетін болады.

Ұңғыма қималарының корреляциясы

Корреляция әртүрлі ұңғымалардың қималарында ұқсас нысандарды анықтаудан тұрады. Ол әдетте екі кезеңде жүзеге асырылады.

Корреляция үшін келесі әдістер қолданылады: КК (2 зонд), КК, ДС, ГК, НГК.

Корреляцияның бірінші кезеңінде реперлер деп аталады — көптеген ұңғымалардың кесінділерінде каротаж мәліметтері бойынша нақты бөлінетін (немесе каротаждық қисықтардың пішініне сәйкес келетін) қабаттардың тірек будалары немесе жеке қабаттар. Корреляция ең сенімді болып табылады, егер реперлер тек зерттелетін кесу аралығына ғана емес, сонымен қатар одан жоғары және төменірек орнатылса. Репер ретінде саз қабаттарын, тұздарды, тығыз

жыныстарды, карбонатты шөгінділер арасында орналасқан құм-сазды жыныстардың қалыңдығын, құм-сазды шөгінділер арасындағы карбонатты қабаттарды, радиоактивтілігі жоғары карбонатты жыныстарды пайдалануды ұсынады.

Тірек қабатына келесі талаптар қойылады:

а) қабат бүкіл кен орны бойынша сақталуы тиіс;

б) қабаттың қалған жыныстардың сипаттамасынан ерекшеленетін нақты геофизикалық сипаттамасы болуы тиіс.

Корреляция стандартты зондтың түріне байланысты тірек қабатының төбесі немесе топырағы бойымен жүргізілетін салыстыру сызығынан басталады. Салыстыру сызығы-бұл төбесіне немесе тірек қабатының топырағына жүргізілген "отырғызылған" түзу сызық.

Ұңғыма қималарын салыстыру - салыстыру сызығынан жоғары және төмен жүргізіледі. Сол атаудағы өнімді горизонттар корреляция сызықтарымен байланысады.

Қарапайым геологиялық құрылымда 5 ұңғыманың корреляциясы кезінде 1, 3 және 5 ұңғымалар, ал 4 ұңғыманың корреляциясы кезінде 1 және 4 ұңғымалар литологиялық бағандармен жабдықталады.

Фациалдық алмастыру жағдайында әрбір ұңғымада литологиялық баған болуы тиіс.

Корреляция кезінде тектоникалық бұзылыстарды анықтауға болады. Қимадан 1-2 ұңғыма жоғалып кетуінен анықтауға болады.

Корреляция үшін пайдаланылатын ұңғымаларды таңдау кезінде келесі талаптарды басшылыққа алу қажет:

а) ұңғымалар тектік немесе көлбеу бағытта болуы керек;

б) геофизикалық зерттеулер бірдей бұрғылау ерітіндісінде жүргізілуі тиіс.

Ұңғымалардың қималарын салыстыру кезінде бірдей ҰГЗ кешенін қолдану қажет.

Реперлерді бөлу кезінде КС, ГК, ЭК, СК және ДС деректері кеңінен қолданылады. Ra, Th және K жеке анықтамасымен SGK деректері бойынша каротаждың басқа түрлері бойынша бөлінбейтін тіліктерде реперлерді бөліп алуға болады.

Корреляцияның екінші кезеңінде қойнауқаттың ауданы бойынша байқалатын қойнауқаттар орнатылады. Жеке қабаттарды байқауға дейін қиманы егжей-тегжейлі байланыстыру сирек кездеседі, өйткені әдетте олардың аймақтағы қасиеттері айтарлықтай өзгереді.

Шешілетін міндеттердің сипаты бойынша корреляция үш түрге бөлінеді:

а) ауданаралық (кең геологиялық провинциялар шегінде) ықтимал өнімді кешендерді бөлу және алдын ала бағалау, сондай-ақ стратиграфияны сәйкестендіру үшін; бұл жағдайда 1:500 немесе 1:1000 тереңдік масштабындағы каротаж деректері пайдаланылады;

б) кәсіпшілік ішіндегі, өнімді горизонттарды сәйкестендіру, олардың стратиграфиялық жағдайын анықтау, тектоникалық құрылысын нақтылау үшін

(бір құрылым шегінде); каротаж деректерін зерттелетін қима аралығының қалыңдығына байланысты 1:200-ден 1:1000-ға дейінгі тереңдік масштабында қолданады;

в) егжей-тегжейлі , өнімді шөгінділердің алаңдық әртектілігін зерттеу және пайдалану объектілерін бөлу үшін (кен орнының немесе кенжатынның шегінде); каротаждың деректері 1:100-ден 1:500-ге дейінгі тереңдік масштабында пайдаланылады.

Корреляция нәтижелері бойынша профильдік қималар, құрылымдық карталар, изопахит карталары, жеке ажыратылған параметрлер карталары, сондай-ақ типтік геологиялық-каротаждық қима және ықтималдық қима жасалады.

4 ҰГЗ мәліметтер негізінде өнімді горизонттың геология-геофизикалық құрылымын анықтау

4.1 коллекторларды бөлу және олардың қасиеттерін бағалау әдістемесі

Осы жұмысты орындау кезінде пайдаланылған 5607 ұңғыма бойынша геофизикалық зерттеу материалдарынан 2130 ұңғыма бойынша түсіндіру нәтижелері жұмысқа кірді. Осы есептеуде коллекторларды бөлудің, қойнауларды қанықтыру сипаты бойынша бөлудің сол өлшемдері, сондай-ақ қорларды есептеу кезінде қабылданған кеуектілік пен мұнайлылықтың шекаралық мәндері пайдаланылды.

Осы жұмыстың алдыңғы жұмыстардан айырмашылығы:

- 1965, 1976 және 1979 жылдары мұнай және газ қорларын есептеу кезінде ҰГЗ материалдарын түсіндіру ену аймағының параметрлеріне негізделген алгоритмді қолдана отырып, "қолмен" жүзеге асырылды;

- осы жұмыста ҰГЗ материалдарын түсіндіру "МГФ" трестінің тақырыптық партиясымен (ТП – 8/72) әзірленген "керн – керн" (49,50,51) және "керн-ҰГЗ " тәуелділіктеріне негізделген алгоритм бойынша "Interactive Petrophysics" бағдарламасын пайдалана отырып жүргізілді.

Түсіндіру әдістері мен интерпретация айырмашылығына қарамастан, бұрын жасалған өңдеу нәтижелерін мен қазіргі есептеулермен салыстырсақ қанағаттанарлық.

4.1.1 Кеуектілік коэффициентін анықтау

Кен орнын бұрғылаудың ұзақ кезеңінде кеуектілікті анықтаудың әртүрлі әдістері қолданылды.

1979 жылы қорларды есептеу кезінде кеуектілік коэффициентін анықтау ену аймағының МЭК арқылы анықталған. Әдістеме жұмыста егжей-тегжейлі сипатталған.

Кеуектілікті есептеу кезінде КазНИПИнефть зертханасында керннің үлгілерін NaCl (с=320г/л) концентрацияланған ерітіндісімен барынша қанықтыру кезінде алынған петрофизикалық тәуелділік $Pn = f(Kn)$ пайдаланылды):

$$Pn = 0,89 / Kn^{2,1} \quad (4.1)$$

Кеуектілік параметрі формула бойынша есептелді:

$$Pn = \frac{\rho_{zn} * \rho_{вк}}{\rho_{\phi} * \rho_v * Q_{он}}, \quad (4.2)$$

мұндағы ρ_{zn} , ρ_c БКЗ әдісі бойынша табылды.

ρ_{ϕ} - жуу сұйықтығының сүзіндісінің меншікті кедергісі палеткалар бойынша анықталды $\rho_{\phi} = f(\rho_c, t^0C)$;

ρ_6 - қабаттық судың меншікті кедергісі температураның тереңдікпен өзгеруін ескере отырып, минералдану негізінде палеткалар бойынша анықталды;

$\Pi = \rho_6 / \rho_{6к}$ - беттік өткізгіштік коэффициенті, сазды материалдың өткізгіштігіне түзету (сазды емес коллекторлар үшін 1-ге тең)

$\rho_{6к}$ - қабаттық судың айқын меншікті кедергісі қабаттағы ПС статикалық амплитудасының теңдеуінен анықталды – E_{nc}

$$E_{nc} = K_t * \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_{6к}}, \quad (4.3)$$

Мұндағы K_t - саздардың диффузиялық-адсорбциялық белсенділігінің коэффициенті, 18 0С кезінде 55 мВ тең және температурасы 65-86 мВ дейін өзгертін (39);

$Q_{он}$ - палеткалар бойынша айқындалатын ену аймағындағы мұнайдың қалдық қанығуы үшін түзету $Q_{он} = f(\rho_{3п}, \alpha_{nc})$.

Кейінірек қорларды тиімді өндіру үшін геологиялық негізді құру кезінде кеуектілікті анықтау "Маңғышлақмұнайгеофизика" трестінің тақырыптық партиясын (ТП-8/72, ТП-12/74, ТП-7/75) әзірлеуге негізделген әдістеме бойынша жүзеге асырылды. Осы есепте бұл әдістеме нақтыланды және қорларды есептеу талаптарына бейімделді.

Ұңғымалардың басым көпшілігінде кеуектілік коэффициентін бағалау саздылықты ескере отырып, нейтрондық каротаж бойынша орындалған.

Сутек құрамының (W) Қос айырмашылық НГК ($\Delta In\gamma$) параметрімен байланысы қолданылды.

$\Delta In\gamma$ анықтау мына формула бойынша жүргізілді:

$$\Delta In\gamma = (In\gamma_{nl} - In\gamma_{min}) / (In\gamma_{max} - In\gamma_{min}), \quad (4.4)$$

Мұндағы $In\gamma_{nl}$, $In\gamma_{max}$, $In\gamma_{min}$ - екінші гамма - сәулеленудің қарқындылығы түсіндірілетін қабатқа және тірек қабаттарға қарсы-сазды емес валанжин құмтасы (12 горизонт) және Оксфорд саздарындағы терең каверна.

Сутек құрамының Қос айырмашылық параметрінің мәнімен байланысы осы өрнекпен сипатталады:

$$W = 10^{(\Delta In\gamma + 0.78) / (-3.135)} \quad (4.5)$$

12 горизонттағы құмтастың сутегі мөлшері 27% (бірінші тірек қабаты), Оксфордтағы саздың сутегі мөлшері 56% (екінші тірек қабаты) болған жағдайда.

Коллекторлардың кеуектілік коэффициенті жалпы сутегі құрамы мен саз материалының сутегі құрамы арасындағы айырмашылық ретінде болды:

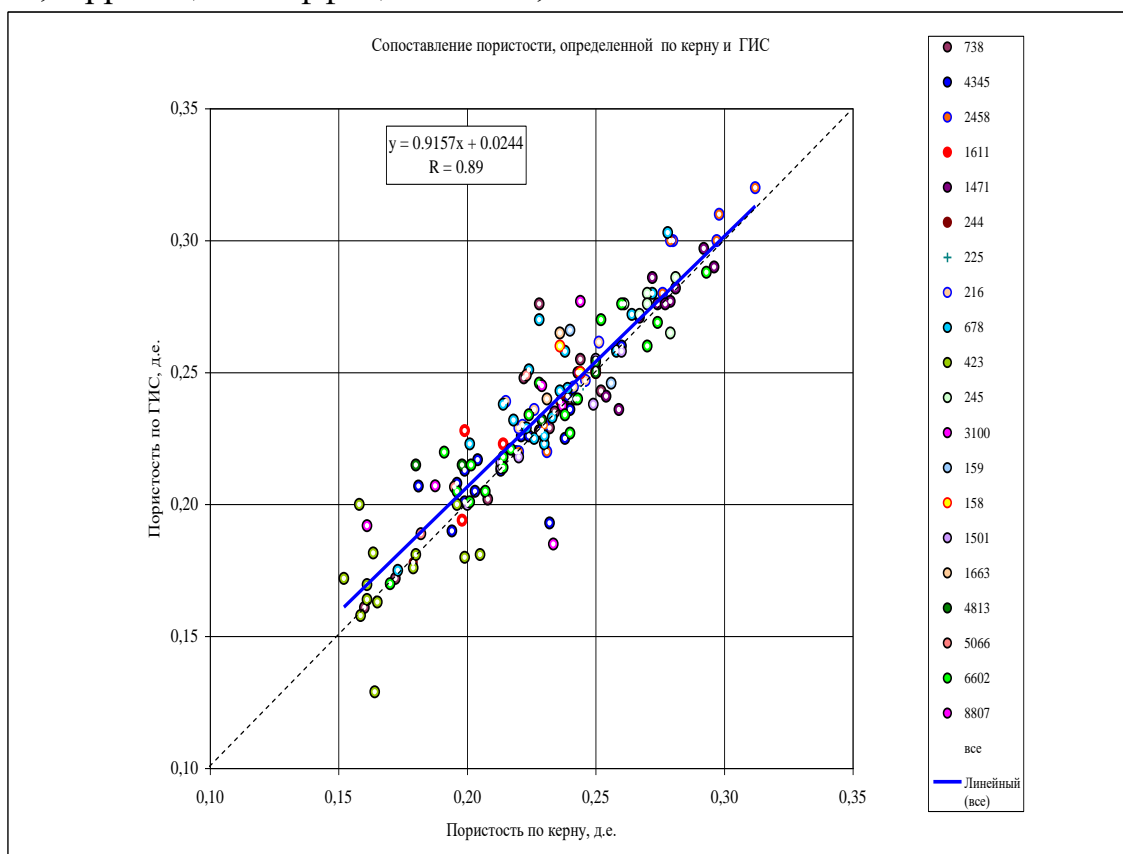
$$K_n = W - K_{2л} * W_{gl} * 0,09 \quad (4.6)$$

Мұндағы W_{gl} - 0,32 тең терригендік қима үшін қабылданған саздың сутегі құрамы.

K_{gl} - керн-ГИС (8 және 9 суреттерде) байланыстары бойынша алынған теңдеулер бойынша анықталатын көлемді саз.

ҰГЗ кешені акустикалық, нейтрондық және тығыздықты каротажды қамтитын ұңғымаларда кеуектілік стандартты палеткалары ННК-ГГК(П) және ННК-АК бойынша анықталды.

Кеуектілікті анықтаудың нақтылығы қанағаттанарлық-геофизикалық деректер мен Керн бойынша кеуектілік диапазондарымен келісіледі. 206-355 графикалық қосымшаларында әрбір есепке алынған негізгі талдаудың кеуектілік мәндері "кеуектілік" жолында көрсетілген, сондай-ақ ұңғымадан керннің шығарылуы 50% - дан асатын коллекторлар үшін орташа мәндер келтірілген. Біртекті коллекторлар үшін кеуектіліктің орташа мәні кернде аз шығарылған кезде де келтірілген. 7-суретте негізгі ұңғымалардың коллекторлары үшін ҰГЗ және керн арқылы анықталған кеуектілікті салыстыру көрсетілген. 7-суреттен көріп отырғанымыздай, кеуектілік мәндерінің салыстырмалылығы қанағаттанарлық, орташа квадраттық салыстыру қателігі $\delta = 0,28$, корреляция коэффициенті $r = 0,9$



Сурет 7 – ҰГЗ және кернде анықталған кеуектілікті салыстыру

4.1.2 Саздылық коэффициентін анықтау

Коллекторлардың саздылығын анықтау ГК және КС әдістері бойынша жүзеге асырылды. ГК бойынша саздылықты анықтау кезінде ұңғымалардағы өлшеу жағдайларының әсерін және гамма-каротаж аппаратурасының жеке ерекшеліктерін болдырмау үшін ГК екі еселенген айырым параметрі қолданылды.

$$\Delta\gamma = (I\gamma_{nl} - I\gamma_{\min}) / (I\gamma_{\max} - I\gamma_{\min}) \quad (4.7)$$

Мұндағы $I\gamma_{nl}$, $I\gamma_{\max}$, $I\gamma_{\min}$ - түсіндірілетін қабатқа және тірек қабаттарға қарсы гамма – сәулеленудің қарқындылығы-сазды емес валанжин құмтасы және Оксфорд-келловей саздарындағы аргиллит қабаты.

Өзен кен орнында тірек горизонтының гамма белсенділігі өнімді қабаттың зерттелген коллекторларының гамма белсенділігінен едәуір төмен. Нәтижесінде тау жыныстарының коллекторлық қасиеттерімен салыстырған кезде айырмашылық параметрінің мәні өте тар шектерде өзгереді. Бұл салыстыру үшін ыңғайсыз болып келеді. Параметрдің өзгеру ауқымын кеңейту үшін қос айырмашылық параметрінің мәні жасанды түрде көбейтіледі және осылайша өнімді қиманың $\Delta I\gamma$ мәндеріне жақын болады. Шынайы мәнге қатысты пропорционалдылықты сақтау үшін (4.7) формуладағы әр ұңғымада толық айырмашылық емес $I\gamma_{\max} - I\gamma_{\min}$, оның максималды сызықтан 2/3 бөлігі қолданылады. Қабаттарға арналған есептеулер $\Delta I\gamma$ сызықтан жүргізіледі $\Delta I\gamma_{\min}$.

Қос айырмашылық параметрінің көлемді саздылықпен байланысы Кернмен жарықтандырылған интервалдармен салыстыру нәтижелері бойынша құрылған (ТР-8/72). 8-суретте келтірілген байланыс 0,83 жоғары корреляция коэффициентімен сипатталады және өрнекпен сипатталады:

$$K_{\text{эл}} = 0,61 * \Delta I\gamma^{2,1374} \quad (4.8)$$

ӨП бойынша саздылықты анықтау кезінде ӨП диаграммаларын түсіндірудің бастапқы кезеңі саз желісін жүргізуден басталады. Саз сызығы Оксфордтық саздар мен өнімді горизонттарды бөлетін саздар арқылы жүргізілді. Өзен кен орнының өнімді қимасының ерекшелігі саздар желісінің тұрақсыздығы болып табылады. Саз сызығының келесі орнын жиі атап өтуге болады: ПС максималды мәні горизонттың 13 горизонт бөлігінде сазға қарсы белгіленеді, 14-15 горизонтта саз сызығы солға, теріс мәндерге қарай жылжиды, содан кейін қимадан төмен қарай саз сызығы қайтадан оңға жылжиды және максималды ығысу 17-18 горизонтқа қарсы байқалады. ӨП қисығының бұл әрекеті "олардың минералды құрамының, сазды материалдың дисперсиясының және сәйкесінше диффузиялық-адсорбциялық қасиеттерінің айырмашылығымен түсіндіріледі".

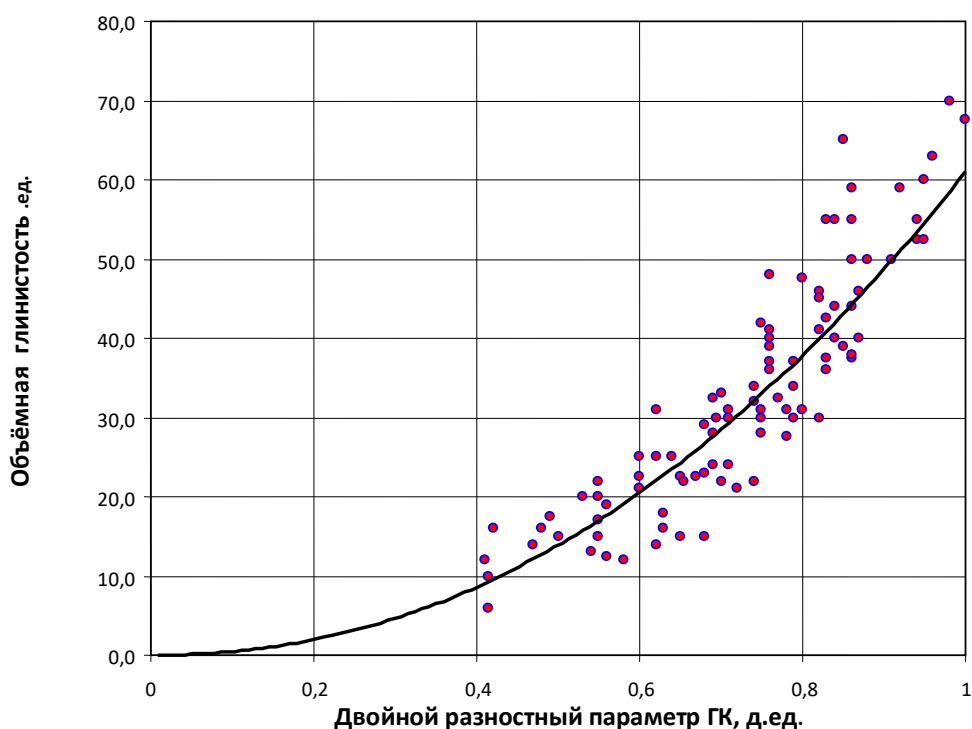
Әр түрлі ұңғымалар бойынша ӨП диаграммаларының салыстырмалылығын қамтамасыз ету үшін ПЖ және қаттық сулар концентрациясының арақатынасының әсерін болдырмауға мүмкіндік беретін

меншікті поляризация потенциалдарының салыстырмалы амплитудасы

$$\text{қолданылды: } \alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{\max}} \quad (4.9)$$

мұндағы ΔU_{nc} , ΔU_{\max} - ОП амплитудасы және түсіндірілген қабат және тірек қабаты (максималды амплитуда).

Кен орнынның қимасы бойынша максималды амплитудасы 17 горизонттың коллектор-қабаттарымен сипатталады. Горизонттың 17 қабаттары үшін U_{nc} мәні статикалық мәнге жақын болады. Горизонт ашылмаған немесе бітелген жағдайда есептелген ΔU_{\max} анықтау әдісі қолданылады, оның негізінде қойнауқаттық сулардың минералдануының және температураның ұлғаюына байланысты тереңдігі бар ОП амплитудасының ұлғаюының кен орны үшін белгіленген заңдылығы жатыр.



Сурет 8 – Көлемді саздың ГК параметрімен байланысы

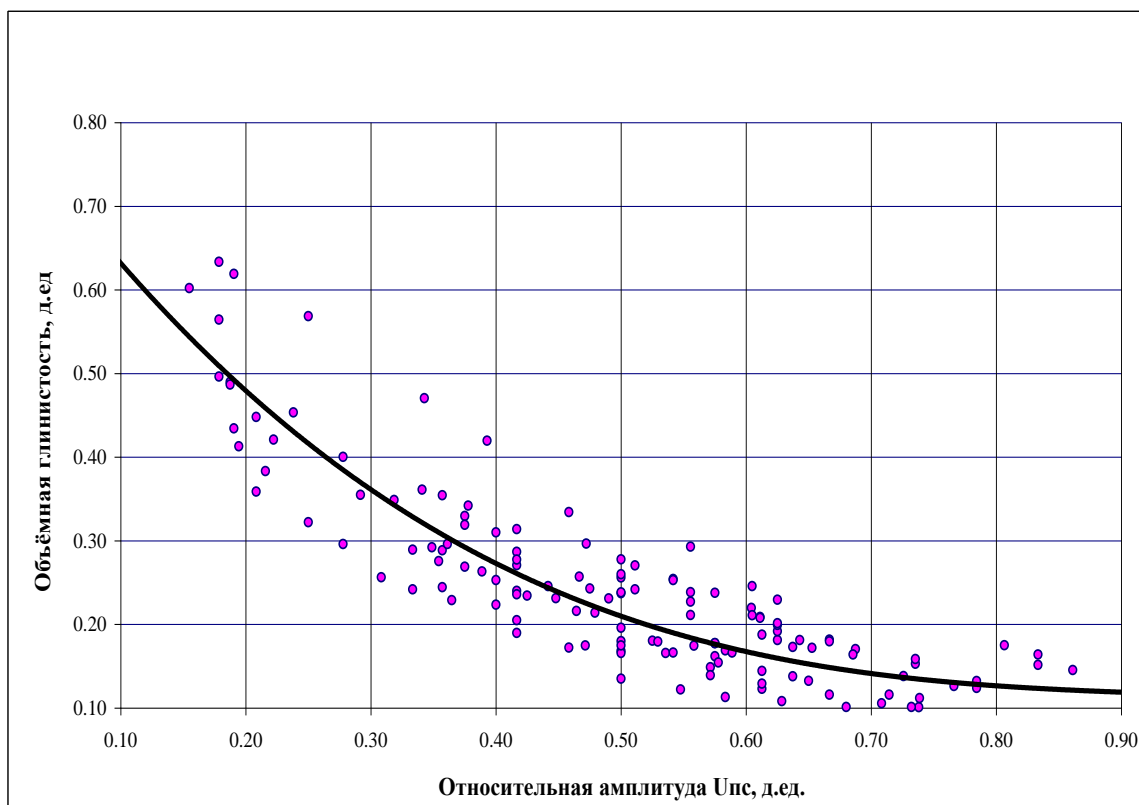
ПС амплитудасының максималды мәні 12 горизонттың төбесіндегі (валанжинский қабаты) 17 горизонттың табанының тереңдігіне айналдыру арқылы есептеледі.

ПС бойынша саздылықты бағалау үшін мынадай өрнек пайдаланылды

$$K_{gl} = -0,7613\alpha_{nc}^3 + 2,1765\alpha_{nc}^2 - 2,1254\alpha_{nc} + 0,8236, \quad (4.10)$$

Кернмен анықталған көлемді сазды K_{gl} , және керн таңдау интервалындағы олс мәндерін салыстыру кезінде алынған (9-сурет). Байланыс корреляция коэффициентімен сипатталады 0,85.

Ұңғымалардағы сазды есептеу кезінде ұңғыманың литологиясын дұрыс көрсететін геофизикалық параметрмен ($\Delta\gamma$ немесе α_{nc}), байланыс қолданылды.



Сурет 9 – Көлемді саздың ӨП параметрімен байланысы

Коллекторлар үшін ҰГЗ бойынша анықталған көлемді саз 0,10-0,42 диапазонында орналасқан. Ең жоғары $K_{зл}$ мәндер 13 горизонтта байқалады. Есептелген саз негізгі анықтамаларға жақын.

4.1.3 Мұнайға қанығу коэффициентін анықтау

Мұнай-газ қанықтылық коэффициентін анықтауды осы есептің авторлары петрофизикалық тәуелділіктер $P_n = f(K_n)$ және $P_n = f(K_g)$, бойынша жүргізді және 1976 жылы КазНИПИнефть зертханасында алынған және Өзен кен орны бойынша Кернді одан әрі зерттеу кезінде расталған.

Судың қанығу коэффициенті петрофизикалық тәуелділікте болды:

$$P_n = 1/K_g^2 \quad (4.11)$$

$$K_{нг} = 1 - K_g \quad (4.12)$$

Мұнаймен қанығу параметрі P_n , қабаттың төзімділігінің 100% суға қаныққан кездегі кедергісіне қатынасы ретінде есептелді:

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{\text{вн}}} \quad (4.13)$$

мұндағы ρ_n - коллектордың меншікті электр кедергісі, БК, ИК, БКЗ әдістермен анықтайды;

$\rho_{\text{вн}}$ - Судың 100% қанығуымен сол су қоймасының МЭК мөлшері петрофизикалық байланыс арқылы есептелген $P_n = 0,89 / K_n^{2,1}$.

ρ_v – тереңдікке қарай өзгертін қабаттың суға төзімділігі - 13-ші горизонттағы 0,034-тен 18-ші горизонттағы 0,027 Ом-ға дейін.

Алдыңғы қорларды есептеу кезінде мұнайға қанығу коэффициентін анықтау үшін келтірілген тәуелділіктер пайдаланылды, бірақ 100% суға қаныққан қабаттың кедергісін анықтау үшін ПС (E_k) аномалиясының ену аймағының кедергісіне ($\rho_{\text{эн}}$) және суға қаныққан қабаттың кедергісіне ($\rho_{\text{ен}}$). теориялық тәуелділігіне негізделген әдіс қолданылды. Сулы қабат үшін кеуектілік параметрі – салыстырмалы кедергі P_n -ену аймағының нақты электр кедергісі және ПЖ фильтраты арқылы анықталды. Техниканың мүмкіндіктері қабаттың қалыңдығымен шектеледі – 2 м-ден астам және ену аймағының болуы-ұңғыманың кемінде 4 диаметрі. Ену болмаған жағдайда және жоғарыда көрсетілген шектеулер кезінде Горизонт үшін $\rho_{\text{вн}}$ орташа мән пайдаланылды.

Осы жұмыста қолданылатын әдіс қалыңдығы 2 метрден аз біртекті коллекторлар үшін қанықтылықты анықтауға мүмкіндік береді.

Горизонттар бойынша $K_{\text{не}}$ орташа мәндері негізінен 0,44-тен 0,85-ке дейін өзгереді.

4.2 Өткізгіштігін анықтау

Өткізгіштіктің мөлшері көбінесе кеуек арналарының қимасы мен орамасына, яғни фракциялық құрамы мен цементтеу дәрежесіне байланысты, олардың көрсеткіші ПС және ГК геофизикалық параметрлері болып табылады. Өзен кен орнының кернінде алынған өткізгіштігі мен саздылығын салыстыру және статистикалық өңдеу негізінде $K_{\text{нр}} = f(K_{\text{эл}})$:

$$K_{\text{нр}} = 0,371 - 13,142 * \alpha_{\text{nc}} + 100,315 * \alpha_{\text{nc}} \quad 13-14 \text{ горизонт} \quad (4.14)$$

$$K_{\text{нр}} = 13,937 - 106,58 * \alpha_{\text{cn}} + 148,452 * \alpha_{\text{cn}}^2 \quad 15-18 \text{ горизонт} \quad (4.15)$$

$$K_{\text{нр}} = 80,5 - 126,9 * \Delta\gamma + 123,5 \Delta\gamma^2 - 194,2 * \Delta\gamma^3 \quad 13-18 \text{ горизонты} \quad (4.16)$$

ПС және ГК әдістерін кешендеу өткізгіштікті анықтау сенімділігінің артуына әкеледі.

13-14 және 15-18 өнімді горизонттар үшін күрделі параметрді $\alpha_{\text{cn}} / \Delta\gamma$ қолданатын байланыс теңдеулері 3-ші дәрежелі теңдеулермен сипатталады:

$$K_{\text{нр}} = 1,43 - 8,03 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma) + 29,26 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma)^2 + 27,87 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma)^3; \quad (4.17)$$

$$K_{\text{нр}} = 5,28 - 22,89 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma) + 37,87 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma)^2 + 1,22 * (\alpha_{\text{nc}} / \Delta\gamma)^3 . \quad (4.18)$$

Осы әдіспен анықталған өткізгіштік мәндері коллекторлардың сүзу қасиеттерін салыстырмалы сипаттау үшін ғана қолданылды.

4.3 Мұнайгаздылық

13-18 көкжиектердің құрылысы.

13-18 горизонттардың өнімді қалыңдығына тән белгі-бұл жоғары біртектілік еместігі, ол коллектор қабаттарының кен орнының ауданы мен қимасы бойынша таралуының күрделі сипатында және олардың сүзу мен сыйымдылық қасиеттерінің айтарлықтай өзгергіштігінде көрінеді.

Юра өнімді қалыңдығындағы кен орнын барлау барысында 13 өнімді Горизонт бөлінді (13-тен 25-ке дейін). Горизонттардың күрделі құрылымы және қиманың жоғары біртектілік еместігі Өзен кен орнын игеруде үлкен мәселелерді туғызады. Бұл мәселелерді шешуге көптеген ғылыми-зерттеу жұмыстары арналды, олардың ішінде 13-18 горизонтты бөлу схемасы жасалған ғылыми-зерттеу институты ВНИИ (28, 29, 38) үлкен қызығушылық тудырды.

Кен орнының бұрғылануы мен геологиялық-геофизикалық материалдың жинақталуына қарай бұл схема жұмыста да біршама өзгерді, қабаттардың таралу және бірігу сипатын егжей-тегжейлі зерттеу арқылы бір-бірімен бөлудің нақтыланған схемасы қабылданд. Қабылданған схеманың дұрыстығы геологиялық-статистикалық қималармен расталады, онда қиманың горизонт шегінде бумалар мен қабаттарға бөлінуі, қимадағы коллекторлардың үлесі, бумалар мен горизонттар шегінде гидродинамикалық байланыс, бумалар арасындағы шекара ретінде қызмет ететін сазды бөлімдерге келетін коллекторлық қасиеттері нашарлаған аймақтар айқын көрінеді.

Осы схемаға сәйкес қимада бөлінген 52 қабат-коллекторлар бумаларға біріктіріледі (7 қабатқа дейін), олар өз кезегінде олардың гидродинамикалық байланыс дәрежесі бойынша бірыңғай горизонттарға қосылады .

Әр ұңғыма қимасында коллектор қабаттарын бөлу кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер материалдары бойынша жүзеге асырылды. Жүргізілген егжей-тегжейлі қабаттық корреляция бір жағынан коллекторларды өткізбейтін айырмашылықтармен толық ауыстыруға дейін тиімді қалыңдығының айтарлықтай өзгеруінен және екінші жағынан аралас қабаттардың бірыңғай бумаларға қосылуынан көрінетін қабатты - коллекторлардың ауданы мен қимасы бойынша таралуының күрделі сипатын растады.

Тек горизонттардың ғана емес, сонымен қатар бүкіл өзен құрылымындағы жеке бумалардың да сенімді корреляциясымен қатар, әртүрлі күмбездерде орнатылған кен орындарының саны мен көлемінде айтарлықтай айырмашылықтар бар, бұл қабаттар мен горизонттардың ішінде коллекторлық түзілімдердің таралуының күрделі сипатына байланысты.

Жаңа ақпарат 13-18 горизонттар құрылысы туралы түсініктерге елеулі өзгерістер енгізбегендіктен , осы бөлімде бұл мәліметтер қысқартылған, жинақталған түрде келтіріледі.

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл жобада «Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманын геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу» Өзен кен орнының геологиялық құрылымын (стратиграфия, тектоника, кен орнының құрылымдық-заттық ерекшеліктері және қабаттардың мұнай өнімділігі) сипатталған, ауданда бұрын жүргізілген геологиялық-геофизикалық жұмыстарға шолу және талдау, далалық бақылауларды кешенді түсіндіру жүргізілген, одан әрі геофизикалық жұмыстардың негіздемесі келтірілген, жобаланатын учаскеде геологиялық-геофизикалық зерттеулер жүргізудің міндеттері, техникасы және неғұрлым ұтымды әдістемесі айқындалған.

Ұңғыманы геофизикалық зерттеу әдістерін кешендеу арқылы алынған мәліметтер:

Өзен кен орнының мұнай-газдылығы Юра және Бор қабаттарда орналасқан. Негізгі өнімді қор алты қабаттан (XIII-XVIII) байқалған. Бұдан басқа, кен орнының қимасындағы XIX-XXIV горизонттарында өнімді қабаттар анықталды, олар бойынша Парсумурун, Хумурун және Солтүстік-Батыс күмбездерінде игеру жұмыстары жүргізіліп жатыр.

Кен орнының геологиялық қимасында 26 құмтасты горизонттар бар және олар бор мен Юра дәуірлеріне сәйкес келеді.

Қарастырылған геологиялық-тектоникалық деректерге сәйкес, триасқа және шартты түрде "төменгі юра кешеніне" біріктірілетін XX-XXV қабаттарына басты назар аударылған.

Төменгі юра шөгінділері өте әлсіз зерттелген. Қазіргі уақытта өндіріліп жатқан қабаттар: Негізгі күмбезде XVIII, Хумурун күмбезінде XXIII қабат, Солтүстік Батыс күмбезінде XXI қабат, Парсумурун XXIV қабат.

Төменгі Бор шөгінділерінде 12 газға қаныққан горизонт анықталды. Олар: турон (горизонт I), сеноман (II), альб (III-XI) және неоком (XII) шөгінділерімен стратиграфиялық ұштастырылған. Газға қаныққан қабаттардың жалпы қалыңдығы 720 метрді құрайды.

Қабылданған қысқартулар, терминдер тізбесі

ҰГЗ – ұңғыманы геофизикалық зерттеу әдісі

ГК- гамма каротаж

КК- көрінерлі кедергі

ӨП- өзіндік поляризация

БКЗ- бүйірлік каротажбен зондылау

АК- акустикалық каротаж

ИК- индукциялық каротаж

БК- бүйірлік каротаж

ЯМК- ядролық магниттік каротаж

ПАЙДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Мирчинк М. Ф. [Ред.] «Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака»: [Сб. статей]. М.: Наука, 1969. 230 с.
- 2 Чакабаев С. Е., Кононов Ю. С., Иванов В. А. «Стратиграфия и коллекторские свойства юрских отложений Южного Мангышлака в связи с их нефтегазоносностью», КазНИГРИ, 1971 г.
- 3 Федотов М.Н., Геништа А.Н и др. Отчет «Выполнение обработки и интегрированной интерпретации материалов МОГТ- 3Д, ГИС и ВСП по месторождениям Карамандыбас, Узень и Восточная Узень».Москва, 2005 г.
- 4 Нұрмағамбетов Ә., Молдақұлов Н.З. Ұңғыманы геофизикалық әдістермен зерттеу (ҰГЗ әдістері): Оқу құралы. - Алматы: ҚазҰТУ, 2012ж
- 5 Крымов В.П. и др. Детализация геологического строения Жетыбай-Узеньской и сопредельных зон в связи с доразведкой и разработкой. 1991
- 6 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов В.М. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и газ. Том III. Алматы, 2002.



Метаданные

Название

Өзен кенорны мысалында мұнай-газды қиманың геологиялық құрылымын зерттеу үшін ұңғымаларды зерттеу әдістерін кешендеу

Автор

Шокпарбай Арай Ерденқызы

Научный руководитель






Ауэз Абетов

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

| | | |
|------------------------|---|----|
| Замена букв |  | 41 |
| Интервалы |  | 0 |
| Микропробелы |  | 1 |
| Белые знаки |  | 0 |
| Парафразы (SmartMarks) |  | 5 |

Объем найденных подобиий

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

**25**

Длина фразы для коэффициента подобия 2

**11925**

Количество слов

**98610**

Количество символов

Подобия по списку источников

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

10 самых длинных фраз

Цвет текста

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ) | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | |
|---------------------|--|--|--------|
| 1 | https://moluch.ru/archive/137/38500/ | 42 | 0.35 % |
| 2 | Оңтүстік Маңғышлақ мұнайгаздылы бассейнінің геологиялық құрылысы, мұнайгаздылығы және Жангүрші кенорнында қосымша барлау жобасы.docx Матай Жазира Ерсайынқызы 5/3/2019 Satbayev University (ИГНИГД) | 26 | 0.22 % |
| 3 | АҚ ҰАК Казатомпромның қоршаған ортаға әсерін төмендетудің инновациялық технологиясын өңдеу Бекмұрза Бақдәулет Арғынқазыұлы 5/6/2019 Satbayev University (ИХИБТ) | 15 | 0.13 % |

| | | | |
|---|--|----|--------|
| 4 | Родниковое кенді алаңындағы ұсақ алтын кенді бөлікшелерінде бағалау жұмыстарын жобалау.docx Еженова Раушан Берікқызы 5/11/2018 Satbayev University (ИГНИГД) | 10 | 0.08 % |
| 5 | Бектұрлы кенорыны өнімді горизонттарының есептеу параметрлерін анықтау мақсатындағы ұңғыманы геофизикалық зерттеудің сандық интерпретация нәтижелері.docx Молдабекова Шұғыла Ерболқызы 5/17/2018 Satbayev University (ИГНИГД) | 10 | 0.08 % |
| 6 | Родниковое кенді алаңындағы ұсақ алтын кенді бөлікшелерінде бағалау жұмыстарын жобалау.docx Еженова Раушан Берікқызы 5/11/2018 Satbayev University (ИГНИГД) | 10 | 0.08 % |
| 7 | Геологическое строение, нефтегазоносность Южно-Мангышлакской системы прогибов и геохимическая характеристика нефти и газа продуктивного горизонта месторождения Жетыбай Кулиева Анел Алпамысқызы 5/19/2020 Satbayev University (ИГНИГД) | 5 | 0.04 % |

из базы данных RefBooks (0.00 %)

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

из домашней базы данных (0.64 %)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | НАЗВАНИЕ | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | |
|------------------|--|---|--------|
| 1 | Оңтүстік Маңғышлақ мұнайгаздылы бассейнінің геологиялық құрылысы, мұнайгаздылығы және Жангүрші кенорында қосымша барлау жобасы.docx Матай Жазира Ерсайынқызы 5/3/2019 Satbayev University (ИГНИГД) | 26 (1) | 0.22 % |
| 2 | Родниковое кенді алаңындағы ұсақ алтын кенді бөлікшелерінде бағалау жұмыстарын жобалау.docx Еженова Раушан Берікқызы 5/11/2018 Satbayev University (ИГНИГД) | 20 (2) | 0.17 % |
| 3 | АҚ ҰАК Казатомпромның қоршаған ортаға әсерін төмендетудің инновациялық технологиясын өңдеу Бекмұрза Бақдәулет Арғынқазыұлы 5/6/2019 Satbayev University (ИХИБТ) | 15 (1) | 0.13 % |
| 4 | Бектұрлы кенорыны өнімді горизонттарының есептеу параметрлерін анықтау мақсатындағы ұңғыманы геофизикалық зерттеудің сандық интерпретация нәтижелері.docx Молдабекова Шұғыла Ерболқызы 5/17/2018 Satbayev University (ИГНИГД) | 10 (1) | 0.08 % |
| 5 | Геологическое строение, нефтегазоносность Южно-Мангышлакской системы прогибов и геохимическая характеристика нефти и газа продуктивного горизонта месторождения Жетыбай Кулиева Анел Алпамысқызы 5/19/2020 Satbayev University (ИГНИГД) | 5 (1) | 0.04 % |

из программы обмена базами данных (0.00 %)

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

из интернета (0.35 %)

| ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР | ИСТОЧНИК URL | КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ) | |
|---------------------|---|--|--------|
| 1 | https://moluch.ru/archive/137/38500/ | 42 (1) | 0.35 % |

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

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