

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

Нұрымов Нұрлан Азанұлы

Оспан Нұртас Әлімжанұлы

Өзен мұнай-газ кенорнын каротаж әдістерімен зерттеу мүмкіндіктері

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5B070600—«Геология және пайдалы қазба кенорнындарын барлау» мамандығы

Алматы 2020

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

« ____ » _____ 2020ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

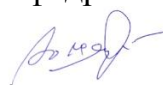
Тақырыбы: «Өзен мұнай-газ кенорнын каротаж әдістерімен зерттеу мүмкіндіктері»

5В070600 –«Геология және пайдалы қазба кенорнындарын барлау» мамандығы

Орындағандар

Нұрымов Нұрлан
Оспан Нұртас

Ғылыми жетекші (геология-
минералогия ғылымдарының
кандидаты, геофизика
кафедрасының ассоц.профессоры)



Ә.Ш.Шарапатов

« ____ » _____ 2020ж.

Алматы 2020

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

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

БЕКІТЕМІН

Геофизика кафедрасының
меңгерушісі,
геология-минералогия
ғылымдарының докторы,
профессор

 А.Е. Абетов
« ____ » _____ 2020ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар: *Нұрымов Нұрлан, Оспан Нұртас*

Тақырыбы: «Өзен мұнай-газ кенорнын каротаж әдістерімен зерттеу мүмкіндіктері»

Университет ректорының №762-б "27" қаңтар 2020 ж. бұйрығымен бекітілген.

Орындалған жобаның өткізу мерзімі «02» маусым 2020ж.

Дипломдық жұмыстың қысқаша мазмұны:

- а) *Өзен мұнай-газ кенорны туралы жалпы мәліметтер;*
- б) *Ұңғыманы геофизикалық зерттеу. Каротаж;*
- г) *Зерттеу жұмыстарының нәтижелері*

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

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер:

1 Ефремова Л.Н. “Изучение глинистых минералов в породах XIII-XVIII продуктивных горизонтов месторождения Узень” Недра М, 1968г.




2 Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика, т.II. М., Гостоптехиздат, 1961.

3 Актуальные проблемы промыслово-геофизических скважин. – Серия “Нефтегазовая геология и геофизика”. М.,изд. ВНИИОЭНГ, 1974.




4 Геологиялық терминологиялық сөздік (Байбатша Ә., Жүнісов А.)

5 Сейтов Н., Абдуллин А., Геология терминдерінің сөздігі.

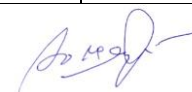
Дипломдық жұмысты дайындау
ГРАФИГІ

Бөлімдер атауы, тізбе әзірленетін мәселелер	Ғылыми жетекшіге және кеңесшілерге өткізу мерзімі	Ескерту
Зерттеу ауданы туралы жалпы мәліметтер	10.03.20 ж.-15.03.20ж.	
ҰГЗ әдісінің көмегімен зерттеудің негізгі әдістемелік принциптері	12.04.2020 ж.-16.04.20ж.	
Зерттеу жұмыстарының нәтижелері	26.04.20 ж.-30.04.20ж.	

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

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, консультанттар	Қол қойылған күн	Қолы
Зерттеу ауданы туралы жалпы мәліметтер	Ә.Ш.Шарапатов геол.-минерал. ғылымдар. канд.геофизика кафедрасы ассоц. профессоры		
Ұңғыманы геофизикалық зерттеу әдісінің көмегімен зерттеудің негізгі әдістемелік принциптері	Ә.Ш.Шарапатов геол.-минерал. ғылымдар. канд.геофизика кафедрасы ассоц. профессоры		
Интерпретация әдістемесі	Ә.Ш.Шарапатов геол.-минерал. ғылымдар. канд.геофизика кафедрасы ассоц. профессоры		
Зерттеу жұмыстарының нәтижелері	Ә.Ш.Шарапатов геол.-минерал. ғылымдар. канд.геофизика кафедрасы ассоц. профессоры		
Нормобақылау	Алиакбар М.М. Тьютор		

Ғылыми жетекшісі



Ә. Шарапатов

Тапсырманы білім алушы орындауға қабылдады




Нұрымов Н.А.

Оспан Н.Ә.

Күні

«17» 05 2020ж.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыстың тақырыбы: «Өзен мұнай-газ кенорнын каротаж әдістерімен зерттеу мүмкіндіктері». Жұмыста кенорынды зерттеу үшін ұңғымалардағы геофизикалық зерттеу әдістерінің мүмкіндіктеріне баға берілді. Геологиялық және геофизикалық барлау әдістерінің арасында, ҰГЗ әдістері қолданбалы геофизиканың бір саласы болып, пайдалы қазбалар кенорындарын іздеу, барлау және игеру барысында геофизикалық міндеттердің нақты бөлігін табысты шеше алатын әдіс болып есептеледі. ҰГЗ әдістері ұңғыма айналасында орналасқан геологиялық ортаны зерттеп, нақты түсінік жасауға мүмкіндік береді.

Жетыбай кен алабы кенорындарының мысалында геофизикалық әдістер кешені: гамма-каротаж (ГК), нейтронды каротаж (НК), электрокаротаж (КС, ПС) электромагниттік каротаж (ИК) инклинометрия, кавернометрия, термометрияны геологиялық, техникалық және технологиялық міндеттерді табысты шешілуі көрсетілген.

Жұмыста ұңғымаларды геофизикалық зерттеу кешендері, кен орындарын зерттеудің әртүрлі сатыларында ұңғымаларды зерттеудің геофизикалық әдістерімен шешілетін міндеттер талданды. Ұңғымалардың қималары зерттеліп, ҰГЗ диаграммаларын интерпретациялау, коллекторларды бөлу, эффективті қалыңдықты және қанығу сипатын анықтау, көлемді саздылығын және мұнай-газға қанығу коэффициентін анықтау, сапасын бағалау әдістемесі қарастырылды.

АННОТАЦИЯ

Тема дипломной работы: “Возможности методов каротажа в исследованиях нефтегазового месторождения Озен”. В работе была дана оценка возможностей геофизических методов исследований в скважинах для изучения месторождения. Среди методов геологической и геофизической разведки, методы ГИС являются одной из областей прикладной геофизики, способной успешно решать конкретную часть геофизических задач при поиске, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых. Методы ГИС позволяют изучить геологическую среду, расположенную вокруг скважины, и дать четкое представление.

На примере Жетыбайского нефтегазового месторождения представлен комплекс геофизических методов: гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), электрокаротаж (КС, ПС), электромагнитный каротаж (ИК); инклинометрия, кавернометрия, термометрия, успешно решены геологические, технические и технологические задачи.

В работе проанализированы комплексы геофизических исследований скважин, задачи, решаемые геофизическими методами исследования скважин на различных стадиях изучения месторождений. Изучены разрезы скважин, разработаны методики интерпретации диаграмм ГИС, распределения коллекторов, определения эффективной толщины и характера насыщения, определения объемной глинистости и коэффициента нефтегазонасыщенности, оценки качества.

ABSTRACT

Topic of the thesis: “Possibilities of logging methods in studies of the Ozen oil and gas field”. The paper assessed the possibilities of geophysical methods of research in wells to study the field. Among the methods of geological and geophysical exploration, Geophysical Survey Well methods are one of the areas of applied geophysics that can successfully solve a specific part of the geophysical tasks in the search, exploration and development of mineral deposits. GSW methods allow you to study the geological environment located around the well and give a clear idea.

On the example of Zhetybay oil and gas field, a set of geophysical methods is presented: gamma-ray logging (GRL), neutron logging (NL), electrical logging (apparent resistivity, polarizability), electromagnetic logging (EL); inclinometry, cavernometry, thermometry, geological, technical and technological problems have been successfully solved.

The paper analyzes the complexes of well geophysical studies, problems solved by geophysical methods of well research at various stages of field study. Well sections were studied, methods of interpretation of Geophysical Survey of Wells diagrams, reservoir distribution, determination of effective thickness and saturation character, determination of volume clay content and oil and gas saturation coefficient, and quality assessment were developed.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	10
1 Өзен мұнай-газ кенорнының геологиялық-геофизикалық сипаттамасы	12
1.1 Зерттеу ауданының геологиялық құрылымы туралы қысқаша мәліметтер	13
1.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы	13
1.3 Өзен мұнай-газ кенорнының тектоникалық құрылымы	15
1.4 Мұнайгаздылығы	18
2 Ұңғыманы геофизикалық зерттеу. Каротаж	23
2.1 Ұңғыманы геофизикалық зерттеу	23
2.2 ҰГЗ кешендеріне қойылатын жалпы талаптар	23
2.3 Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу міндеттері	24
2.4 Орындалған зерттеулер көлемі	25
2.5 Ұңғымалардағы геофизикалық зерттеу әдістері	26
3 Интерпретация әдістемесі	31
4 Интерпретация нәтижесі	32
Қорытынды	35
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	36
Қосымша А	37
Қосымша Б	42
Қосымша В	47

КІРІСПЕ

Дамып келе жатқан отын энергетикалық қажеттіліктерін қамтамасыз ететін негізгі табыс көзі – мұнай-газ кен орындары болып табылады. Дипломдық жұмыс "ӨзенМұнайГаз" АҚ-да өндірістік тәжірибеден өту барысында далалық жұмыстардың нәтижелері бойынша алынған материалдар негізінде құрастырылған. Мұнай үлесіне отын-энергетика ресурстарын қазіргі заманғы әлемдік тұтынудың 30-пайызы келеді. Тиімді әзірлеу-бұл экономикадағы тұрақтылыққа қол жеткізу үшін маңызды шарт.

Тақырыптың өзектілігі. Өзен мұнай-газ кенорын ұңғымада геофизикалық зерттеу әдістері жатады. Мұнай-газ кенорындарында қолданылатын ҰГЗ әдістері және оларды жүргізу технологияларының көптеген түрлі әдістерінің теориялық негіздері әзірленді. Бұл жұмыста ұңғымаларды геофизикалық зерттеуге (ҰГЗ) сүйене отырып, берілген геологиялық денелердің, оларға тән қасиеттері мен құрамын, объектілердің орналасу жағдайларымен, жалпы мәліметтер көздерінің бар болуы негіз болып табылады. Бұл пайдалы қазбалар кен орындарын іздеуде кеңінен таралған сатылардың бірі болып табылады, сонымен қатар әр түрлі кеңінен пайдаланылатын барлау мен өңдеудің сатыларында қарастырылады, бірлесіп пайдалану үшін алуан техникалық өлшеу құралдарын, сондай-ақ методикалық, алгоритмдік, метрологиялық және петрофизикалық мәліметтермен қамтамасыз ету бағытында жүзеге асырылатын геологиялық денелер туралы цифрлі мәліметтерді алудың технологиялық сатысы ретінде мазмұндалуы мүмкін.

ҰГЗ қолдану-бұл кен орындарын барлау кезінде орындалатын жұмыстың алуан түрлі ұсыныс түрлерінің жалғыз ақпарат алу көзі болып табылады. ҰГЗ зерттеу кезіндегі – геологиялық объектілердің орналасу ортасының және ұңғыма конструкциясының компонентері. Олар өздеріне тән физикалық қасиеттермен, белгілі бір геометриялық өлшемдермен нақты сипатталады, жалпы геологиялық мәліметтер мен петрофизикалық модельмен сипатталуы мүмкін. ҰГЗ-ның басты мақсаты техникалық, геологиялық және геотехнологиялық болып табылатын есептердің әртүрлі физикалық құбылыстарына негіз болатын деректердің кешенді түсіндіру нәтижесі ғана аарастырылуы мүмкін. Өзен мұнай-газ кенорнында қолданылатын ұңғымаларды ашуда және өнімділігін арттыруда пайдаланылатын каротаж әдістерінің мүмкіндіктерін зерттеу.

ҰГЗ әдістерінің негізгі мақсаты Өзен мұнай және газ кенорның 13-18 горизонттарда юралық шөгінділерінде:

- ашық оқпан каротажы (бастапқы), ҰГЗ деректері бойынша ұңғымалар кималарын зерттеу, кен аралығын анықтау;
- ұңғыманы отырғызғаннан кейінгі каротаж, цементтеуден кейінгі каротаж-бағананың бүтіндігі, цементтеудің сапасын бақылау;
- ұңғымаларды ашуда және өнімділігін арттыруда пайдаланылатын каротаж әдістерінің мүмкіндіктерін зерттеу

Дипломдық зерттеу объектісі. Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Қарақия ауданының аумағында, Маңғышлақ түбегінде орналасқан "ӨзенМұнайГаз" кен орны болып табылады.

Дипломдық жұмыста 2019 ж. "ӨзенМұнайГаз" АҚ-да өндірістік тәжірибеден өту барысында далалық жұмыстардың нәтижелері бойынша алынған теориялық материалдар мен кен орны бойынша нақты геологиялық-кәсіпшілдік деректер негізінде құрастырылған.

1 Өзен мұнай-газ кенорнының геологиялық-геофизикалық сипаттамасы

"ӨзенМұнайГаз" кен орны орналасу аймағы оңтүстік Маңғышылақ мекеннің оңтүстігінде бөлігінде орналасқан Маңғышылақ түбегі. Оңтүстік Маңғышылақ елді мекені оңтүстіктен батысқа қарай орналасқан, теңіз жағылау жағынан өлшемі абсолютті көсеткіші солтүстікке қарай 260 метр. Ал оңтүстік бағытта 24 метр болады. Объект ауданы геологиялық тұрғыдан қиын бедерлі құрылым. Өзен ойпатының орналасу жағдайымен қатар оның ауданының көлемі 500 километр екені белгілі. Сонымен қатар солтүстікке, оңтүстік шығысқа шығыс бөлігі күрт өзгертін алуан ойпатты аумақ. Ойпат асты терең жыралармен және ойпаттың жоғарыдан төмен қарай бағытта ең төменгі бөлігі 30 метр белгілі. Әкімшілік орналасуы бойынша "ӨзенМұнайГаз" кен орны Қазақстан Республикасының батыс аумағында орналасқан Маңғыстау облысына тиесілі. (А Сурет 1.1).

Өзен кен орны Ақтау атамекенінен 180-200 километр шақырым арақашықтықта жайғасқан. қарастырылып отырған кен орын алуан қабатты және күрделі құрылымды. Мысал ретінде Юра жүйесі мен Бор жүйесінде шөгінді қимасында 25 өнімді горизонтқа бөлінген. Олардың 1-12 горизонттары (төменгі бор шөгінділері) бар стратиграфиялық 1 горизонт және Юра шөгінділерінен (12-қабат) тұратын аралас кездесетін құм, аливалит таужыныстарымен газды жыныстардан тұрады. Қарастырылып отырған қабаттар, негізгі өнімді қабаттардың өткізгіштігі газбен қаныққан белгілі, ал 13-18 қабаттар жоғарғы қабатты газда, 19-25 қабаттар төменгі қабаттарында газда мұнай кездеседі [2].

"ӨзенМұнайГаз" кен орнының ерекше қасиеттерінің бірі оның мұнайы болып табылады. Мұнай құрамында (24%) дейін шайыр, парафин, асфальт, сияқты өнімдер көптеп кездеседі. Ыстықтың 32⁰С температурасы кезінде парафин мұнайдан бөлініп шығатын ерекшелік байқалады. Алуан өнімді горизонттарда мұнайлардың бір-бірінен физикалық жағынан аса айырмашылығы жоқ екені көзге түсті, жеңіл, меншікті салмағы 0,763-0,777 гр/см³ болады.

Орналасқан объектінің ауа райы стандартты континентті, яғни жазы ыстық, ал қысы өзіне тән аз қарлы, желі болса қатты боранды. Ауданның желі 6-8 м/с орташа жылдамдығымен тарайды. Жауын-шашын аз болғандықтан өсімдіктері мен жануарлары шөлейтке бейімделген.

"ӨзенМұнайГаз" кен орнында бәрімізге белгілі күрделі құрылымды. Юра жүйесі мен Бор жүйесінде горизонт қимасында 25 өнімді қабаттарға бөлінген. Олардың 1-12 қабаттары геологиялық жағынан стратиграфиялық 1-ші қабаты турандық пен 2-ші қабаты сеноионды, сонымен қатар 3-9-ші қабаттары

альбский және 12-ші қабатына тән некольский тұратын аралас кездесетін құм, аливалит таужыныстарымен газды жыныстардан тұрады.

13-18 нақты мұнайлы горизонттарында Юра жүйесінің жасында кездесетін мұнайгаздылық қимасының жоғарғы батысына, ал оның жоғарғы кезеңіне тереңдігі 1800-1370 метр жатады. Мұнайдың жалпы немесе негізгі қоры бар екені белгілі. 19-25 өнімді қабатта мұнайгаздылығының ең төменгі бөлігіне жатады. Бұл аймақтарда кейде жаппай мұнайлы, мұнайгазды және газды кеніштер болатыны белгілі.

13-25 – құнарлы өнімді қабаттарында мұнайдың бастапқы нұсқасын геологиялық және геофизикалық зерттеулер жүргізу кезінде олардың бір орында қозғалыссыз жатқандығы белгілі болды. 13-18 қабаттардың геологиялық құрылымының нақты сипаттамасы ұсынылған жобадан тәжірибемен салыстырғанда аз өзгерген. Горизонт үшін кейбір берілгендер ақпарат көздері 1.1 кестеде көрсетілген.

Мұнайгаздылыққа келетін болсақ төменгі қатарында 19-25 құнарлы өнімді қабаттардың геологиялық жағынан құрылысы, ал қабаттардың газдылығының жоғары бағытындағы құрылысымен ерекшеленеді, ал тенентальді құрылысының негізгі қор күрделендіре түседі.

1.1 Зерттеу ауданының геологиялық құрылымы туралы қысқаша мәліметтер

"ӨзенМұнайГаз" кенорыны сонымен қатар жақын маңында орналасқан қатпардыңғни Жетібай-Өзен тектоникалық қатпарының солтүстік бөлігінде орналасқан Өзен Қарамандыбас антаклинал сызығында және ал субшироттық сызығы болса ірі антиклиналь қатпармен байланысты.

Юра жүйесінде өнімді қабаттары бойынша жамылғысы белгілі ал құрлымның өлшемдері 33x10 км шақырым, ал оның амплитудасы өлшемі туран жамылғысы бойынша-175 м-ден, келловей өнімді горизонты бойынша 300м-ге дейін өзгереді. Қатпары брахиантиклинальді, асимметриялы 13 горизонты жамылғысы бойынша қатпардың құлау бұрышы солтүстігінде 1⁰-қа дейін және шығысы 4⁰. оңтүстік қанатында 6⁰-8⁰.

Өлшемі бойынша ірі емес Парсумун күмбезі Өзен құрлымының Оңтүстік қанатын қиындатады. 18 горизонттың бойынша жамылғысы көтерілу амплитудасы өлшемі 30м-ге жетеді, ал соңғы тұйық изгипса-1300 бойынша құрлымның өлшемдері 2,9x0,9 км құрайды.

1.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

Өзен кен орнында терең бұрғылау арқылы қалыңдығы 4500 м шөгінді кешен ашылды, оның құрылысына триас, юра, бор, палеогенді, неогендік және төрттік жастағы жыныстардан тұрады. Стратиграфиялық шекараларды каротаждық сипаттамаға жеткілікті нақты байланыстыру жаңа ұңғымаларды сенімді реттеуге мүмкіндік береді.

Жер қабаттарының жасы бойынша үздіксіз өсуі мен қатар, жердің пайда болу уақыттың зерттейтін ғылым стратиграфия.

Стратиграфия бұл латын тілінен аударғанда стратюм – төсеніш қабат деген мағынаны білдіреді, гелогияда әртүрлі таужыныстардың қалыптасуын және бастапқы кеңістіктегі өзара орналасу қатынасын зерттеуге арналған салыстырмалы жасын анықтайтын геологияның бір бөлігі. Өткен геологиялық кезеңдер бойынша жиылған бассейндерінде, шөгінді таужыныстар мүмкіндігі бойынша ажыратылатын өзгерулері зерттеледі. Шөгінді таужыныстардың бірдей болуымен, оның әртүрлі анықтау жерінде органикалық өмсімдіктер мен жануарлардың дамуын қайталанбайтынын көрсететін шөгінді таужыныстар қабаттарында сақталып қалған қазба организмдерінің құрамы бойынша мәні зор.

Стратиграфияның ғылым ретінде қалыптасуы 18 ғасыр ортасында дат ғалымы мен терең зерттелді, таужыныс қабаттарында тиместік заңын ашты. Бұл заң бойынша бастапқы жатысы бойынша қамы бұзылмаған таужыныстардағы әр төменгі қабат өзінің жоғары орналасқан қабаттардан көнелеп келеді. 18 ғасырда стратиграфияны негіз ретінде неміс ғалымдары «И.Леман, Г.Тюнсель, М.Б.Ломоносов» дамытты. 18-19 ғасырларда британдық инженері У.Смит таужыныс горизонттарын салыстырмалы жасын анықтау жолында, тастарға айналып сақталған организмдер қалдықтарын зерттеуін ұсынды, қазіргі уақытта қолданылатын помотоногиялық (биосаратиграфиялық) методикасының негізі болып саналады.

Триас жүйесі

Өзен ауданында ашылған триас шөгіндісі тек 2154-2120 метр тереңдіктен көтерілген №53 ұңғыма кернеуі анықталады.

Тозаңды жыныс жиынтығында 42-63% жас, 37-56% тозаң.

Триас шөгіндісінің қуаттылығы № ұңғымада 39 метр, ал №53 ұңғымада 58 метр құрайды.

Юра жүйесі

Қарастырылып отырған кенорында Юра жүйесіне тән үш бөлімге бөлінетіні белгілі. Жасы бойынша төменгі Юра, оған қарағанда жасырағы орта Юра, ең жасысы жоғарғы Юра болады.

Төменгі Юра жүйесінде кездесетін таужыныстар құрамына шөгінді құмтас, аливалит, сазбалшық және оргалитпен кездеседі. Тығыз цементтелген таужыныстар қатарына құмтастар, аливалит, және кварц кең даласымен сипатталады. Байоск, Аален ярустарында саз балшықтар мен оргалиттер құмтастар кездесетіні белгілі.

Байоск ярустары қаюаттарында таужыныстар қалыңырақ болып келеді, ал құрамында құмтасты аливролит және сазбалшық бар. Бұл ярустардың қуаттылығы 515-520 метр дейін жетеді.

Ален ярусының шөгіндісіне қуатты құмтасты граниттықтар кездеседі.

Ал жоғарғы юра шөгіндісінің Өзен аудандарында екі ярусқа бөлінетін Миловой және Оксфорд бар.

Миловай ярусы сазбалшықтың қалың болатын жыныс анықталған, қуаттылығы 110 метр төменгі бөлігінде қатарласқан шөгінді таужыныстар аливролиттер, құмтастар және сазбалшық орналасқан. Бұл ярусқа 17 және жоғары бөлігі 19 қабатымен ұштастырылған.

Оксфорд ярусы сазбалшықты қалың жынысты пен мергерлерден құралған, қуаттылығы 150 метрге дейін.

1.3 Өзен мұнай-газ кенорнының тектоникалық құрылымы

Тектоникалық тұрғыдан өзеннің көтерілуі Оңтүстік-Маңғышлақ иілісінің Солтүстік бортын күрделендіретін Жетібай-Өзен тектоникалық сатыға негізделген (сурет 1.2). Қарастырылып отырған аймақ Орталық-Еуроазиялық жас эпигерциналдық платформаның бөлігі болып табылатын Туран плитасының құрамына кіреді. Мұнда бір-бірінен аймақтық стратиграфиялық және бұрыштық келіспеушіліктермен бөлінетін үш құрылымдық қабат бөлінеді. Төменгі қабат-кристалды орналасқан іргетас, оның қалыптасуы палеозойдың соңына қарай аяқталды, метаморфизденген және қарқынды орналасқан жыныстармен қалыптасқан. Жоғарыда жатқан платформалық тысы жыныстардың екі құрылымдық-геологиялық кешеніне бөлінеді: аралық құрылымдық қабат құрайтын жоғарғы пермалық және триасты шөгінділердің қатпарлы өтпелі кешені және типтік платформалық әлсіз орналасқан юрско -Борлы және палеоген-неогенді шөгінді кешені. Оңтүстік Маңғышлақтың платформалық қаптамасының негізгі құрылымдық элементтері Орталық-Маңғышлақ көтеру аймағы, Оңтүстік-Маңғышлақ иілуі және Қарабогаз жиынтығы болып табылады. Жетібай-Өзен тектоникалық сатысы, екінші реттегі құрылымдық элемент бола отырып, Оңтүстік Маңғышлақ иісінің Солтүстік борттық бөлігіне ұштастырылып, солтүстік-батыстан оңтүстік-шығысқа қарай саты ені 40 км болғанда 200 км созылып жатыр. Солтүстіктен саты Беке-башқұрт білігінің Оңтүстік қанатын күрделендіретін аймақтық сынықпен шектеледі, батыста – Сеген депрессиясымен және қарағайы ойпатымен, ал шығыста-Көкумбай сатысымен шектеседі.

Жетібай-Өзен сатысының шегінде шөгінді қабымен сатының созылуы бойымен бағытталған үш антиклинальды сызық байқалады. Солтүстіктен оңтүстікке қарай ең жоғары көтерілген Өзенқарамандыбас, одан кейін Жетібай және ең батырылған Теңге-Тасболатқа қарсы сызықтар бөлінеді.(А Сурет 1.2)

Жетібай-Өзен сатысының ең ірі жергілікті құрылымы өзен көтермесі болып табылады, оның осі шығыс-оңтүстік-шығыстан батыс-солтүстік-батысқа созылып жатыр. Өзенді көтерудің құрылымдық жоспары юрскомельді шөгінділер кешені бойынша бұрғылау арқылы жақсы жарықтандырылған. Юралық шөгінділер мен триастың төменгі бөлігіндегі геологиялық кесіндісі ұңғымалардың аздаған санымен ашылды. Жоғарғы Юраның келловейский қабатына стратиграфиялық тұрғыдан жататын 13 өнімді горизонт жабындысы бойынша, өзен қатпарларының көлемі 34, 5x10,0 км құрайды, 300 м биіктікті көтеру амплитудасы. Қатпарлау морфологиясы қанаттар мен периклинальдардың асимметриясымен сипатталады. Солтүстік қанаты қиғаш (жыныстардың құлау бұрыштары 30 құрайды), ал оңтүстігі-құлау бұрыштары 5-60. Периклиналардың құрылымы әртүрлі: шығыстық батыс осіне қарағанда қысқа және тиісінше, қатпаның осі батыс бағытына қарағанда күрт батады. Қатпарланған солтүстік қанаты және оның батыс периклиналы шегінде жыныстардың батуы салынған учаскелердің құрылуымен біркелкі болмайды. Қатпарлау формасы және оның кеңістіктік орналасуы Юра мен бордың әртүрлі стратиграфиялық көлденеңіне сәйкес келеді. Қанаттардағы тау жыныстарының көтерілу амплитудасының тереңдігі мен құлау бұрыштары өседі, бұл оның даму сипатымен түсіндіріледі. Құрылымы төменгі өнімді горизонттар бойынша ең айқын байқалатын алты күмбезмен күрделенген: негізгі күмбез, Хумурун, солтүстік-батыс және Ақсай, Парсумурун және Шығыспарсумурун күмбездерімен. Күмбездердің ең ірісі, өз кезегінде екі шағын күмбезмен (біреуі 719 ұңғыма ауданында, екіншісі – 217) күрделенген негізгі жиынтық құрылымның аса биік бөлігі болып табылады. Оның көлемі 160М амплитудасында минус 970 м шеткі изогипс бойынша 14x6 км құрайды. 14, 82, 113 ұңғымалар ауданында орналасқан хумурун күмбезінің 13 өнімді горизонттың шатыры бойынша ұзындығы 8,0 және ені 2,8 км, изогипс бойынша минус 970 метр амплитудасында болады. Солтүстік Қанат екі күмбезмен асқынған: солтүстік-батыс және Ақсай, оның біріншісі ірі болып табылады. Оның өлшемі минус 1030 м (13 горизонттың шатыры) амплитудасы 20 м-ден кем болғанда 4,0x1,8 км құрайды.

Парсумурун күмбезінің батысына қарай өзен көтерілісі Қарамандыбас күмбезімен түйіседі, ол бір жағдайда екі күмбезбен асқынған дербес құрылым ретінде қарастырылады, ал басқаларында – өзен көтерілуінің Батыс периклиналы асқынулары ретінде. Құрылымды (немесе құрылымдарды) сипаттаудың әр түрлі тәсілдері өзен мен Қарамандыбас дербес кен орны ретінде немесе біртұтас ретінде қарастырумен байланысты. Бұл, өз кезегінде, кен орнының зерттелу дәрежесіне байланысты. Барлау сатысында және қорларды есептеу объектілері горизонттар болып табылған кезде, өзен мен Қарамандыбаста аттас деңгейжиектер бойынша су-мұнай байланыстарының айырмашылықтары олардың тектоникалық бұзылуымен бөліну нұсқасына және дербес құрылымдар ретінде, тиісінше, кенорындарын қарауға алып келді. Кейінірек өнімді кесіндінің егжей – тегжейлі бөлінуі және жекелеген қаттық резервуарлардың қанығу сипатын зерттеу бұл сәйкессіздіктерді бір

жағдайларда литологиялық экрандауға әкелетін коллекторлардың құрылысымен, басқаларында күмбездердің арасындағы иілу тереңдігімен түсіндіруге мүмкіндік берді. Бұдан басқа, иілу тереңдігі 15 м аспайтын 13 горизонтта өзен және Қарамандыбас кен орындарындағы мұнай шоғыры бірыңғай байланыста болады. Бұл бұзудан бас тартуға және Қарамандыбас күмбездерін өзен құрылымының учаскелері ретінде қарауға мүмкіндік берді. (В Кесте 1.1)

13 горизонт (1 эірлеу объектісі)

Кен орнының барлық ауданы бойынша қалыңдығы 40-тан 56 м-ге дейін өзгертін Горизонт шегінде өнімді қиманы бөлудің қабылданған схемасына сәйкес 5 бума бақыланады: А, Б, В, Г және т.б. өнімді бумалар мұнай шоғырларының геологиялық құрылымының бір типтілігіне, қиманың қанығуының бірдей сипатына және қабаттық мұнай қасиеттерінің ортақтығына қарай бірлескен пайдалану үшін бірыңғай объектіге біріктірілген.

13 Горизонт шоғырларының ағымдағы су-мұнай байланысын анықтау үшін кен орны бойынша барлық ұңғымалар, соның ішінде бұрғыланған жаңа ұңғымалар қаралды. БМК жағдайы жалпы 13 көкжиек үшін негізделген, бастапқы БМК құрылымның оңтүстік қанаты үшін -1137 -1140 м және Солтүстік (1) үшін -1125 -1133 м белгісінде қабылданды.

14 Горизонт (2 эірлеу объектісі)

Горизонт 13 горизонттан ауданы мен қалыңдығы бойынша жақсы сазды қабаттардан тұрады. Горизонттың қалыңдығы батыста 80 м-ден құрылымның шығыста 60 м-ге дейін өзгереді.

15 Горизонт (3 эірлеу объектісі)

Қалыңдағы 14 горизонттан 10 метр болатын аудан бойынша жақсы қадағаланатын сазды қабатпен бөлінген.

16 горизонт (4 эірлеу объектісі)

16 Горизонт бөлінісінде 16₁ және 16₂, құрамында мұнай шоғырлары бар дербес екі кен шоғырлары бөлінеді. Горизонт ауданы бойынша негізгі күмбезді және Хумурун күмбезін қамтиды. Горизонттың жалпы қалыңдығы шамамен 20 м құрайды.

16₁горизонт

16₁Горизонт шоғырларының су-мұнай байланысын нақтылау үшін есепті кезеңде бұрғыланған барлық жаңа ұңғымалар өткен жылдардың деректерімен жиынтықта қаралды. Кен шоғырларының оңтүстік қанаты бойынша ВНК-1131 м абсолютті белгіде, ұңғыманың кәсіпшілік-геофизикалық қорытындыларына сәйкес (1 блок), онда қабаттар мұнай қанықпаған ретінде -1130,7, ал су қанықпаған коллектор -1131,4 М белгіден басталады.

16₂ көкжиек

16₂ горизонт 16₁ жақсы қадағаланатын қалыңдығы 2-14 м саз қорабымен бөлінеді, ол жеке ұңғымаларда коллекторлармен алмастырылады. Горизонт қимасында үш қабат а, б және В бөлінеді.

17 горизонт (5 әзірлеу объектісі)

Күмбездер бойынша шоғырлар шегіндегі горизонттың қалыңдығы негізінен күмбезде 45-тен 50 м-ге дейін, Хумурун күмбезінде 44-тен 48 м-ге дейін, Парсумурунскиде 39-дан 44 м-ге дейін өзгереді.

18 көкжиек (6 әзірлеу объектісі)

Горизонт жоғары орналасқан 17 горизонттан кішкене қалыңдықтағы анық сазды толқынмен бөлінеді. 17 және 18 горизонттардың бірігуі тек қана 5 блок шегінде жалғыз ұңғымаларда болады. Қалыңдығы 40 м жететін 18 Горизонт қимасында А, Б және В 3 бумаларына біріктірілген 7 құм-алевролитті қабаттар байқалады. (А сурет 1.3)

1.4 Мұнайгаздылығы

2004 жылы бастап "ӨзенМұнайГаз" кен орнынан 3606100 т мұнайдың өндірілгені. Мұнай құнарлы өнімді горизонттар бойынша бөлінуі төмендегідей (%) [2].

15-қабат 10.9, 17-қабат 5.7, 18-қабат 1,7, Қу мұрын күмбезінде 1-2, Парсы мұрын күмбезі 1-2. 1980 жылдарында Қу мұрын солтүстіктен батыс, Парсы мұрын күмбездерінің құнарлы горизонттарында қарқынды бұрғыланды. Мұнай өндірудің сандық 4.66 және пайыздық 58%-ке өсуіне әсер етті.

13-14 горизонттарында мұнай және сұйықтың көп бөлігі өндірілді. Олардан өндірілген өнім барлық кен орнына өнімінің 64%-тін құрайды. Кен орнында горизонттар бойынша бір өндіру ұңғымада орташа мәні тәуліктік шығынға мұнай бойынша 3.1-5.4 т/1 тәулік, сұйықтығы бойынша 6.7-15.8 т/тәулік. 13-14 горизонттарды айдауда ұңғыма мен қатар 64 жеке игеруге арналған бөліктерге бөлінген. Бұл 1 қабаттан бір-бірімен бастапқы баланстық игеруге арналған қорлар мен қатар, құнарлы қабаттардың қасиеттерімен бұрғылану дәрежесімен ерекшеленеді, сондықтан кезінде мұнай және сұйық өндіру кең аралықта өзгереді. 01/01/2004 жылдары мұнай мен газ өнімінің өндіруде Қарасақ кен орнында мұнайдың негізгі механикалық әдіспен (97%) өндірілді, терең сорапты (ШТС) сыртында оның газлифт ұңғымалар қорында барлық өндіру қорының 92 пайыз құрайтынына қарамастан, белгілі газлифт әдісімен бірге қорынның 16,6 пайызы, ал сұйық өндіру 24 пайыз. Бұл газлифт ұңғымасындағы шығынның 3.5 есе көптігі мен түсіндіріледі.

"ӨзенМұнайГаз" кен орнының газдарының бірі метандық газ типіне жататыны белгі, ал тереңдеген сайын этан көбейеді. Газды горизонттар негізі азот, көмірқышқыл газды қоспалары бар «құрғақ» сыртында кездесетін метан газы бар.

Газ тығыздығы 0.562-0.622 кг/м³ шамасында.

Аудан бойынша қабаттардың таралу тиімділігі коллекторларға байланысты. Қалыңдықтарды игеру кезінде мұнай сатыларында тұтас қабаттар карталары бойынша анықталады.

"ӨзенМұнайГаз" кен орнының құнарлы өнімді шөгінділерінде коллекторларға ерекше түріне, қасиеттердің өзінділігімен ерекшеленетін полимерлік құрамды коллекторларға жатады. Коллектордың бұл түрге жатуын басты факторы жыныстар құрамында орналасқан энергетикалық өзгерулерге ұшыраған химиялық және механикалық әсерлерге орнықсыз минералдардың көп болуы жатады.

Ал кварцтық құмтастар құрамында кварц шамамен 95% құраса, ал "ӨзенМұнайГаз" кен орнынан полиметаллды коллекторларда кварц құрамы 30 пайыз шамасында, ал жыныстар құрамында кварц 70 пайыз болса минерал орнықсыз саналады.

Негізгі қаңқа порциясын көбейту кезінде, тығыздау және цементтеу процестерінде таужыныстардың түрленуі көп кішкене қуыстардың қалыптасуына соқтырады. Нәтижесінде әр үлгілердің кеуектілік шамасы 30 пайызға жетеді. Өткізгіштік салыстырмалы түрде төмен суға қаныққандықтың жоғары болуы да кішкене қуыстардың көптігімен түсіндіріледі. Кесте 1.5–те келтірілген. (В Кесте 1.2)

Өткізгіштік өзен кен орны қабат коллекторларының негізгі сипаты. Бұл шаманы толық анықтау үшін кәсіпшілік геофизикалық материалдар қолданылады.

Зерттеулері негізінде үлгі тасты талдау бойынша табылған қабатар өткізгіштігі коэффициентті мен бұл қабаттардың геофизикалық параметрлері арасында біршама, тығыз коррелятивтік байланыстар бар екені анықталды.

Өткізгіштіктің жеке потенциалдар көрсеткіштерімен байланысы көрсетіледі. Табылған өткізгіштік шамалары бөліктерді белгіленген аймақтарды және тұтас қабаттарды сипаттауға пайдаланылады. Мәліметтерді арықарай қолдану оңай болу үшін және есептеу операцияларын механикаландыру үшін өткізгіштік жайлы барлық мәліметтер перфокарталарда түсірілді. Кейін ЭЕМ арнайы қарастырылған бағдарлама бойынша бөліктегі және тұтас қабаттарға әрбір қабат бөлік бойынша статикалық қатарлар мен көрсеткіштер анықталады. (В Кесте 1.3)

Бөліктер бойынша өткізгіштік шамасы $0.72-0.384 \text{ мкм}^2$. Өткізгіштіктердің орташа шамасындағы ауытқулар әрбір горизонтты сипатты. Берілген кестеде 1.6-да ұңғымалар санымен анықталған мұнайдың қаныққан қалыңдықтардың орташа арифметикалық шамасы беріледі. Бұл ақпараттарда қарастырылатын қабаттар мен бөліктерде мұнайдың қалыңдықтарының әртүрлі екенін көреміз. 13 қабат ең аз қалыңдықпен сипатталады.

16-қабатта белгілі бір геологиялық заңдылық бар. Ұсақ түйіршікті таужыныстар яғни құмтастар, аливалиттер, саздар, әктастардың жұқа қабаттарымен, сонымен қатар мергерлердің түрлеріндегі анық құрылыс қатарларында қалыңдығы 10-47 метрге жететін барынша сұрыпталған орта және түйіршікті құмтастар аймақтары ерекшеленеді. Бұл құмды денелердің ені

200-700 метр жұқа жолақтар түрінде біртекті құмтастар үшін өткізгіштік жоғары ($0.2-1.2 \text{ мкм}^2$) шамасы мен қабат коллекторларының қалыңдығының 10-51 метрден 0.5-1.6 метрге күрт азаюы мен 0.05 мкм^2 . Өткізгіштіктердің болуымен байланысты қабаттардың басты бөлімі мен нашар гидродинамикалық байланыс сипатты.

Мұнай құрамында бензин, мазут, шайыр, май болады. Жалпы жауабы мұнай таза көмірсутектер ертіндісі және азот, оттегі, күкіртті көмірсутектер ертіндісі болып есептеледі. Қоспалар ретінде күрделі, судағы қант секілді, ертіндісі болып кездеседі. Мұнайдың құрамы элементтік, топтық және фракциялық жолдарымен анықталады.

Мұнайдың элементтік құрамы. Мұнайдың негізінен көміртегі мен сутегінен құралады. Көміртек 83-87 пайыз, сутек 11-14 пайыз қалған процент бөлігін азот, күкірт оттегі өзара бөліседі. Мұнайды күлінде сирек кездесетін құнды металл болады. Металдарды мұнайдан айырып мөлшерін анықтау қиын емес. Мұнайдың химиялық құрамын молекулалар қанша атом қалай орналасқан, көмірсутегі мен сутегі тіркестерінің түрлері, басқа элементтердің олармен жалғасуы немесе алмасу жолы белгіленеді.

Мұнайдың топтық құрамы. Мұнайдың топтық құрамы қайнату әдісімен анықталады. Қайнату жолы екіге бөлінген: 360°C -қа дейін және одан жоғары температурада қайнату. Бірінші бөлігі негізі таза көмірсутектерінен тұрады. Екіншісі, 360°C -тан жоғары температурада қайнатылып алынатын бөлігі дара атомды оттегі, күкірт, азот және аздау дәрежеде көмірсутекті парафиндер және гибрид көмірсутектері болады.

Мұнайдың фракциялық құрамы. Мұнайдың фракциялық құрамы қайнату температурасына қарай қосылыстарының бөлінуі арқылы анықталады. Белгілі температура аралығында қайнап шыққан мұнай бөлік үлесін фракция деп атайды. Барлық фракциялар қайнап шыққаннан кейінгі мұнай қалдығы мазут болады. Бұл да фракцияланып майға және смолаға бөлінеді. Мазутты фракциялау процесі жай атмосфералық қысымда және вакуумда жүргізіледі. Май фракциясынан соляр майы, ветеран, вазелин, ал смоладан битум немесе қара май алынады.

Мұнайдың химиялық құрылым түрлері. Мұнайдың химиялық құрылымы толық анықталмаған. Бүгінге дейін мұнайда 425 жеке көмірсутектері және құрамында азот оттегі бар 380 көмірсутектер анықталып отыр. Қарапайым метан тізбектері, бензолдың төменгі гомологі, күкіртті қосылыстардан меркаптардан және төменгі температурада қайнайтын сульфидтер көбірек тексерілген көмірсутектер. Қосылыстарды мұнайдан тек қана ажырату жолымен алғандықтан, оның құрамын анықтау қиынға соғуда. Мұнайдың құрылысын ажырату кезінде әр түрлі реакциялардың нәтижесінде едәуір көп өзгеріске ұшырауы мүмкін. Мұнайды бөлшек құрамдарға ажыратудың өте ұқыпты жолдары әзірге жоқ. Мұнайдың физикалық қасиетіне оның иісі, түсі, тығыздығы, тұтқырлығы, оптикалық белсенділігі, диэлектрлік қасиеті, температурасы, еру және еріту қасиеттері, сыртбет тартысы т.б. тиісті.

Мұнайдың иісі керосин, бензин иісі тектес, бірақ та оларға түгелдей ұқсамайтын, жұмсақтау, күрделі ұзақ сақталатын иістің жинағы болып келеді. Мұнай түсі әртүрлі, мөлдіреген бензин сияқтысынан қара түске дейінгісі кездеседі. Затқа жұққан шашырандысы қоңыр және көк болып құлпырады. әр жердің мұнайы әр түсті. Мұнайды аса күлгін жарық сәулесімен қарасақ, ашық көкшілдеу, қаралау, сарылау, кейде қызыл қоңыр болып, шағылысқан сәулелері жарқылдайды.

Мұнайлардың тағы да бір қасиеті оптикалық белсенділігі. Поляризацияланған сәуле мұнайда оңға да, солға да бұрылады. Мөлдір мұнайдың мұндай қасиеті болмайды. Тірі табиғаттың бәрінің жарықтық оптикалы белсенділігі болады. Сондықтан бұл мұнайды органикалық жолмен пайда болды деушілердің бір дәлелі болып есептеледі. Бірақ та кварц және космостан келген көміртекті материал хондриттің жарықтық белсенділігі бар. Бұл жағдай мұнайдың органикалық жаралуына күмән туғызады. Мұнайдың шайырлы-асфальт қоспасы көбейген сайын жарық қабылдау белсенділігі күшейе түседі.

Мұнайдың тығыздығы су тығыздығынан кем болады. Мөлдір мұнайдың тығыздығы – 0.777-0.798, қызыл-қошқыл мұнайдыкі – 0.802-0.840, сары түсі – 0.792-0.820 т/тш.м шамасында кездеседі. өте сирек кездесетін тығыздығы -1,040 т/тш.м болатын ауыр мұнайда болады.

Мұнай суда ерімейді, осыған сәйкес су мұнайда да ерімейді. Мұнайда күкірт, йод, смоланың көпшілігі, каучук ериді. Газдар метан, этан, пропан, азот, оттегі, сонымен қатар көміртегінің мұнайда шапшаң ериді. Жоғары жылылықта мұнай металды да ерітеді. Терең ұңғыма құбыры жоғары температурада бұзылуы ықтимал. Лигроин мұнайда аз болса да (0.027%) ериді. Трансформатор майы мұнайдың өнімі бола тұра, күтпеген жерден суды бойына жеңіл сіңіріп алады.

Мұнайдың меншікті сыртқы бет тартысы. Су бетіндегі араласпай жүрген мұнай тамшылары немесе мұнайда араласпай жүрген су көрінісі. Мұнайдың меншікті сыртбет тартысы бар екенін көрсетеді. Эмульсияның пайда болуы осы күштің әсері. Үш құрамды эмульсия: су, мұнай және қатты заттардан (парафин, құм, саз түйіршіктері) құралады. Эмульсия мұнай тазалығын төмендетеді. Эмульсиялы мұнай құбырмен айдау қиынға түседі және құбырдың қабырғасын тоздырады. Сондықтан, ең алдымен мұнайды тұндыру, жылыту, әр-түрлі реагент қосу арқылы тазартады.

Тазалану процесстерінен кейін, тазаланған мұнай және мұнай өнімдері электр тогын өткізбейтіні белгілі. Мұнай диэлектрлік қасиеттері ауамен тең, бірақ шөлмек және слюданікінен 2-3 есе жоғары болады. Мұнайдың сұйық күйінде жақсы диэлектрик жасауға болатыны белгілі. Мұнай құрамында электродтардың ара қашықтығы тек 25 мм болған күнде 25 мың Вольт кернеуіне кедергі бола алады. Трансформатор майы осының дәлелі. Мұнай мен мұнай өнімдері сақталатын темір ыдыста 2 киловольт электр заряды пайда болады, ол қопарылысқа соқтырады. Резервуарда және цистернада болатын зарядтарды жерге жіберіп тұру керек.

Мұнайдың тұтқырлығы. бұл сұйықтардың қозғалысуы кезінде болатын кедергі күшті тұтқырлығы деп аталынады дейді. Оған температура мен қысым мөлшеріне қарай өзгеріп тұратыны белгілі.

Газ құрамында жеңіл метан мен этан газдар көп болған жағдайда газ салмағы жеңіл келуімен қатар тез қызу бөленіп отырады, ал ауыр газдар метан және этан газ күйлерінде кездеседі. Пропан газ және бутан газ күйінде кездескен жағдайда шамалы қысым арқылы сұйықты көмірсутегіне тез айналады белгілі.

Газ бұл ауыр пропанның жоғары және жеңіл пропанның жоғары көмірсутектерінің құрамына байланысты – 2 топқа бөлінетін құрғақ және майлы газдар жатады.

Құрғақ газдардың қатарына ауыр көмірсутектерінен алынған, тек метандар газдар жатады.

Майлы газдарға құрамына ауыр көмірсутектердің қанық газдар жатады, ал айыру процестерінде сұйық газбен бензинді болатын газдар жатады.

Тәжірибе көрсеткендей өндірісте әрбір 1м құрғақ газ құрамында мөлшері шамамен 60 г-ға дейін газды бензин болады, сондықтан 1м³ майлы газ құрамында 70 г-нан көбірек газды бензин кездеседі. Майлы газдары көбінесе жеңіл мұнай мен, құрғақ болатын газдармен ауыр мұнайларымен аралас келеді. (В Кесте 1.4)

2 Ұңғыманы геофизикалық зерттеу. Каротаж

2.1 Ұңғыманы геофизикалық зерттеулер

"Өзенмұнайгаз" АҚ кен орындарында игеруді бақылау бойынша Геофизикалық зерттеулерді бірнеше мердігерлік ұйымдар орындайды: "Өзенпромгеофизика" АҚ және "Батысгеофизсервис" ЖШС ГАЗ деректері бойынша игеруді бақылау бұрғылаумен аяқталған ұңғымалардың ашық оқпанында да, отырғызылған ұңғымаларда да жүзеге асырылады. Жүргізілген зерттеулер бұрғыланған ұңғымалар ауданындағы литологияны нақтылау, айдау ұңғымаларындағы өндіруші және қабылдағыштардың бейініндегі ағын профилін анықтау, жер асты жабдықтарының техникалық жағдайын бағалау, бақыланбайтын сұйықтық ағындарының орнын анықтау, кен орнында жүргізілген мұнай беруді арттыру жөніндегі іс-шаралардың әсерін бағалау бойынша міндеттерді шешуге мүмкіндік береді. "БатысГеофСервис" ЖШС, "Өзенпромгеофизика" ақ кәсіпорындарымен орындалған ГИС материалдарын жедел өңдеу кешенін қолдана отырып, 2007 жылы орындалған қорларды есептеу әдістемесіне сәйкес жүргізілді. Коллекторлық қасиеттерін, өнімді қабаттарды, олардың қалыңдығын, бөлшектенуін, ауданы бойынша таралуын нақтылау жаңа ұңғымаларды бұрғылау нәтижесінде алынған геологиялық-геофизикалық материалдардың деректері бойынша келтіріледі.

Есепті кезеңде бұрғыланған ұңғымалар бойынша ҰГЗ деректерін есепке ала отырып, осы жұмыста "Petrel" бағдарламасының көмегімен әрбір игеру объектісі бойынша Өзен кен орнының геологиялық моделі жаңартылды. Жаңарту аясында тиімді мұнай қанықпаған және газбен қанықпаған қалыңдықтардың карталары салынды. Деңгейжиектер (объектілер) коллекторының шатыры бойынша құрылымдық карталар нақтыланды, өнімді қабаттардың барлық параметрлері Жаңа ұңғымалар бойынша мәліметтерді есепке ала отырып қайта есептелді.

Сапалық белгілері бірдей емес қабаттар үшін немесе ақпараттық әдістер болмаған кезде, сапалық белгілермен қатар, Керн зерттеулерінің нәтижелері бойынша белгіленген коллекторлар мен жинақтауыштарға қабаттарды бөлудің сандық өлшемдері пайдаланылды:

кеуектіктің шекаралық мәні – 14%

сазды – 38%

су өткізгіштігі – 0,001 мкм².

2.2 ҰГЗ кешендеріне қойылатын жалпы талаптар

ҰГЗ кешендері ұңғымалардың мақсатына сәйкес келетін міндеттермен анықталады және оған байланысты табиғатта әртүрлі ҰГЗ түрлері мен әдістерін қамтиды. ҰГЗ кешендеріне, олардың мақсатына қойылатын негізгі талаптар

– әртүрлі геологиялық-технологиялық жағдайлар үшін ҰГЗ алдына қойылған барлық міндеттерді бір мәнді және дұрыс шешуді қамтамасыз ететін әдістер жиынтығын қамтуы тиіс;

– ТМД елдерінің отандық тәжірибесі мен тәжірибесінде игерілген әдістерді қамтуы тиіс. Жаңа әдістердің игерілуі мен апробациясына қарай кешендер толықтырылуы мүмкін;

– сандық компьютерленген каротаждық техниканы және құрамдастырылған ұңғымалық аспаптарды (модульдерді) қолдануға бағдарлануы тиіс. Геологиялық міндеттерді шешуге бағытталған ҰГЗ кешендері міндетті және қосымша зерттеулерді қамтуы тиіс. Міндетті зерттеулер барлық кен орындары үшін және жұмыстың барлық кезеңдерінде міндеттерді шешу үшін бірыңғай тұрақты бөліктен және құрамы нақты кен орындарының геологиялық-техникалық шартымен айқындалатын өзгертілетін бөліктен тұрады.

2.3 Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу міндеттері

Геофизикалық әдістермен шешілетін барлық міндеттер сипатына, мақсатына және түпкі мақсатына байланысты геологиялық, техникалық, технологиялық, экологиялық болып бөлінуі мүмкін [5;6].

Геологиялық: разрезді фациальды-литологиялық бөлу; өнімді горизонттың өткізгіш жыныстарының тиімді қуатын анықтау; кен денелерінің жату тереңдігін анықтау; жер қойнауынан кенді алудың толықтығын анықтау.

Техникалық: ұңғыма оқпанының траекториясын анықтау; ұңғыма оқпанының конфигурациясын зерттеу және оның нақты диаметрін анықтау; сүзгіні орнату аралығын анықтау және оның дұрыс орнатылуын бақылау; кен сыйдырғыш горизонттың құбыр сыртындағы кеңістіктегі жоғарыда жатқан жыныстардан гидрооқшаулау сапасын және цементтеуді бақылау; Сүзгіш аймақтың шекарасы мен сапасын анықтау.

Технологиялық: блоктың қимасында және жоспарында технологиялық ерітінділердің қозғалыс динамикасын зерттеу; жұмыс ерітінділерінің ағу жолдарын және шығасыларын өнімсіздік қабаты бойынша анықтау; технологиялық ерітінділердің физикалық-химиялық параметрлерін жедел бағалау, ұңғыманы пайдалану процесінде сүзгінің қабылдағыштығы профилін зерттеу және шегендеу бағаналары бұзылған жерлерде технологиялық ерітінділердің шығынын бағалау. Экологиялық: жоғары орналасқан сулы қабаттарға айдау және өнімді ерітінділердің ағуын бақылау;

Пайдалану ұңғымаларындағы геофизикалық зерттеулер

Пайдалану ұңғымаларында ҰГЗ кешені барлау ұңғымаларындағы зерттеулерге ұқсас.

Пайдалану ұңғымаларында барлық оқпан бойынша 1:500 тереңдік масштабында жалпы зерттеулер мыналарды қамтиды: СП қисығын бір мезгілде

жазып отырып, стандартты каротаж жабынды және табан градиент-зондтармен; кавернометрия, радиоактивті каротаж.

1:200 тереңдіктегі егжей-тегжейлі зерттеулер өнімді қалыңдықтың интервалында жоғарыда келтірілген әдістерден басқа, БКЗ, БК, ИК, МКЗ, резистивиметрияны қамтиды.

2000 жылдан кейін бұрғыланған ұңғымаларда кешен акустикалық (АК) және тығыздықты (ГГКП) каротаждарымен толықтырылды.

Бұрғылау кезінде ұңғыма оқпанының кеңістіктік жағдайын бақылау инклинометрия жүргізумен жүзеге асырылды.

Цементтеу сапасын және бағаналардың бүтіндігін бағалау үшін термометрия, тығыздық және акустикалық цементметрия (АКЦ), толщинометрия-дефектометрия (СГДТ) қолданылды.

Іздеу және барлау ұңғымаларында каротаж төрт – бес цикл ішінде қиманың ашылуына байланысты, пайдалану ұңғымаларында екі цикл ішінде жүргізілді.

2.4 Орындалған зерттеулер көлемі

Осы кезеңде кен орнында 144 жаңа ұңғыма бұрғыланды. Бұл ұңғымалар санына ЗБГС-2093 ұңғымалары кіреді.

ҰГЗ кешені өзінің принциптік бөлігінде ПР-2006ж. Ашық оқпандағы геофизикалық зерттеулер жобалық құжатқа сәйкес жүргізілді және толық көлемде орындалды (2.1 сурет).

ҰГЗ материалдарын бастапқы өңдеу деректерін талдау каротаж деректерін қайта түсіндіру жолымен жүргізілді, бұл Сервистік компанияның қанағаттанарлық интерпретациясы туралы қорытынды жасауға мүмкіндік берді. Ашық оқпандағы осы зерттеулердің нәтижелері бұрғыланған ұңғымалар орналасқан жерде өнімді шоғырлардың ағымдағы сулануын бағалау үшін пайдаланылды. Суланған қабаттар ГАЖ бойынша сапалық белгілерді пайдалана отырып бөлінген және әрқашан сандық өлшемдермен дұрыс бағаланбайды. Бұл дегеніміз, мұндай қабаттардан ағынның сипатын болжау қиын.

Барлық бұрғыланған ұңғымаларда шегендеу бағаналарын түсіргеннен және цементті айдағаннан кейін шегендеу құбырларын цементтеу сапасын акустикалық цементметрия (АККЦ) әдісімен бағалау мақсатында зерттеулер жүргізілді.

Өнімдік шөгінділердің аралығында стандартты кешеннен басқа ҰГЗ егжей-тегжейлі кешені жүргізілді, олар каротаждың мынадай түрлерін қамтиды: жеке поляризация әдісі (БК); бүйірлік каротаж (БК); бүйірлік микрокаротаж (МБК); микрозондау (МКЗ); микрокавернометрия (МКВ); радиоактивті каротаж (РК), тығыздық (ГГК-П) және акустикалық каротаж (АК); тереңірек зондтармен индукциялық каротаж (ВИКИЗ); спектрлік гамма (МКЗ); - каротаж (СБК), жазба жабық оқпанда жүргізілді. (Б Сурет 2.1)

Барлық геофизикалық зерттеулер толық көлемде орындалды, бірақ ҰГЗ кешенінде бүйірлік каротаждық зондтау (БКЗ) деректерінің жазбалары жоқ. БКЗ түрлі ұзындықтағы бірнеше біртекті емес зондтарды пайдалана отырып, электр каротажы болып табылады. Ең кіші градиент-зонд мөлшері ұңғыманың диаметріне жақын таңдалады, ал әрбір келесі зонд алдыңғы зонд $2 \div 2,5$ есе артық болуы тиіс. Ең үлкен градиент-зонд мөлшері әдетте 8м аспайды.

2.5 Ұңғымалардағы геофизикалық зерттеу әдістері

Өнімді шөгінділердегі геофизикалық зерттеулер кешені келесі әдістерді қамтиды:

табиғи Радиоактивтілікті өлшеу – ГК (GR);

-кавернометрию – КВ (CALI);

-өздігінен поляризация әдісі – КС (sp);

-бүйірлік, индукциялық каротаж – БК, ИК (LLD, ILD);

- микробоковой каротаж – МБК (MSFL);

ең жоғары зондтау қисығы-МКЗ (MINV, MNOR);

- көрінетін кедергі-КС (OGZ3-N0.5M2. 0A, GZ3-A2 □ 0M0. 5N);

- жоғары жиілікті индукциялық каротажное изопараметрическое зондтау – ВИКИЗ (IK1, IK2, IK3, IK4, IK5);

- спектрометриялық гамма-каротаж – СГК (U, Th, K, KTh)

- нейтрондық газ каротажы (үлкен және кіші зонд) – ННКб және ННКм (nnkb, nnkm);

- тығыз каротаж – ГГК-П (RHOV);

- акустикалық каротаж – АК (DTP).

ҰГЗ зерттеу пәні геологиялық объект (қабат, тау тұқымы) болып табылады, ол белгілі физикалық қасиеттерімен, заттай құрамымен және белгілі геометриялық өлшемдерімен сипатталатын және нақты геологиялық немесе петрофизикалық үлгімен сипатталатын. ҰГЗ – ның соңғы мақсаты-қабылданған жіктеме жүйесіндегі зерттелетін объектінің орнын бір мағыналы анықтайтын зерттелетін объектінің жай-күйін жалпыланған бағалауды алу. ҰГЗ нәтижелері бойынша векторлық шаманы немесе кейбір жалпыланған бағалауды (мысалы, пайдалы қазбалар қорлары) алады.

Скважиналарда геофизикалық әдістермен өлшеу нәтижелеріне әсер ететін кедергі факторлары бар, мысалы, скважинамен ашылған жыныстар, оның диаметрі және ұңғыманың оқпанын толтыратын жуу сұйықтығы, ұңғыманы жуу сұйықтығымен толтыру кезінде пайда болатын сазды қабық. Кедергі факторларының әсерін төмендету және кедергіге төзімділікті жақсарту үшін көп зонды өлшемдерге өтеді. (Б Сурет 2.2)

Ұңғыманы геофизикалық зерттеулер нәтижесінде каротаждар жиынтығы, яғни планшетте РК радиометтерлік және ПС электірлік каротаждар, ДС ковернометрия диаграммалары берілген.

Радиоактивті каротаждың негізгі түрлері ГК (гамма - каротаж) жыныстардың табиғи гамма сәулеленуін зерттейтін және нейтрондарды тау жынысымен зерделеудің өзара әрекеттесуінің әсерін тудыратын әдіс - НК (нейтрондық каротаж) болып табылады.

ГК – құрамында радиоактивті элементтер бар жыныстардың γ -белсенділігін сипаттайды.

Жыныстардың радиоактивтілігі оларда сазды материал көп болған сайын соғұрлым көп. Саздың жоғары радиоактивтілігі жер бетінде радиоактивті заттардың едәуір мөлшерін адсорбциялаумен байланысты.

Құмның радиоактивтілігі аз. Сондықтан балшықты қабаттар ең көп мөлшерде және құмтастар гамма – каротаж бойынша минимумдармен белгіленеді. Сәулеленуді жұтатын шегендеу колоннасының болуы ГК амплитудасын төмендетеді.

ГК-разрездерді корреляциялау, жыныстардың литологиясын нақтылау, балшық, өткізгіштікті бағалау үшін, РГХА анықтау үшін, тереңдіктермен байланыстыру үшін, тұздалған ағындарды анықтау үшін қолданылады.

Бізде берілген гамма каротаж GR өлшем бірлігі микрорентген/сағат MR/H 6,5-14,5 аралығында өзгеріп отырды. Жоғарыда аталғандай гамма каротаждың көрсеткіші сазды қабаттарға жоғарғы мәнге, ал коллектор қабаттарда төмен мәнге ие болады. Себебі саздардың құрамында калий, торий, уран радиоактивті элементтердің болуына байланысты.

НГК-нейтрондық каротаж жедел нейтрондар көзі мен радиоактивті сәулелену индикаторы нейтрондардың жыныспен өзара әрекеттесуінің әсерін белгілейтін қондырғылармен жүргізіледі. Жыныстардың сіңіру қабілеті оның сутегі құрамы неғұрлым көп болса, сондықтан ең аз көрсеткіштермен сутегінің (саздың) құрамы көп жыныстар, өте кеуекті және өткізбейтін коллекторлар бөлінеді. Ең жоғарғы мәндер сутегі құрамы аз тығыз жыныстарға қарсы белгіленеді. Қалған барлық тұқымдар аралық өлшемдермен бөлінеді. Нейтронды гамма каротаж NGLD 1-2,1 аралығында зерттелді.

Индукциялық каротаж (ИК)

Индукциялық каротаж ұңғымада зондтың ИК катушкаларының генераторларымен жыныста қозғалған құйынды токтардың айнымалы магнит өрісінің кернеулігін өлшеуге негізделген.

Бұл әдістің электрлік каротаждың басқа әдістерінен басты айырмашылығы өлшеу кезінде аспаптың тау жынысымен тікелей ток байланысы жоқ, сондықтан жуу сұйықтығының қасиеттері өлшеуге әсер етпейді.

ИК мәні - тау жыныстарының меншікті өткізгіштігін немесе шамасын, оның кері шамасын-меншікті кедергіні анықтау.

ИК кезінде өлшеу ұңғымаға түсірілетін индукциялық зондтан (1) және электрондық схемадан (2) тұратын тереңдік аспаптың көмегімен жүргізіледі. (Б сурет 2.3)

Индукциялық зонд ең қарапайым түрінде екі катушкадан – генераторлық Г және И өлшеу және бір-бірінен белгілі бір қашықтықта орналасқан.

ЭҚК тікелей өрісімен индукцияланған. бұл кедергі және өтеледі. ЭҚК өлшеу тізбегінде қалатын. құйынды токтардың магнит өрісімен индукцияланған, күшейтілген және түрлендірілген, кабель Желісі бойынша беттерге жіберіледі, онда тіркеуші аспаппен жазылады.

Индукциялық каротаж CILD өлшем бірлігі MSM 650-10 аралығында зерттелді.

Өздігінен поляризация (ПС) - ұңғымада электр өрісінің өздігінен түзілуі.

Әдіс ұңғымада тау жыныстарының электрлік химиялық белсенділігі нәтижесінде пайда болатын өздігінен поляризация потенциалдарын өлшеуге негізделген. Электр өрісінің пайда болуымен байланысты:

1. Ұңғыма оқпанына тұздар иондарының диффузиясымен және керісінше.
2. Су және жуу сұйықтықтарын бу ортасында сүзу.
3. Тотығу-қалпына келтіру процестері.

Электірлік каротаж (КС)

Егер қабат суының минералдануы жуу сұйықтығының минералдануынан көп болса, ӨП бойынша коллекторлар теріс аномалиялармен, тығыздалған, сазды жыныстар теріс аномалиялардың азаюымен бөлінеді.

ӨП әлеуетінің ең үлкен күрт өзгеруі әдетте сазды және құмтас жыныстарының түйісуіне қарсы байқалады.

ӨП қисықтары қималарды бөлу, кеуекті және өткізгіш аралықтарды бөлу, сазды қабаттарды бағалау және қабаттық суларды минералдау үшін қолданылады.

Өздік поляризация SP өлшем бірлігі мВ милливольт 188-239 аралығында қолданылды.

Тау жыныстарының қасиеттерінің бірі-олардың ток электрін жүргізу қабілеті.

Тау-кен жыныстары ерігіш мұнай кен орындары ток электрін нашар жүргізеді, яғни өткізбейтін болып табылады. Электр тогының өткізгішінің рөлі тау жыныстарының тесіктерін толтыратын қабаттық су.

Каротаж кезінде әр түрлі үлестік кедергілерден және ұңғыманы толтыратын сазды ерітіндіден тұратын орта орын алады. Сондықтан іс жүзінде КС өлшейді-көрінетін қарсылық (шынға жақын). Мұнай мен газ электр тогын өткізбейді. Порттық кеңістікте суды алмастыра отырып, олар жыныстың өткізгіштігін төмендетеді. Сондықтан мұнай-газ қабаттарының тесіктері сумен толтырылған қабаттарға қарағанда үлкен кедергілері бар.

КС-көптеген шамалардың, үлестік кедергінің және қабаттардың қуаттарының, ұңғыманың диаметрінің және бұрғылау ерітіндісінің функциясы болып табылады.

Градиент зондтың жоғарғы жағында бу электродтары бар, қабаттың шатырын тегістейтін шатыр деп аталады, ал төменгі жағында бу электродтары бар қабаттардың төменгі табанын тегістейтін – табандық деп аталады.

КС-геологиялық қиманың құрылысына, қабаттардың шекаралары мен қуатын табу үшін қолданылады.

Электрлік каротаж КС өлшем бірлігі Омм 0,5-30 аралығында зерттеуге негізделген.

Микрозондау-градиент зондпен (МГЗ) және потенциал зондпен (МӨЗ) кедергісінің ұңғыма қабырғасына қысылатын оқшаулағыш табандықта орнатылған өте аз мөлшердегі зондпен микрокаротажи. МКЗ үшін МГЗ – А0,025 М0,025N, және МПЗ – А 0,05 М қолданылады, үшінші электрод N, қысу құрылғысының карнизи болып табылады.

МКЗ-коллекторларды бөлу және қабаттардың ұңғыма маңындағы аймағының кедергісін бағалау, қабаттардың тиімді қуатын анықтау үшін қолданылады.

Қабаттардың шекаралары күрт ауытқулар – қисықтың көтерілуі және төмендеуі бойынша анықталады.

Сазды жыныстар төмен кедергілермен белгіленеді. Оларға қарсы қисық КС ара тәрізді сипатқа ие.

МКЗ бойынша өз бетінде саз балшығы бар жыныстар – коллекторлар жақсы бөлінеді. корку. МГЗ зерттеу радиусы МӨЗ-ден аз, сондықтан оның көрсеткіштеріне жуу сұйықтығы, саз әсер етеді. қабығы, ал МӨЗ – де-жуылған аймақ. Егер қабаттық судың минералдануы > жуу сұйықтығынан гөрі, онда қабатқа қарсы $\rho_k \text{ МГЗ} < \rho_k \text{ МПЗ}$ (оң өсім).

Тиімді қуат (Нэф.) қабаттың жалпы қуатынан тығыз және сазды қабаттарды қоспағанда анықталады.

Бүйірлі каротажды зондылау.

Электр каротажында өлшенетін КЖ зондтардың түрі мен мөлшеріне байланысты. Салыстырмалы деректер болу үшін бір кен орнының ұңғымаларындағы барлық өлшеулерді осы аудан үшін стандартты зондтар жүргізеді. Стандартты зонд қисық қиманы анық ажырататындай, перспективалы қабаттар белгіленетіндей таңдалады. Өзен кен орны үшін С. 3. – А2М05N.

Алайда, зонду стандарттары бойынша, әсіресе қабатқа р-ра ену аймағы болған кезде КС нақты сипаттамасын алу мүмкін емес. Қабаттың ену аймағын және өзгермейтін бөлігін анықтау үшін БКЗ – бүйірлік каротаждық зондтауды, яғни әр түрлі ұзындықтағы зондтармен өлшеуді жүргізеді. Мұнай және газ ұңғымалары үшін келесі зондтар жиынтығы пайдаланылады.

А0.4М01N, А1М01N, А2М05N, А4М05N, А8М1N және шатыры n05m2a.

БКЗ өңдеу кезінде бұрғылау ерітіндісінің рс тексеру, қабаттарды бөлу, қабатқа р-ра ену қажет. Бұрғы ерітіндісінің кедергі қос қабатты палеткамен өткізілмейтін қаттар үшін ҚББ қисықтарын салыстыру жолымен анықталады.

Кавернометрия. Профилеметрия

Ұңғыма оқпанының диаметрін өлшеу негізгі зерттеулерге жатады, барлық іздеу және барлау ұңғымаларында, стандартты каротаж аралықтарында, барлық ашық оқпан бойынша жүргізіледі.

Кавернометрия тіліктің жоғары тік бөлінуін қамтамасыз етеді (қалыңдығы 0,2-0,3 м дейінгі қабаттар бөлінуі мүмкін), оның қабатқа қарсы көрсеткіштері негізінен сыйымдылық жыныстардың әсерінен бос.

Кавернометрия ұңғыманың діңінің диаметрінің тарылуы бойынша өткізілетін жыныстардың бөлінуін қамтамасыз етеді, ол жуу сұйықтығының сүзгілерінің өткізілетін қабаттарға енуінің нәтижесі болып табылады. Кавернометрия ұңғыма оқпандарының (каверналар) шайылған учаскелерінің бөлінуін қамтамасыз етеді, олар көп жағдайда пластикалық саздардың (Покрышкалардың) тікелей белгілері болып табылады, ал бірқатар жағдайларда кеукті-жарықты аймақтардың белгілері болып табылады.

Сапаны бағалау.

Ұңғыманың диаметрін анықтау кезінде өлшеу қателігі 1,0 см аспауы тиіс. Коллекторларда әдетте сазды қабықтың диаметрінің шамамен 1-2 см-ге азаюы байқалады. Каверномер иінтірегінің (радиустардың) қисық ауытқулары ұңғымадағы аспаптың айналуымен байланысты синусоидалы пішінді болуы мүмкін. Бұл кезде қисық ұңғыманың нақты диаметрлері тіркелуі тиіс. (Б Сурет 2.4)

Кавернометрияның негізгі қисығын тіркеу масштабы 1:2:4, яғни 4 см/см және 8 см/см сияқты қосымша масштабтардың қатынасымен 2 см/см қолданылады. Кавернометрия диаграммаларын профильмен жазуға ауыстыру қисық профильмердің тегістелуіне және литостратиграфиялық шекаралар бөлінгенде кіші контрастылыққа байланысты орынсыз.

Кавернометрия және профилеметрия жүргізу үшін келесі ұңғымалық аспаптар қолданылады:

- ҚНК;
- СКП-1;
- ПТС-4.
- СКПД-3.

Бұл аталған каротаждар ашық оқпанда 13 пен 18-ші горизонттарды 1050-1380м аралығында зерттеді.

3 Интерпретация әдістемесі

Коллектор-қабаттарды бөлу, олардың қанығу сипатын анықтау сапалық және сандық өлшемдер бойынша орындалды.

Қиманың өнімді бөлігінде әлеуетті коллекторлар сапалы белгілері бойынша бөлінген:

-табиғи радиоактивтілік қарқындылығы мәндерінің салыстырмалы ығыстырғыш сазының төмендеуі және қайталама гамма-белсенділіктің ұлғаюы; кавернограммадағы ұңғыма диаметрінің тарылуы сазды қыртысы);

микрозондарда өнімді коллекторлар-қалыңдықтарға қарсы оң өсу (Сулы өсу шамасы көбінесе аз немесе жоқ));

тереңірек зондтардың деректері бойынша қабатқа жуу сұйықтығыныңенуі болуы.

Коллектор-қабаттардың Сүзгіш-сыйымдылық қасиеттерін (ФЕС) анықтау кезінде балшық ҚС бойынша және ГК бойынша қос айырымдық параметр әдісімен есептелді.: $K_{2л} = 0.61 * \Delta\gamma^{2.1374}$

Полимиктік құмтастар бар ұңғыма қималары үшін Кгл есептеу мүмкіндігі жоқ. ГК бойынша, өйткені ГК жоғары деңгейі жыныстың сазды көбеюімен емес, радиоактивті элементтердің болуымен байланысты.

Gintel 2002 бағдарламасына МК жоқ Кп және Кгл есептеуінің бірнеше палеткасы салынған.

Ұңғыма қимасында полимиктік құмтас болған жағдайда, нақты аралықтарда Кп және Кгл параметрлері ҚС бойынша есептеледі. Осы аралықтардың шекарасында қайта есептелген массивтер бұрын есептелген Кп және Кгл қисықтарына жазылады.

Кеуектілік коэффициентін анықтау балшықты ескере отырып нейтрондық каротаж бойынша орындалды. НГК(ΔInu)қос айырымдық параметрі бар сутегі құрамының байланысы (W) пайдаланылды.

$$K_n = W - K_{2л} * 0.32$$

АК әдісі бойынша кеуектілік коэффициентін есептеу жыныстардың тығыздалуына түзетулерді ескере отырып, орташа уақыт теңдеуі бойынша орындалды (ΔT скелета 176 мкс/м, ΔT сұйықтық – 610 мкс/м). ГГК-П әдісі бойынша кеуектілікті есептеу үшін қаңқаның тығыздығы 2.65 г/см³ қабылданды.

Қабылданған тұқым литологиясын есепке ала отырып, Petro Unit жүйесінде есептелген кеуектілік қабылданады.

Мұнай-газға қанығу коэффициентін анықтау Арчи теңдеуі бойынша орындалды, петрофизикалық тәуелділіктерді қолдану арқылы: $P_n = 0,89 / K_n^{2.1}$,

$$P_n = 1 / K_g^2$$

Өзен кен орны үшін қабылданған.(Б Сурет 2.5)

4 Интерпретация нәтижелері

Бұрғыланған сағасы 1250,4 М.қазба кезінде юра шөгінділері ашылды: XIII (1181,4-1233,8); XIV (1241,4-забой) горизонттар.

ҰГЗ деректерін кешенді түсіндіру кезінде анықталған:

Жобалық XIII горизонттың коллектор-қабаттары аралықтарда суланған ретінде сипатталады: 1192,0-1195,8; 1197,8-1198,4; 1232,6-1233,8 М. қалған қабаттар-XIII горизонттың коллекторлары мұнай қанықпаған ретінде сипатталады.

Қабаттың ашылған XIV бөлігінің коллектор-қабаттары суланған ретінде сипатталады.(В Кесте 2.1 және Кесте 2.2)

ҰГЗ орындалған кешені:

1. Кавернометрия.

Зерттеу аралығы: 220.8-1250.4 м

Ұңғыма бойынша деректер:

Забой: 1250.4 м;

Кондуктор: 245 мм x 220.8 м;

Түсірілетін баған диаметрі: 168 мм

Зерттеу нәтижелері:

Ұңғыманың құрылымын ескере отырып, құбыр сыртындағы кеңістіктің толық көлемі

(0 – 1250.4 шаршы метр интервал) - 22.587 м³.

Аралықтар бойынша:

Аралық: 0-900 М.

Кондуктордағы көлемі-4.20 м³

Каверномер бойынша көлемі-12.025 м³

Каверноздық коэффициенті: 1.018 ($D_{po_kav} / D_{nom.}$)

Аралық: 900-1250. 4 м.

Каверномер бойынша көлемі-6.362 м³

Каверноздық коэффициенті: 1.025 ($D_{po_kav} / D_{nom.}$)

Ұңғымалардың пайдалану колоннасының техникалық жағдайын зерттеу

Есептеу кезеңінде цемент сақинасының жай-күйін және пайдалану колонналарының (АКҚЦ, ЭМДС) тозуын бағалау бойынша зерттеулер жүргізілді.

Цементтеу сапасы.

Шегендеу бағаналарын жоғары сапалы цементтеу флюидті анықтаудың бірімәнді болуы, қаттардың K_n және $K_{тн}$ -ін бағалаудың дұрыстығы, қаттың қазбасын бақылауды тиімді жүзеге асыру үшін қажет.

Цементтеу ә/к, егер:

1. оның АГПО құбыр астындағы кеңістіктегі цементтің жағдайы сәйкес келеді.
2. Қатайған кеңістіктегі құбыр астындағы кеңістіктегі цементтің болуы жай-күйі.
3. құбыр астындағы кеңістікке цементті біркелкі бөлуге.
4. цемент тасында каналдардың, жарықтардың және каверналардың болмауы.
5. цементтің колоннамен және жыныспен жақсы ілінуі.

АКЦ қисықтарын интерпретациялау кезінде A_k диаграммасын негізге алады, ал A_p және t^o_p қисықтары көмекші болып табылады. A_k және A_p максималды мәндері бағаланбаған колоннаны сипаттайды. A_k ең аз мәні цемент тасының колоннамен жақсы ілінуін куәландырады. T_p параметрі цемент тасымен жақсы ілінісу және жыныспен нашар ілінісумен бағананың учаскелерінде максималды мәнге жетеді.

Акустикалық цементометрия (АКЦ) - шөгіндінің асты кеңістігін цементтеу сапасын бағалау үшін отырғызылған ұңғымаларда қолданылады. Пайдалану процесінде ұңғыманың оқпанын түрлі динамикалық жүктемелерге ұшырайды, бұл ұңғыма маңындағы аймақтың жай-күйіне және жерасты жабдықтарының жұмысына теріс әсер ететін бағанадан тыс цемент тастарының сапасына әсер етеді.

Электромагниттік дефектоскопия (ЭМС) - шегендеу бағаналарының техникалық жай-күйін зерттеудің негізгі әдістерінің бірі болып табылады. Өрістің сипаттамаларын зерттеу бағананың ақауларын анықтауға, олардың орналасуын, пішінін, өлшемдерін, сондай-ақ қабырға қалыңдығын бағалауға мүмкіндік береді. Жазба МИД-КС аспабымен жүргізілді. Пайдалану колоннасының жоғары қауіп аралықтарында (оқпанның қисаюы) нақтылық дәрежесін анықтау үшін АКО-мен бірлесіп жүргізу ұсынылады.

Зерттеулермен сағадан кенжарға дейінгі пайдалану колоннасының барлық аралығын қамту қажет. Цемент сақинасының герметикалығы туралы ең

сенімді түсініктерді ұңғыманың техникалық жай-күйін анықтау бойынша геофизикалық зерттеулердің барлық кешенін пайдалану кезінде алуға болады.

Жаңа бұрғыланған ұңғымаларда пайдалану бағаналарын цементтеудің сапасын бағалау бойынша зерттеулер бекітудің қанағаттанарлық жай – күйін көрсетеді-орташа колонналардың 80-90% - ға жуығы жақсы және ішінара ілінісуді көрсетеді. Ең жақсы көрсеткіштер қиманың өнімді бөлігінде 4.24-кесте. 9560 ұңғыма бойынша мысал, кесіндінің өнімді бөлігіндегі цементтің колоннамен байланысы тек жақсы және ішінара. (Б Сурет 2.6)(В Кесте 2.3)

ҚОРЫТЫНДЫ

Барлық геофизикалық зерттеулер толық көлемде орындалды, бірақ ҰГЗ кешенінде бүйірлік каротаждық зондтау (БКЗ) деректерінің жазбалары жоқ. Интерпретация нәтижелері бойынша өнімді интервалдар анықталды, олардың коллекторлық және физикалық қасиеттері қанығу сипаты анықталды. Ашық оқпанның ҰГЗ нәтижелері бойынша перфорациямен одан әрі перфорация жасау үшін өнімді аралықтар бөлініп, оның қуатынан аспайтын қалыңдықтар ашылады. Перфорация интервалдарын таңдау кезінде көптеген шоғырлар бойынша перфорациямен төмен қамту себептерінің бірі болып табылады. Жаңа ұңғымалардағы перфорацияланған қалыңдықтар көбінесе ашық сусыз учаскелерге негізделген. Бұл ретте ішінара суланған қабаттардағы мұнайдың едәуір қоры игерілмеген күйінде қалып отыр.

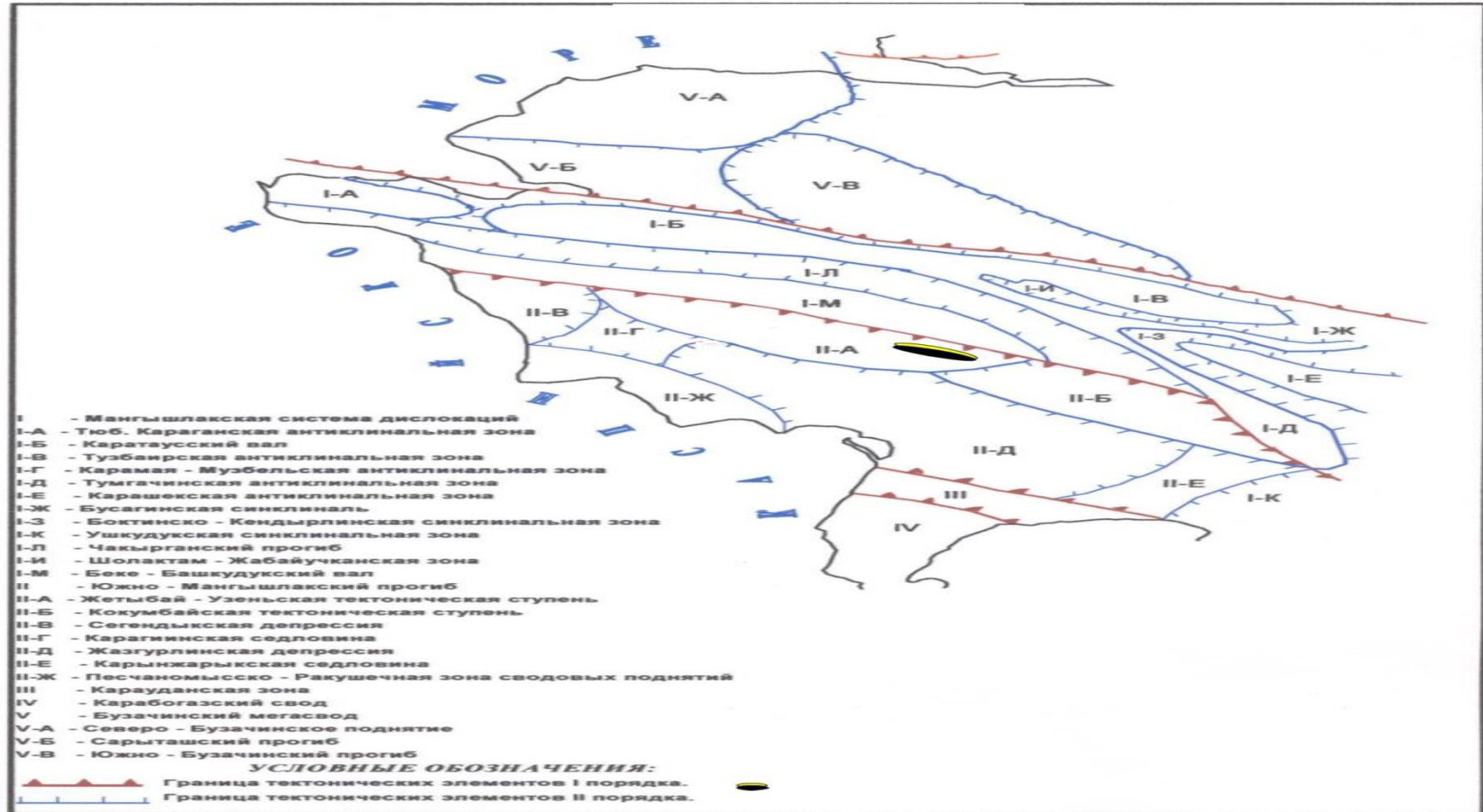
Кен орнында ескі ұңғымалардың үлкен қоры және пайдалану бағаналарының тұтастығының бұзылуында және оларды бекітуде үлкен проблемалар бар жекелеген зерттеулер көрсеткендей, бұл бақыланбайтын сұйықтық ағындарының нәтижесі болып табылады. Көптеген бұзушылықтар немесе жүргізілген жөндеу-оқшаулау жұмыстарының тиімсіздігі себебінен ҰГЗ-бақылауды қайта жүргізу тіркеледі.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

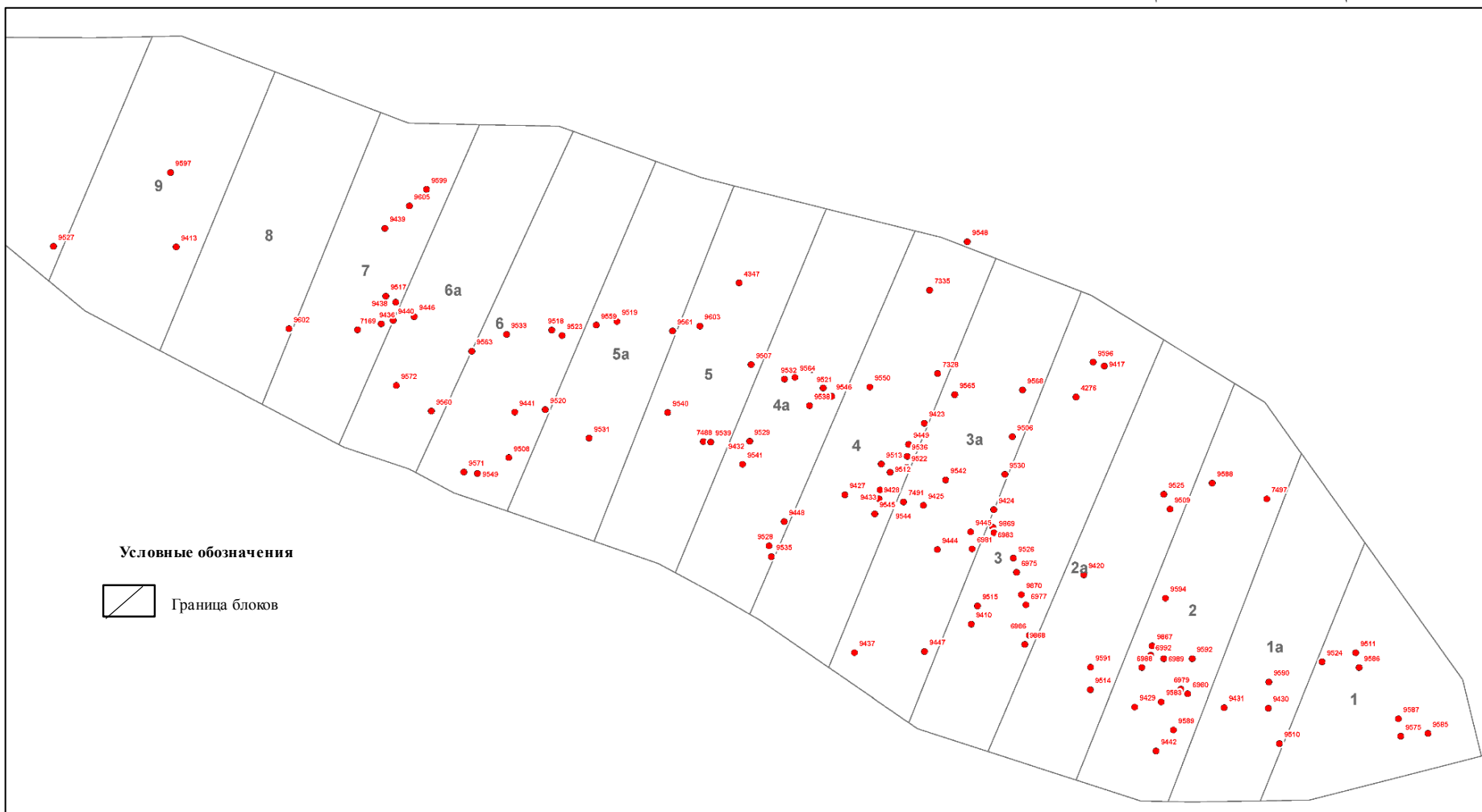
- 1 Ефремова Л.Н. “Изучение глинистых минералов в породах XIII-XVIII продуктивных горизонтов месторождения Узень” Недра М, 1968г.
- 2 Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика, т. II. М., Гостоптехиздат, 1961.
- 3 Актуальные проблемы промыслово-геофизических скважин. – Серия “Нефтегазовая геология и геофизика”. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1974.
- 4 Геологиялық терминологиялық сөздік (Байбатша Ә., Жүнісов А.)
- 5 Сейтов Н., Абдуллин А., Геология терминдерінің сөздігі.



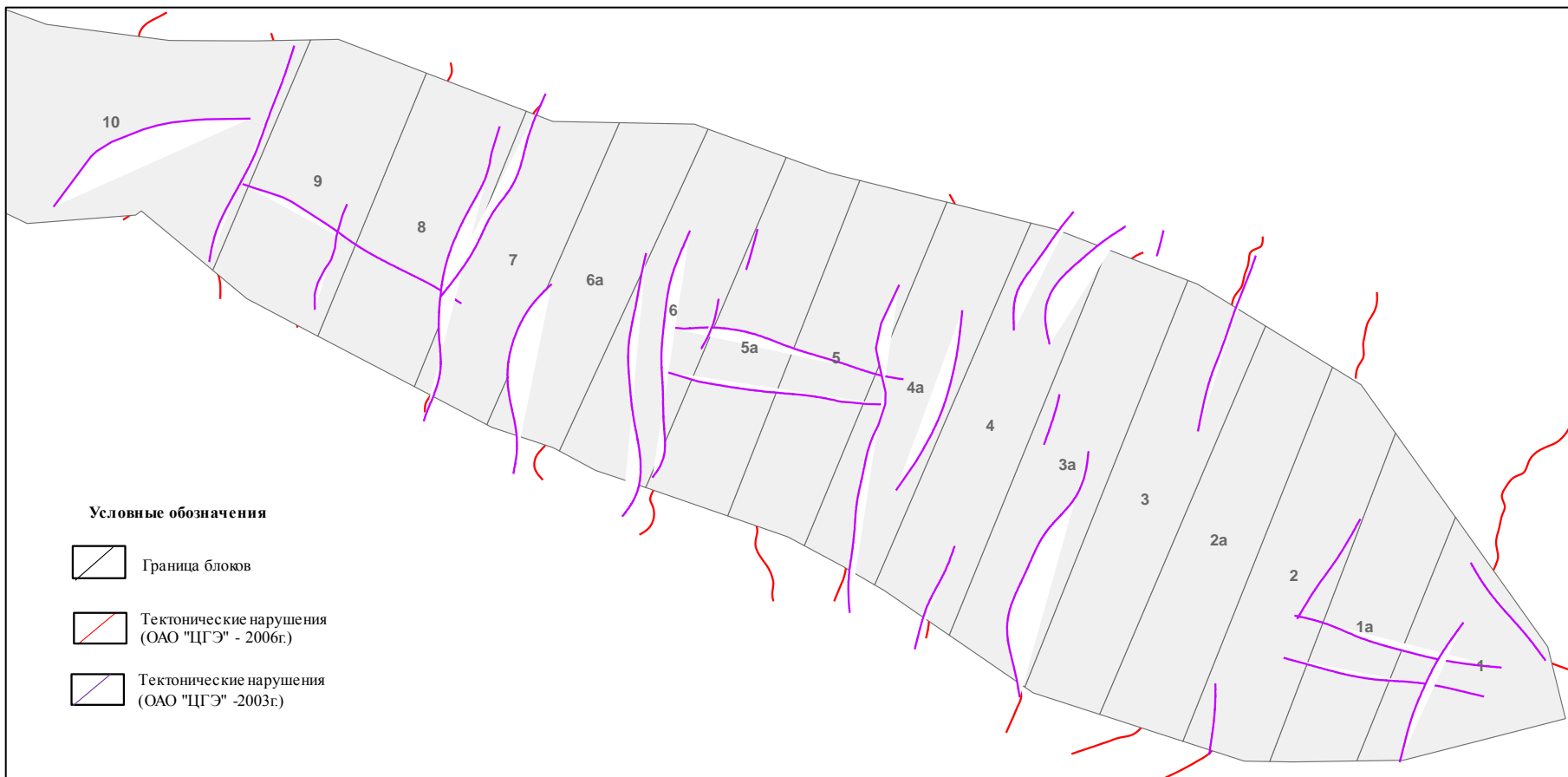
Сурет 1.1 – Ауданның шолу картасы



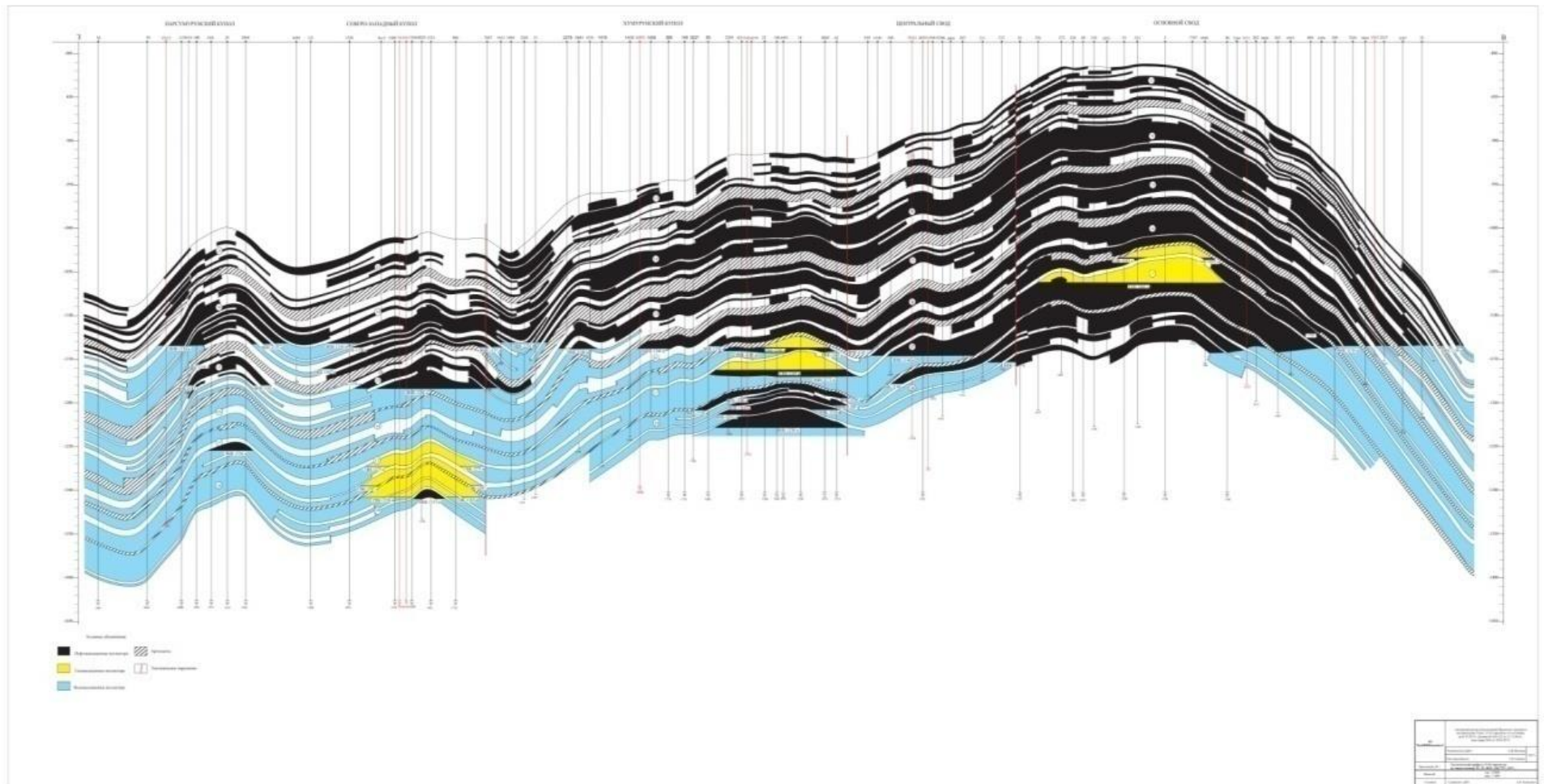
Сурет 1.2 – Маңғышлақтың тектоникалық схемасы



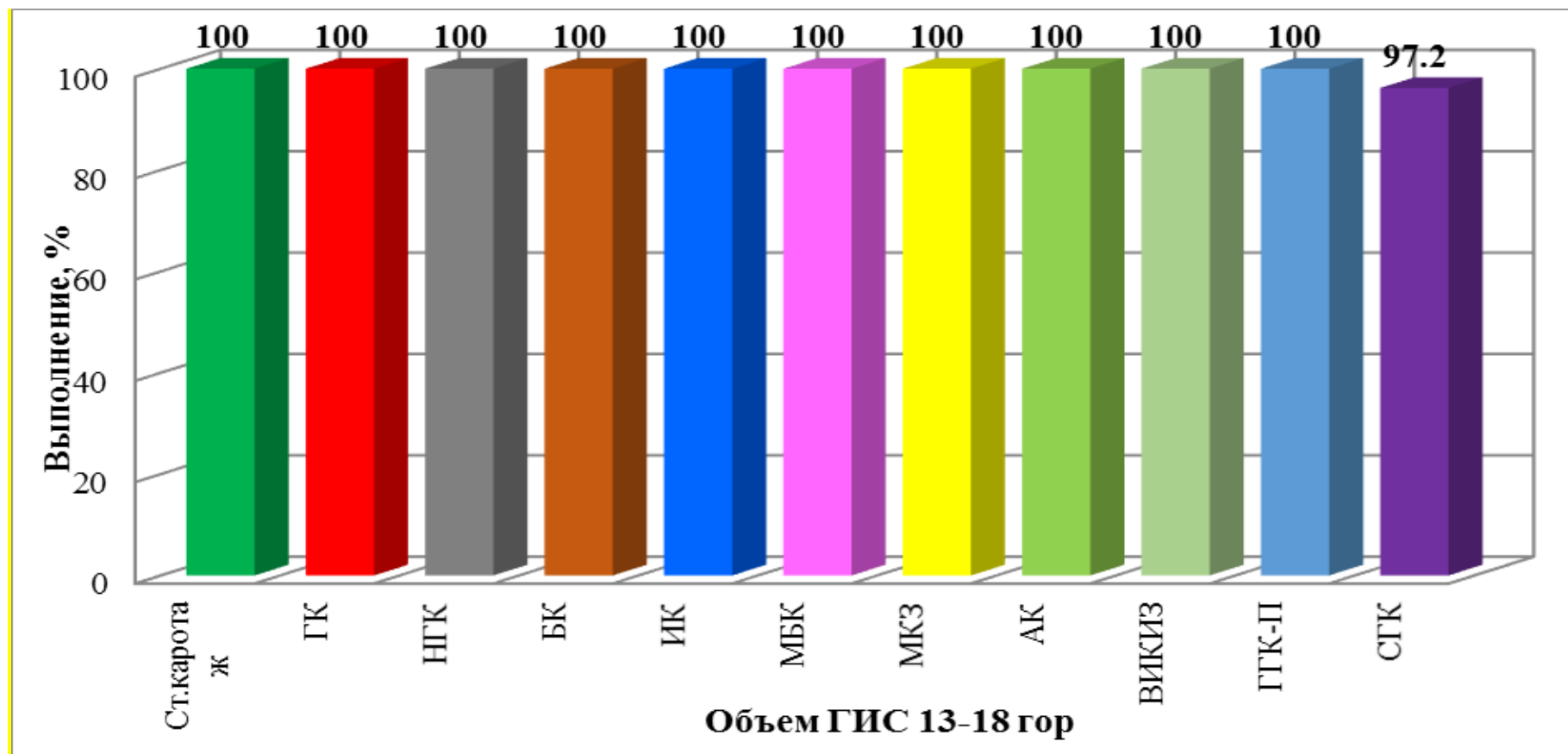
Сурет 1.3 – Өзен Кен Орны. Есепті кезеңде бұрғыланған ұңғымалардың орналасу схемасы.



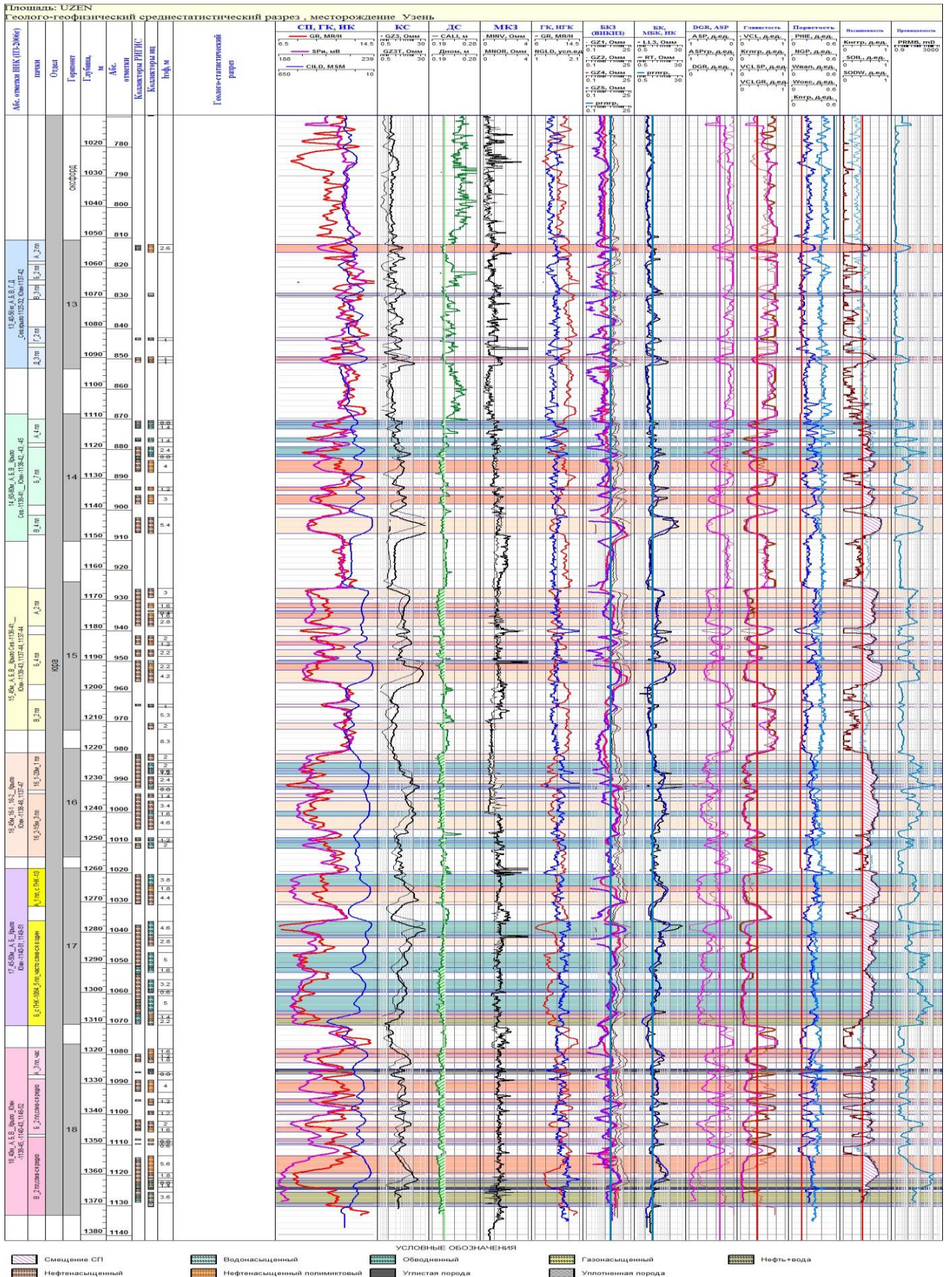
Сурет 1.4 – Өзен Кен Орны. Орта юра шөгінділері бойынша бұзушылықтарды салыстыру схемасы (мұнай-газдылығының жоғарғы қабаты, 13-18 көкжиектер)



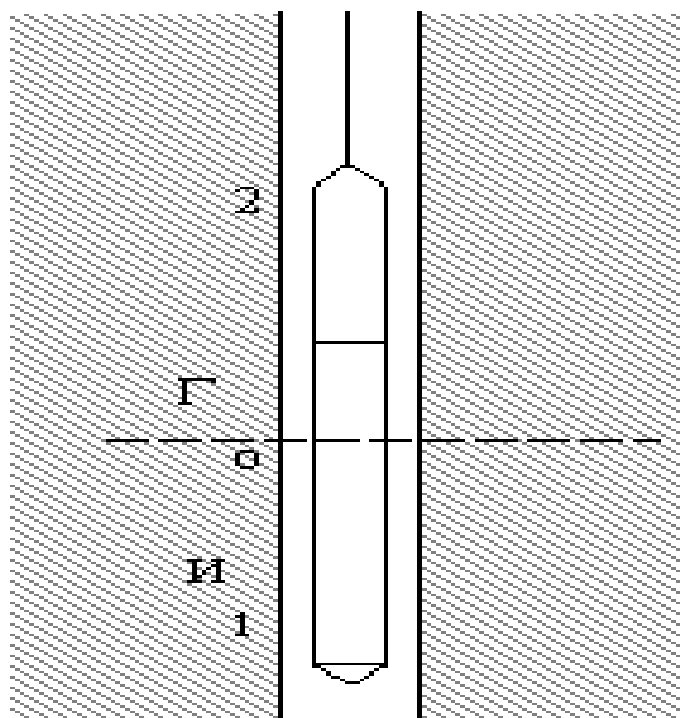
Сурет 1.5 – Өзен мұнай-газ кенорнының схемалық-құрылымдық қимасы



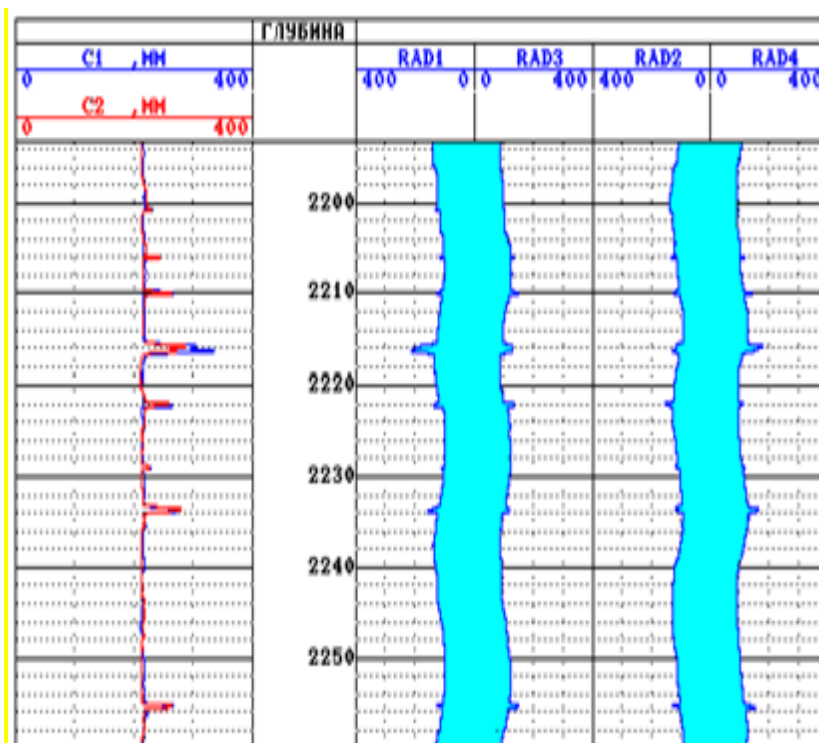
Сурет 2.1 – Ұңғымалар бойынша ҰГЗ материалдарының көлемі пайызбен



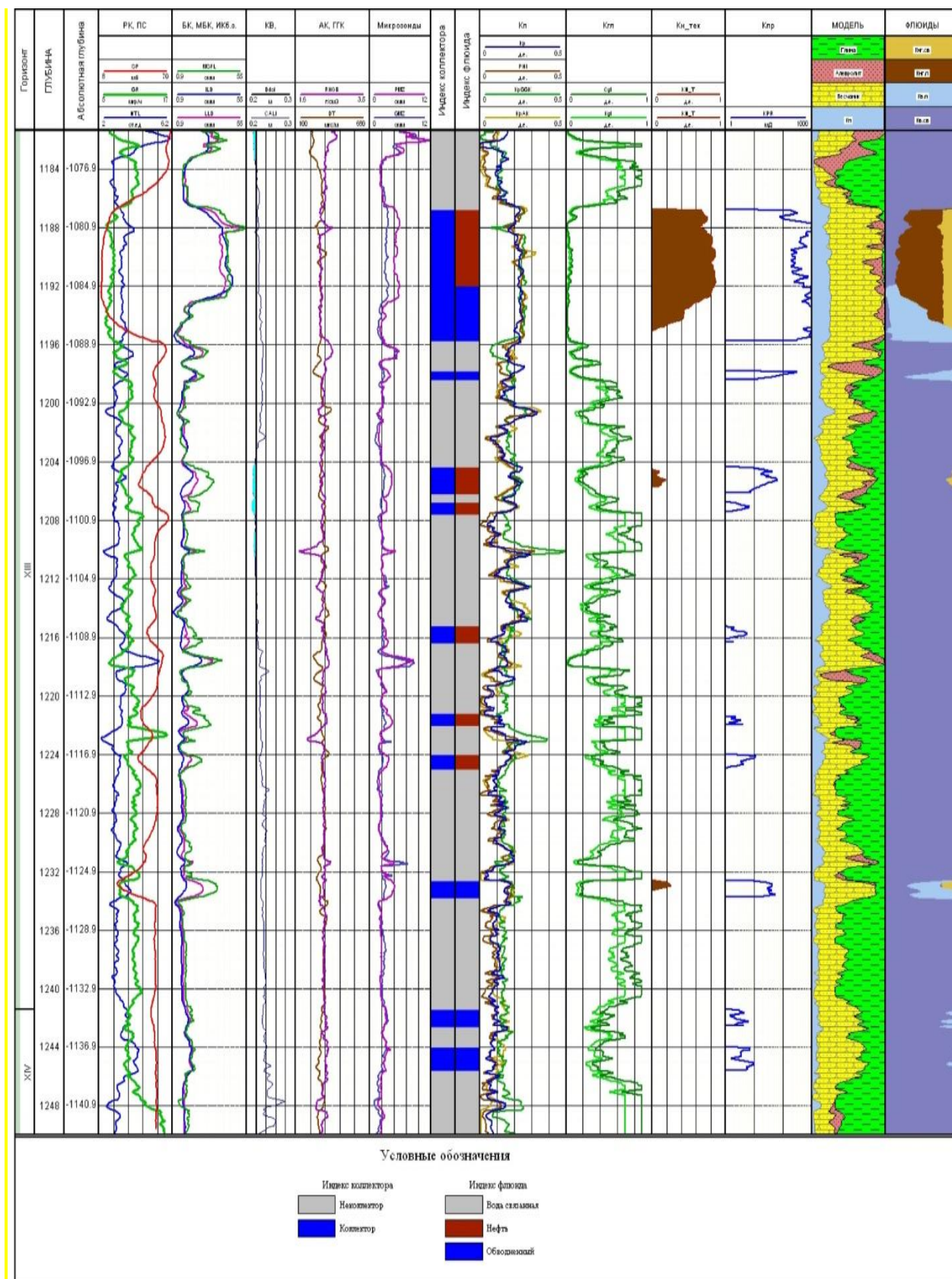
Сурет 2.2 – ҮГЗ нәтижелер жиынтық планшет



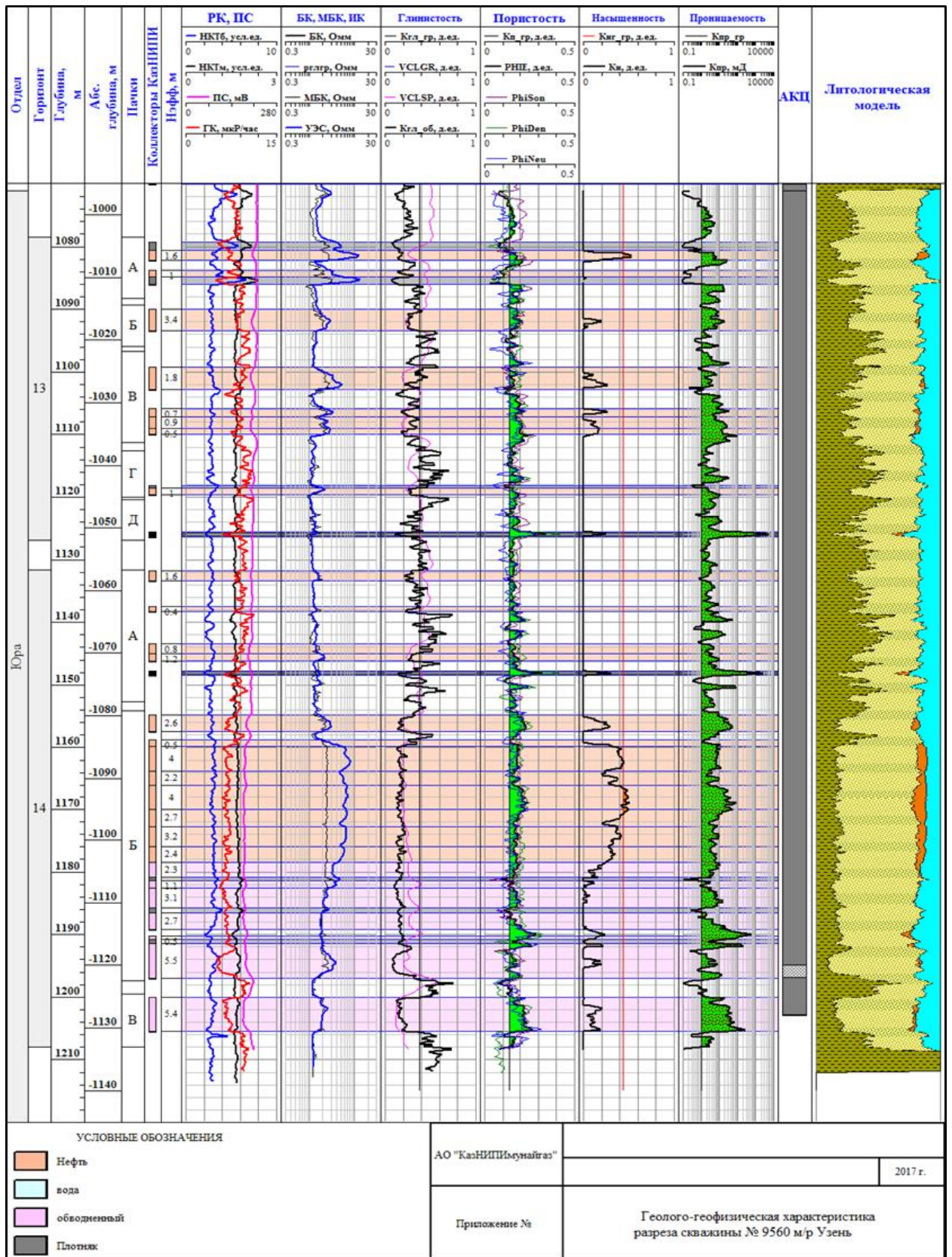
Сурет 2.3 – ИК әдісі



Сурет 2.4 – Каверномертия қисығы



Сурет 2.5 – Интерпретация



Сурет 2.6 – 9560 ұңғымасы бойынша АКҚЦ

Кесте 1.1 – 01.07.2017 ж. М – өзен 13-18 горизонттарының кен шоғырлары бойынша ГНК және ВНК жағдайы.

Күмбез	Гори-зонт	Тыңайған	Абсолютті белгі контактілер, м. (ПЗ – 2006 г.)			Абсолютті белгі контактілер, м. (АН – 2016 г.)	
			ГНК	ВНК		Солтүстік қанат	Оңтүстік қанат
				Солтүстік қанат	Оңтүстік қанат		
1	2	3	4	5	6	7	8
Негізгі алаңы	13	А, Б, В, Г, Д		-1125- 1132	-1137- 1142	-1102 -	-1121-
	14	А		-1125-	-1138-		
		Б		-1129-	-1138-	-1117,4 -	-1123 -
		В		-1130-	-1138-	-1126,5 -	-1123 -
	15	А		-1136-	-1139-	-1121 -	-1128,2 -
		Б		-1137-1144		-1133,9 -	-1133,1 -
		В		-1137-1144		-1133,9 -1144	
	16	1		-1138-1146		-1131 -1141	
		2		-1137-1147		-1130 -1147	
	17	А		-	-1140-1151	-1129	
		Б		-	-1149-1153	-1130 -1149	
	18	А			-1138-1145	-1129 -1135	
		Б			-1140-1143	1134 -1143	
		В			-1146-1152	-1134 -1150	
Орталық блок	18	А		-1180-1188	1178 -1181		
		Б		-1154-1156	-1142		
		В		-1158-1162	-1149		
Парсумурунски й	14	В		-1144-1152	-1135 -1151		
	15	Б		-1178-1180			
	17	Б		-1257-1261			
Солтүстік-Батыс	14	В1+2		-1138-1151			
		В3		-1149-1150			
		В4		-1157-1164			
	15	А		-1167			
		Б+В		-1181-1191			
18	В		-1312 -1320				
Хумурунский	17	А	-	-1141-1151			
		Б	-	-1170-1174			
	18	А1		-1204 -1210			
		А2		-1207-1210			
		Б		-1211-1219			
В		-1226-1231					
Шығыс. Парсумур.	18	В		-1334			

Кесте - 1.2 – Геофизикалық мәліметтермен анықталған кеуектілік шамалары

Р/с	Қабаттар	m, %
1	XIII	21
2	XIV	22
3	XV, XVI	23
4	XVII, XVIII	24

Кесте 1.3 - Бөліктер мен қабаттар бойынша есептеу нәтижелері

Р/с	Қабаттар	Қор, мкм ²	Ұңғыма саны	h, м, бор, м
1	XIII	0.200	458	10.8
2	XIV	0.290	349	24
3	XV	0.167	373	15.5
4	XVI	0.207	311	18.4
5	XVII	0.76	96	23.4
6	XVIII	0.178	63	19.8

Кесте 1.4 – Табиғи газдың физикалық қасиеті

Р/-с	Газ	Форму- ласы	Темпера- турасы	Қысымы	Тығызды- ғы	Салмағы
0	1	2	3	4	5	6
1	Метан	CH ₄	-161,6	45,8	0,7166	16,043
2	Этан	C ₂ H ₆	-88,7	48,2	1,3561	30,070
3	Пропан	C ₃ H ₈	-47,7	45,5	2,0193	44,097
4	Бутан	C ₄ H ₁₀	11,7	37,0	2,6720	58,124
5	Пентан	C ₅ H ₁₂	36,4	33,0	3,2159	72,147
6	Сутегі	H ₂	-252,7	12,8	0,0899	2,016
7	Оттегі	O ₂	-182,9	49,2	1,4289	32,000
8	Азот	N ₂	-195	33,5	1,2505	28,016
9	Көміртегі	CO ₂	-78,5	73,0	1,9768	44,010
10	Күкіртті сутегі	H ₂ S	-60,7	88,9	1,5392	34,070

Кесте 2.1 – ұңғыманың құрылымы, ҰГЗ жүргізу шарттары

Ұңғыманың құрылымы	Геологиялық деректер			ҰГЗ бойынша нақты деректер
	диаметр долота, мм	жобалық забой, м	башмак колонны, м	
Альтитуда стола ротора	107.12 м.			
Кондуктор	245		220.0	220.8
Скважина (забой)	220.7	1250.0		1250.4
Жуу сұйықтығының параметрлері				
Тип	Тығыздық, г/см ³	Тұтқырлығы, с	УЭС, Омм	Водоотдача см ³ /30мин
полимерлі	1.36	40	0.40	6

Кесте 2.2 – Ұңғымада орындалған кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер кешені, қолданылған ұңғыма аппаратурасының тізбесі

Әдістері	2	Зерттеу аралығы	Аспап	Өлшеу зонтының өлшемдері, эталондау деректері
1	2	3	4	5
Стандартты каротаж зонд.)	(2 КС	220,8-1250,4 950,0-1250,4	К1А-723 К1А-723	
Өздік поляризация	ПС	220,8-1250,4 950,0-1250,4	К1А-723 К1А-723	
Кавернометрия; (профилеметрия)	ДС	220,8-1250,4 950,0-1250,4	ПФ-73м	
Микрокавернометрия	МКВ	950,0-1250,4	К-3А-723	
Бүйірлік каротаж	БК	950,0-1250,4	К1А-723	
Микрокаротаж	МБК, МКЗ	950,0-1250,4	К-3А-723	
Гамма каротаж	ГК	0-1250,4 950,0-1250,4	РК-7	1 мкр/час – 18.88 цифр. код
Нейтронды каротаж	ННК	0-1250,4 950,0-1250,4	РК-7	м.з 1у.е. –2225.69 имп/мин б.з 1 у.е. –78.17 имп/мин L б.з. – 530.0 мм. L м.з. – 280.0 мм.
Инклинометрия	Инкл.	0-1248,0	ИММН-60	
Акустикалық каротаж	АК	950,0-1250,4	МАК-2	
Гамма - гамма тығыздық	ГГП	950,0-1250,4	ГГК-2 ЛП	
Резистивиметрия	Рези	220,8-1250,4	К1А-723	
Термометрия	Темр.	0-1250,4	КСАТ-7	

В қосымшасының жалғасы

Кесте 2.3 – шегендеу құбырларын цементтеу сапасын бағалау.

№ скв.	Цементтің бағанамен барлық тілік интервалындағы түйісуі			Қиманың өнімді бөлігіндегі цементтің бағанамен түйісуі		
	Сипаты	Қаттылық м	%	Сипаты	Қаттылық м	%
6480	Жақсы	1114.93	64.9	Жақсы	561.98	97.7
	Жартылай	224.88	13.1	Жартылай	8.63	1.5
	Нашар	322.28	18.8	Нашар	4.69	0.8
	Отсутствует	54.81	3.2			
6572	Жақсы	819.76	70.64	Жақсы	436.11	89.63
	Жартылай	333.23	28.72	Жартылай	50.49	10.37
	Нашар	7.51	0.64			
9560	Отсутствует	21.18	1.78			
	Нашар	63.32	5.31			
	Жартылай	255.09	21.39	Жартылай	1.91	1.45
	Жақсы	852.71	71.52	Жақсы	129.89	98.55
9577	Жақсы	994.51	91.5	Жақсы	86.4	100
	Жартылай	92.79	8.5	Жартылай		
9605	Жақсы	588.43	56.6	Жақсы	105.03	74.12
	Жартылай	410.16	39.45	Жартылай	36.67	25.88
	Нашар	41.11	3.95			

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Нұрымов Нұрлан Азанұлы, Оспан Нұртас Әлімжанұлы

Название: Өзен мұнай-газ кенорнын каротаж әдістерімен зерттеу мүмкіндіктері

Координатор: Абиш Шарапатов

Коэффициент подобия 1: 20,7

Коэффициент подобия 2: 14,4

Замена букв: 28

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите

30/05/2020

Дата



Подпись Научного руководителя