

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика және сейсмология кафедрасы

Әділ Жалын Кәгібанұлы

«Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика
әдістерін тиімді кешендеу»

МАГИСТРЛІК ДИССЕРТАЦИЯ

7M07105 - «Мұнай-газ және кен геофизикасы»

Алматы 2025

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика және сейсмология кафедрасы

УДК 550.831

Қолжазба құжаттары негізінде

Әділ Жалын Кәгібанұлы

МАГИСТРЛІК ДИССЕРТАЦИЯ

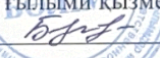
магистр академиялық дәрежесін алуға

Тақырыбы: «Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеу»

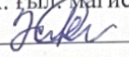
Білім беру бағдарламасы: 7М07105 - «Мұнай-газ және кен геофизикасы»

Ғылыми жетекші
Геология және минералогия ғылымдарының
кандидаты, қауымдастырылған профессор
 Шарапатов Ә. Ш.

« 23 » 06 2025 ж.

Рецензент
Қ.И.Сәтбаев ат. Геология
ғылымдары институтының,
аға ғылыми қызметкері, PhD
 Баратов Р.Т.

« 24 » 06 2025 ж.

Нормабақылаушы
Тех. ғыл. магистрі, аға оқытушы
 Асирбек Н.А.

« 23 » 06 2025 ж.

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Геофизика және сейсмология
кафедрасының меңгерушісі,
техника ғылымдарының докторы,
профессор  Ратов Б.Т.

« 24 » 06 2025 ж.

Алматы 2025

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ Ғылым және техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология және мұнай-газ ісі институты

Геофизика және сейсмология кафедрасы

7М07105 - «Мұнай-газ және кен геофизикасы»

БЕКІТЕМІН

Геофизика және сейсмология
кафедрасының меңгерушісі, техника
ғылымдарының докторы, профессор

«24» Ақпан 2025 ж. Ратов Б.Т.

**магистрлік диссертацияны орындауға
ТАПСЫРМА**

Магистрант: Әділ Жалын Кәігбанұлы

Тақырыбы: «Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеу»

Университет ректорының № « » _____ ж. бұйрығымен бекітілген.

Орындалған жұмыстың тапсыру мерзімі « » _____ 2025 ж.

Магистрлік диссертацияның бастапқы мәліметтері: Зерттеу нысаны бойынша геология-геофизикалық, мәтіндік және графикалық материалдар.

Магистрлік диссертацияда қарастырылатын мәселелер тізімі:

- а) өндіріс орнының қазіргі жағдайын анықтау үшін геология-геофизикалық деректерді жинау, талдау және кешенді интерпретация;
- б) Зерттеу нысаны жағдайында қазіргі кісіптік өндіріс үшін геофизикалық әдістер кешенінінің ақпараттылығы мен тиімділігіне баға беру;
- в) геофизикалық деректерді интерпретация дәлдігін арттыру мақсатында қазіргі уақытта қолданылатын кәсіптік геофизикалық әдістерді кешенді тиімдеу мен ақпараттылығын арттыру;

Графикалық материалдардың тізімі (міндетті түрде қажет сызбалар көрсетілген): _____ презентация беттерінде көрсетілген

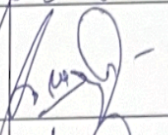
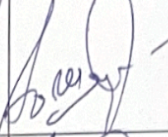
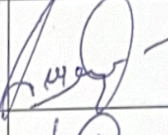
Ұсынылған негізгі әдебиеттер:

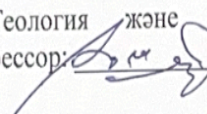
1. Отчёт по результатам обработки и интегрированной интерпретации материалов МОГТ-3Д и данных ГИС, детализационной сейсмической съемки по методике отраженных волн способом общих средних точек (ОСТ). ОАО «ЦГЭ», Федотов М. Н., Кавун М. М. и другие. 2005
2. Дополнение к технологической схеме разработки месторождение Узень. Миннибаева Б., отчет по договору 34/99, фонд «НИПИ Мунайгаз», 2002.
3. Головин Б. А., Калининкова М. В., Муха А. А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: Учебное пособие. -Саратов, 2011. - 163 стр.

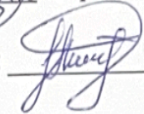
Магистрлік диссертацияны дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлім атаулары, дайындалатын сұрақтардың тізімі	Ғылыми жетекшіге, кеңесшілерге өткізу мерзімі	Ескерту
Зерттеу нысаны туралы жалпы мәліметтер	23.09.2023	Орындалды
Нысанның геология-геофизикалық зерттелуі мен қысқаша геологиялық сипаттамасы	12.12.2023	Орындалды
Геофизикалық әдістер кешенінің әдістемесі мен техникасы	14.05.2024	Орындалды
Геофизикалық әдістер кешенінің деректерін өңдеу нәтижесі	06.09.2024	Орындалды
Геофизикалық деректерге кешенді интерпретация	28.05.2025	Орындалды
Жұмыс нәтижесі және қорытынды	18.06.2025	Орындалды

Жобаның оларға қатысты бөлімдерін көрсете отырып, аяқталған магистрлік диссертацияға консультанттардың және нормабақылаушының қолдары

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер (аты-жөні, тегі, ғылыми дәрежесі, атағы)	Қолтаңба қойылған мерзімі	Қолтаңбасы
Зерттеу нысанына жалпы сипаттама	Геолого-минер. ғылымдарының кандидаты, қауым. профессор Ә.Ш. Шарапатов	23.09.2023	
Нысанның геология-геофизикалық зерттелуі мен қысқаша геологиялық сипаттамасы	Геолого-минер. ғылымдарының кандидаты, қауым. профессор Ә.Ш. Шарапатов	12.12.2023	
Геофизикалық әдістер кешенінің әдістемесі мен техникасы	Геолого-минер. ғылымдарының кандидаты, қауым. профессор Ә.Ш. Шарапатов	14.05.2024	
Геофизикалық әдістер кешенінің деректерін өңдеу және интерпретация нәтижесі	Геолого-минер. ғылымдарының кандидаты, қауым. профессор Ә.Ш. Шарапатов	06.09.2024	
Геофизикалық деректерге кешенді геологиялық интерпретация	Геолого-минер. ғылымдарының кандидаты, қауым. профессор Ә.Ш. Шарапатов	28.05.2025	
Нормабақылаушы	Техника ғылымдарының магистрі, аға оқытушы Н.А. Асирбек	23.06.2025	

Ғылыми жетекші: Геология және минералогия ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор:  Шарапатов Ә. Ш.

Тапсырманы орындауға алған магистрант:  - Әділ Ж. К.

Күні

« 23 » 06 2025 ж.

АНДАТПА

Бұл магистрлік диссертация Оңтүстік Маңғыстау аймағындағы юра-бор кезеңінің мұнайлы горизонттарын игеру барысында өндірістік геофизикалық әдістерді ұтымды кешендеуге арналады, атап айтқанда, зерттеу нысаны ретінде Өзен кен орны алынған. Күрделі геологиялық құрылысы, аз дебит және тектоникалық бұзылыстары жағдайында дәстүрлі ПГМ әдістерін қазіргі заманғы жоғары сезімтал технологиялармен үйлестіру қажеттілігі туындайды. Зерттеудің мақсаты – интерпретацияның анықтығын арттыру, ағын және аралық колонна арасындағы өтулер аймақтарын анықтау, ұңғымалардың игерілуі мен техникалық жағдайын бақылау үшін геофизикалық әдістер кешенін оңтайландыру. Жұмыста XIII–XVIII өнімді горизонттар аралығында орындалған ҰҒЗ, шуды өлшеу (шумометрия), термометрия және импульстік нейтрондық әдістердің нәтижелері пайдаланылды. Өзен кен орнындағы жағдайларда көпарналы және спектралды шумометрияның тиімділігіне талдау жүргізілді. Алынған нәтижелерге сүйене отырып, геологиялық қималар мен ұңғымалардың техникалық жай-күйіне байланысты оңтайлы әдістер жиынтығы ұсынылды. Жұмыстың практикалық құндылығы – жетілген кен орындарындағы мұнай қайтарымын арттыру және асқынуларды бақылау мақсатында КГӘ әдістерін қолдану бойынша ұсынымдар әзірлеуде көрінеді.

АННОТАЦИЯ

Данная магистерская диссертация посвящена рациональному комплексированию производственных геофизических методов при освоении нефтеносных горизонтов юрско-мелового возраста в районе Южного Мангышлака, в частности, на месторождении Узень. В условиях сложного геологического строения, низких дебитов и тектонических нарушений возникает необходимость сочетания традиционных методов промысловой геофизики с современными высокочувствительными технологиями. Цель исследования — повышение достоверности интерпретации, определение зон переходов между эксплуатационной и промежуточной колоннами, а также оптимизация комплекса геофизических методов для контроля разработки и технического состояния скважин. В работе использованы результаты ГИС, шумометрии, термометрии и импульсных нейтронных методов, выполненных в интервале продуктивных горизонтов XIII–XVIII. Проведён анализ эффективности многоканальной и спектральной шумометрии в условиях Узеньского месторождения. На основе полученных данных предложен оптимальный набор методов с учётом геологического разреза и технического состояния скважин. Практическая ценность работы заключается в разработке рекомендаций по применению методов ПГМ для увеличения нефтеотдачи и контроля осложнений на зрелых месторождениях.

ABSTRACT

This master's thesis is devoted to the rational integration of production geophysical methods during the development of Jurassic–Cretaceous oil-bearing horizons in the South Mangyshlak region, specifically focusing on the Uzen oil field. Given the complex geological structure, low flow rates, and tectonic disruptions, it is necessary to combine traditional oilfield geophysics methods with modern high-sensitivity technologies. The goal of the research is to enhance interpretation accuracy, identify transition zones between the production and intermediate casings, and optimize the set of geophysical methods for monitoring well development and technical condition. The study utilizes the results of well logging (GIS), noise logging (noisometry), thermometry, and pulsed neutron methods performed within productive horizons XIII–XVIII. An analysis of the efficiency of multichannel and spectral noisometry under the conditions of the Uzen field has been conducted. Based on the obtained data, an optimal combination of methods is proposed, considering geological sections and the technical condition of the wells. The practical significance of the work lies in the development of recommendations for the application of geophysical methods to improve oil recovery and monitor complications at mature fields.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	10
1 Ауданның география-экономикалық жағдайы	13
2 Нысанда бұрын жүргізілген жұмыстарға шолу, талдау және бағалау	14
2.1 Геолого-геофизикалық зерттелуі	14
2.2 Қиманың литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы	15
2.3 Тектоника	25
2.4 Өзен кен орнының мұнайгаздылығы	29
2.5 Стратиграфиялық сипаттамасы	31
2.6 Өнімді қабаттар коллекторларының физика-литологиялық сипаттамасы	32
3 Мұнай-газ кен орындарын игеруді және оларды тағайындауды бақылаудың геофизикалық әдістері	35
3.1 Тереңдік белгілерін анықтау әдістері (литология және ілінісу орны)	35
3.2 Ұңғыманы толтыратын сұйықтықтың сипаттамаларын анықтайтын әдістер	36
3.3 Ұңғыманың гидродинамикалық режимін анықтау әдістері	38
3.4 ПГМ деректерімен жұмыс істеуге арналған бағдарламалар жүйесі	47
4 "Өзен" мұнай-газ кен орнын игеруді бақылаудың геофизикалық әдістерін қолдану нәтижелері	52
4.1 Ұңғымалардың құрылысының терең параметрлерін анықтау	52
4.2 Қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін, толтырғыш сұйықтықтың сипаттамаларын, гидродинамикалық режимді, ұңғымалар конструкциясының жай-күйін ұңғымалар конструкциясының жай-күйін анықтау	54
4.3 Ұңғымалар бағандарына сұйықтық ағынын анықтау мәселелерін шешу кезінде ұңғыма параметрлерін бағалау	60
4.4 Шумометрия бағандардың тығыздығын және ұңғымаға сұйықтық ағынын анықтау мәселелерін шешу құралы ретінде	63
Қорытынды	65
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	66
Ғылыми еңбектер тізімі	

КІРІСПЕ

Оңтүстік Маңғышлақ өңірі — Қазақстанның мұнай-газ өнеркәсібінде стратегиялық маңызы бар аймақтардың бірі. Осы өңірде орналасқан Өзен кен орны 1961 жылы ашылғаннан бастап, Қазақстандағы ең ірі мұнай-газ кен орындарының қатарына енді. Бұл аймақта юра және бор дәуірлерінің шөгінділері мұнай мен газдың негізгі шоғырланған қабаттарын құрайды. Уақыт өте келе кен орнын игеру барысында қойнауқаттардың геологиялық, литологиялық және фациальдық ерекшеліктері айқындала түсті. Алайда, кен орнының күрделі құрылымы мен флюидтердің ала-құла таралуы тиімді игеруді қиындатады.

Осындай жағдайда кәсіптік геофизика әдістерін кешенді және тиімді пайдалану кен орнын игеру тиімділігін арттыруда шешуші рөл атқарады. Қазіргі таңда геофизикалық бақылау әдістері тек кен орындарын барлауда ғана емес, сонымен қатар скважиналарды пайдалануға енгізу, олардың жағдайын бақылау, коллектор қасиеттерін бағалау, флюидтердің қозғалысын модельдеу сияқты өндірістік кезеңдерде де кеңінен қолданылады.

Бұл диссертациялық жұмыста Өзен кен орнының юра-бор шөгінділерінде орналасқан мұнайлы қабаттарды игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеудің маңызы мен тәжірибелік нәтижелері қарастырылады. Нақты мысалдар негізінде геофизикалық әдістер кешенінің мұнай өндіру көрсеткіштерін жақсартуға, ұңғымалардың техникалық жағдайын бағалауға және коллекторлардың өнімділігін болжауға қосатын үлесі сарапталады.

Зерттеудің өзектілігі - еліміздің бюджетінің едәуір бөлігін осы мұнай-газ шикізаттарының шетелге экспортталатын бөлігі құрайтын болғандықтан, мұнай-газ өнімдерін тұрақты өндіруді қамтамасыз ету экономикалық тұрақтылыққа қол жеткізу үшін маңызды шарт.

Бұл жағдайда Оңтүстік Маңғышлықтың қалған мұнай қорының едәуір бөлігі күрделі геологиялық құрылымымен, төмен өткізгіштігімен және тектоникалық бұзылуымен сипатталатын юра-бор дәуіріндегі алу қиын коллекторларда шоғырланғандығымен анықталады. Бұл әсіресе өзен сияқты жетілген кен орындары жағдайында игеру процестерін тиімді түсіндіру және бақылау үшін жоғары дәлдіктегі және кешенді геофизикалық әдістерді қолдануды талап етеді.

Магистрлік диссертацияның мақсаты: Оңтүстік Маңғыстаудың юра-бор кезеңінің мұнайлы горизонттарын тиімді игеруді арттыру мақсатында, Өзен кен орны бойынша заманауи технологиялар мен нақты деректерге сүйене отырып, өндірістік геофизикалық әдістерді кешенді түрде қолдануды оңтайландыру.

Негізгі міндеттері:

1. Оңтүстік Маңғыстаудың юра-бор кезеңінің мұнайлы горизонттарының (әсіресе XIII–XVIII горизонттардың) геологиялық-гидродинамикалық ерекшеліктерін, олардың мұнайлылығын, коллекторлық біртектілігін және тектоникалық күрделілігін ескере отырып талдау;

2. Өзен кен орнында қолданылатын өндірістік-геофизикалық әдістерді, соның ішінде шумометрияны, термометрияны, импульстік нейтрондық және радиациялық каротажды зерттеп, олардың ескі ұңғымалар жағдайында тиімділігін анықтау;

3. Өнімді қабаттардың литологиялық-фильтрациялық құрылымының күрделенуі мен төмен дебит жағдайында ПГМ деректерін интерпретациялау бойынша қазіргі тәсілдердің негізгі кемшіліктерін анықтау;

4. Ұңғымалардың техникалық жай-күйі мен ағын динамикасын бақылаудың жоғары сезімтал әрі заманауи құралдары ретінде көпарналы және спектралды шумометрияны енгізудің қажеттілігін ғылыми тұрғыдан негіздеу;

5. Геологиялық қима, өнімділік және ұңғымалардың техникалық жай-күйіне байланысты өндірістік-геофизикалық әдістерді ұтымды кешендеу бойынша негізделген ұсынымдар әзірлеу.

Негізгі материалдар: зерттеу жұмысының негізін Өзен кен орнының геологиялық құрылымы мен ұңғымалық геофизикалық зерттеулер (ҰҒЗ) материалдары құрайды. Геологиялық деректер Қазақстандағы жетекші барлау ұйымдарының — ҚазНИПИнефть, Казгеофизика, Мангышлакнефтеразведка және басқаларының — 1950–2000 жылдар аралығында жүргізген іздестіру және барлау жұмыстарының нәтижелеріне сүйенеді. Бұл мәліметтерде юра және бор дәуірлеріне жататын стратиграфиялық қималар, өнімді қабаттардың кеңістіктегі орналасу тереңдігі мен литологиялық сипаты егжей-тегжейлі сипатталған. Ұңғымалық геофизикалық зерттеулер аясында 600-ден астам скважиналарда жүргізілген гамма-каротаж, резистивиметрия, термометрия, кавернометрия және басқа да әдістердің нәтижелері пайдаланылды.

Зерттеу жұмыстарын жүргізу әдістемесі:

•Геологиялық-геофизикалық деректерді жинау және талдау: Зерттеудің бастапқы кезеңінде Өзен кен орнындағы бұрынғы барлау, құрылымдық және геофизикалық жұмыстардың нәтижелері мұқият зерттелді. Геологиялық құрылым, стратиграфиялық шоғырлар мен фациальдық өзгерістер туралы деректер салыстырылып, юра-бор шөгінділеріндегі өнімді қабаттардың кеңістіктегі таралу ерекшеліктері анықталды.

•Каротаж және КГӨ мәліметтерін өңдеу: Ұңғыма ішіндегі геофизикалық зерттеу нәтижелері (ҰҒЗ) бойынша өнімді қабаттардың литологиялық құрамын, қалыңдығын, пористік және өткізгіштік қасиеттерін анықтау мақсатында нейтрондық, гамма-каротаж, термометрия, кавернометрия, резистивиметрия, влагометрия сияқты әдістер пайдаланылды.

•Гидродинамикалық режимді бағалау: Қабат қысымы мен температураны өлшеу, сонымен қатар флюидтердің қозғалыс бағытын анықтау үшін термо- және манометрлік зерттеулер жүргізілді. Бұған қоса, ұңғыма сағасындағы және түп аймағындағы қысым айырмашылықтары талданды.

Ғылыми жаңалығы: алғаш рет Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор өнімді горизонттары жағдайында көп арналы және спектрлік шумометрияны қолданудың тиімділігіне кешенді талдау жүргізілді, бұл төмен дебит пен күрделі литологиялық-стратиграфиялық құрылымда осы әдістердің артықшылықтарын анықтауға мүмкіндік берді.

Практикалық маңыздылығы: Зерттеудің практикалық құндылығы төмен дебиті және күрделі литологиясы бар жетілген юра-бор горизонттарын әзірлеу кезінде кәсіптік-геофизикалық әдістерді ұтымды қолдану бойынша негізделген ұсыныстарды әзірлеу болып табылады. Термометриямен және нейтрондық әдістермен үйлесетін көп арналы және спектрлік шумометрия қолдану белсенді ағындар мен бағанаралық ағындардың интервалдарын түсіндірудің сенімділігін едәуір арттыруға, ұңғымалардың техникалық жағдайын жедел бағалауға, сондай-ақ корпустың ағып кетуін анықтауға мүмкіндік береді. Алынған нәтижелер жөндеу-оқшаулау жұмыстарын жоспарлау және іске асыру, өндіруді қарқындату және геологиялық-техникалық іс-шараларды оңтайландыру кезінде пайдаланылуы мүмкін. Ұсынылған кешенді тәсіл қате интерпретациялау қаупін азайтады, игеру тиімділігін арттырады және Оңтүстік Маңғышлақтың осы Өзен мұнай-газ кенорындарына ұқсас кен орындарында енгізілуіне мүмкіндік береді.

Автордың жеке үлесі: Зерттеу нысаны шегінде жүргізілген геофизикалық әдістер кешенін қолданудың тиімділігіне талдау жүргізіліп және баға берілді.

Зерттеудің сенімділігі: Қолданылған геофизикалық әдістер кешенінің сенімділігі геологиялық және бұрғылау жұмыстарының деректерімен, сондай-ақ геофизикалық өрістердің аномалиялары мен нақты кен денелері арасындағы өзара корреляцияны көрсететін интерпретациялық геология-геофизикалық қималар мен үш өлшемді модельдердің негізінде расталады.

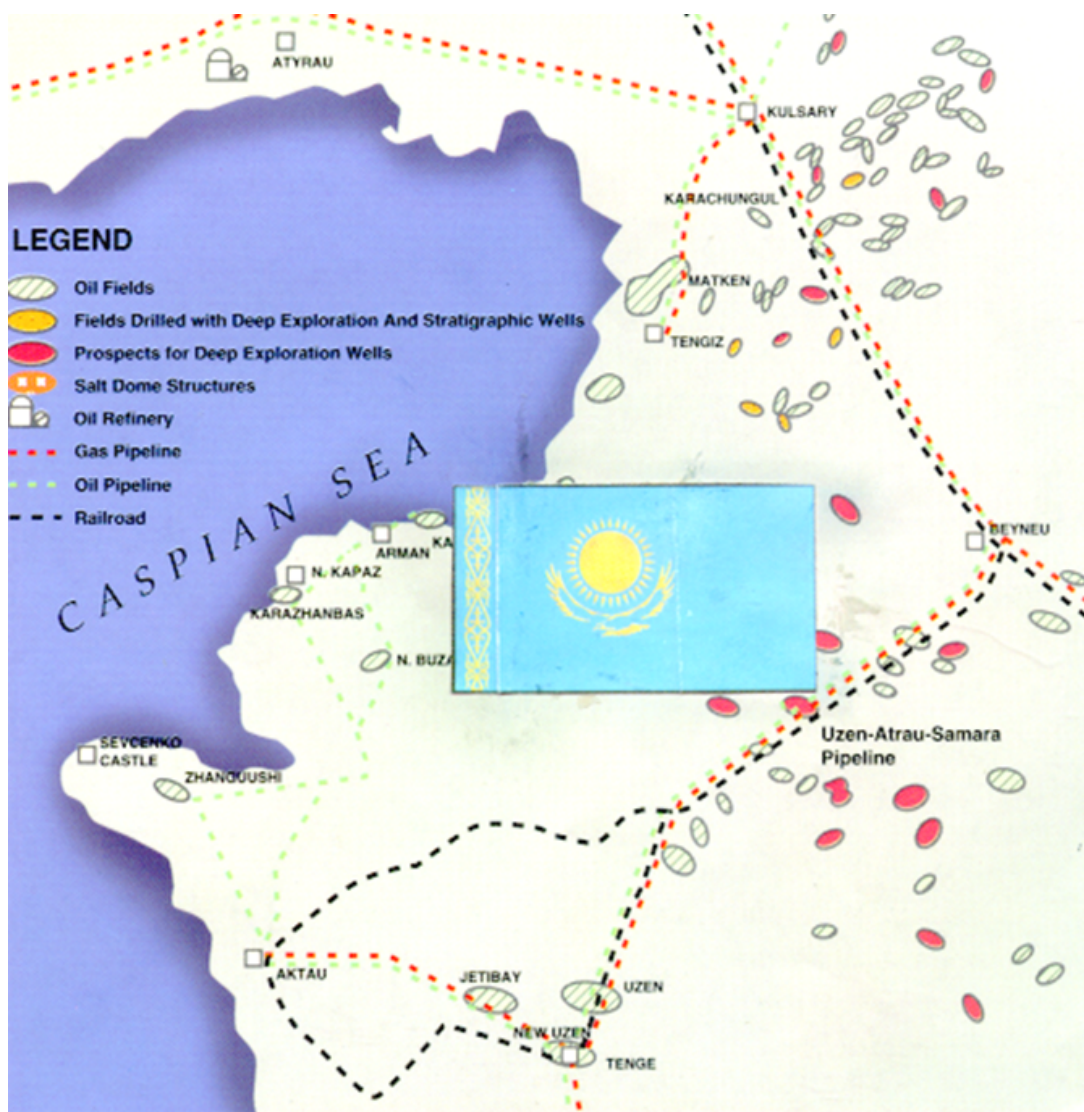
Жұмыстың құрылымы: Магистрлік диссертация «Кіріспе», негізгі бөлімнің 4 тарауы және «Қорытынды» бөлімдерінен тұрады, пайдаланылған әдебиеттер тізімімен бірге, жалпы көлемі - 66 бет (оның ішінде 40 бет негізгі мәтін, 21 сурет қамтылған).

Ғылыми жетекшісі: Геология және минералогия ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор Шарапатов Ә.Ш., автор өз тарапынан шын жүректен алғыс білдіреді.

1 Ауданның география-экономикалық жағдайы

Өзен кен орны 1961 жылы №1 ұңғымамен ашылып, 1966 жылдан бастап өнеркәсіптік игеруге тапсырылды. Ол Оңтүстік Маңғышлақтың дала бөлігінде орналасқан (1-сурет).

Оңтүстік Маңғышлақ – Қазақстанның батыс бөлігінде, Маңғыстау облысының аумағында орналасқан Маңғышлақ түбегінің оңтүстік бөлігі. Бұл өңір батысында – Каспий теңізімен, шығысында – Каспий маңы ойпатымен, солтүстігінде – Орталық Маңғышлақпен, ал оңтүстігінде – Үстірттің солтүстік бөлігімен шектеседі. Аймақ климаты шұғыл континенттік, құрғақ, шөлді және шөлейтті ландшафтар басым. Геологиялық тұрғыдан Оңтүстік Маңғышлақ – жарылымдармен және антиклиналды құрылымдармен күрделенген шөгінді жамылғының көтерілген блогы болып табылады, бұл оны мұнай-газды барлау үшін перспективалы өңірге айналдырады. Мұнда Өзен, Жетібай сияқты ірі кен орындары орналасқан.



1.1-сурет – Өзен кенорнының орналасу картасы

2 Нысанда бұрын жүргізілген жұмыстарға шолу, талдау және бағалау

2.1 Геологиялық-геофизикалық зерттелінуі

Өзен құрылымының ашылуынан бұрын Маңғышлақ түбегінде, атап айтқанда, Өзен кен орны орналасқан оңтүстік бөлігінде, 1950 жылдан 1960 жылға дейін жүргізілген аймақтық және егжей-тегжейлі геолого-геофизикалық жұмыстар кешені болды.

Бұл зерттеулердің негізгі бағытын 1951 жылы Н. А.Калинин анықтады, ол Маңғышлақ бойынша қолда бар барлық материалдарды талдау негізінде оның мұнай-газдылығы перспективаларына сараланған баға беріп, іздеу-барлау жұмыстарының нақты жоспарын әзірледі.

1952 жылы Өзен-Қарамандыбас көтерілісі ауданын қамтитын К-39-5 парағы алаңындағы ВАГТа экспедициясы құрылымдық-іздігіру бұрғылауының шамалы көлемімен 1:200 000 масштабтағы мемлекеттік геологиялық түсірілім жүргізді.

1956-1958 ж.ж. Маңғышлақ түбегінің барлығы бірдей масштабтағы аэромагниттік түсіріліммен қамтылды, ал 1958 жылы Жетібай-Өзен тектоникалық сатысының солтүстік-батыс бөлігі шегінде 1:200 000 масштабтағы гравиметриялық түсірілім жүргізілді. Осы жұмыстардың нәтижелері бойынша геологиялық және тектоникалық карталар, магниттік және ауырлық күшінің 1: 200 000 масштабты карталары салынды.

1959 жылы Жетібай, ал 1961 жылы Өзен құрылымдарын терең барлау басталды. Бұл жұмыстар 1961 жылы Оңтүстік Маңғышлақ – Жетібай мен Өзеннің бірегей мұнай және газ кен орындарының ашылуымен аяқталды. Өз кезегінде, бұл жаңалық 60-шы жылдардың басында және ортасында жалпы 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 аталған кен орындары орналасқан.

1961 жылы П. Н. Куприннің басшылығымен ММУ геологиялық-түсірілім партиясы Өзен және Тунгракшин ойпаттарында өткізген 1:50 000 масштабты геологиялық-түсірілім жұмыстарын аяқтады, осы жұмыстардың нәтижелері бойынша зерттелген 1:50 000 масштабты аумақтың геологиялық және тектоникалық карталары жасалды, оның мұнай-газдылығы перспективаларына баға берілді.

1978 жылы бұрын басталған жұмыстарды жалғастыра отырып, В.Б. Қарбызов, Ю. А. Воложье және т. б. Оңтүстік Маңғышлақ аумағында МОГТ материалдарына талдау және жалпылау жүргізді. Осы жалпылау нәтижелері бойынша Триастағы шағылыстыратын көкжиек бойынша жиынтық құрылымдық карта жасалды, аймақтың тектоникалық құрылымы егжей-тегжейлі сипатталды, төменгі, орта және жоғарғы Триас бөлімдерінің жабын бөліктерінде бұрыштық келіспеушіліктердің болуы анықталды.

1979–90 жылдары есептік алаң шегінде, сондай-ақ оның солтүстігі мен оңтүстігінде МОГТ егжей-тегжейлі сейсмикалық барлау жұмыстары жүргізілді. Олардың нәтижелері V_3^2 (төменгі Триастың Оленек қабатының ішінде), V_1 (Юраға дейінгі шөгінділердің эрозия беті), IV^k (Келловей табаны), IV_1 (Оксфорд табаны), III – Валанжин табаны, III^г (Аптаның табаны) шағылысатын горизонттардың 1:50 000 масштабты құрылымдық карталарымен ұсынылған. Сейсмикалық зерттеулер Юра және төменгі Бор кешендерінің горизонттары бойынша құрылымдық жоспарлардың сәйкестігін, сондай-ақ олармен салыстырғанда Юраға дейінгі шөгінділердің құрылымдық жоспарының айтарлықтай күрделілігін анықтады.

2.2 Қиманың литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

4500 м тереңдікте барлау ұңғымаларымен ашылған Қарамандыбас, өзен және Шығыс Өзен кен орындарының геологиялық бөлінісінде Триас, Юра және Бор жүйелерінің шөгінділері, Палеоген мен Неогеннің сазды-карбонатты шөгінділері, сондай-ақ бос Төрттік түзілімдер бөлінеді.

Ашылған шөгінділерді стратификациялау бір жағынан керн үлгілерін палеонтологиялық зерттеу арқылы, екінші жағынан Өзен және Қарамандыбас кен орындарының ұңғымалары қималарының электрокаротаждық сипаттамаларын Жетібай, Теңге кен орындарының бұрын егжей – тегжейлі зерделенген қималарымен салыстыру арқылы жүргізілді.

Триас жүйесі (Т). Триас жүйесі Қарамандыбас, Өзен және Шығыс Өзен кен орындарының геологиялық бөлігінде 21-ші ұңғымамен ашылған Триастың жоғарғы бөліммен ұсынылған. Алайда, тек 7-де және олардың ішінде (115R, 1R_TR, 2R_TR, 113R, 116R, 120R, 6244 ұңғымаларында) Триас шөгінділері ҰҒЗ деректерімен сипатталады. Өзен-Қарамандыбас көтерілімінде ашылған төменгі Триас шөгінділері туралы ақпаратты Рабинович пен Досмұхамбетов (1989) қорытындылады.

Төменгі Триас Оленек ярусы сұр түсті (карбонат-терригенді қабат) және түрлі-түсті (алевролит-сазды қабат) литологиясымен ұсынылған. Оленек жасы SLE-дегі цефалоподтардың табылуымен дәлелденген.

Сұр түсті қабат карбонатты қабаттармен қара-сұр, сұр және қызыл-қоңыр айырмашылықтардың кезектесуімен ұсынылған. Табылған фауна кешеніне қарағанда, жауын-шашынның шөгу жағдайлары теңізден лагуна-континентальға дейін өзгереді. Қабаттың қалыңдығы 438 м-ден 1040 м дейін өзгереді. Бұл жағдайда қиманың негізінде вулканогендік және терригендік материалдың едәуір мөлшері бар 60-80 метрлік карбонатты қабаттардың кездесетіндігі байқалады.

Карбонатты-терригенді қабат жасы, көптеген аммониттердің арқасында, кеш Ленек деңгейі негізінде сенімді түрде анықталған. SLE ашқан қызыл түсті жыныстар екенін ескеру маңызды. Интервал 2309-2848 м, атап айтқанда, органогенді әктастар, миоспоралар мен акритархтар кешені бойынша карбонатты-терригенді қалыңдыққа жатады.

Туфогендік айырмашылықтардың айтарлықтай дамуы және қалыңдықтың жоғары саздылығы төмен сүзгілік-сиымдылық қасиеттерге ие болатын жағдай тудырады. Түрлі-түсті қалыңдық төменде жатыр және SLE-мен толығымен ашылады. Оның қалыңдығы 1500 м-ден асады, ол туфтар, алевролиттер және туфоалевролиттер қабаттарымен илоедтердің өтуі бар сазды туфопелиттерден тұрады. Сонымен қатар, сұр саз балшықтар әртүрлі реңктерде болады.

Полимиктикалық, көп түйіршікті, сазды, карбонатталған алевролиттер. Вулканогендік материалдың біркелкі емес қоспасы бар барлық жыныстар біркелкі емес темірленген, бұл түрлі-түсті бояуды түсіндіреді.

Триастың ең көне шөгінділері сол 115R ұңғымасы арқылы ашылады. Шығарған керннің шамалы деңгейі мен электр каротажына сүйене отырып, қызыл түсті ірі түйіршікті туфогендік-терригендік жыныстар (құмтастар, туфоқұмтастар, алевролиттер) басым екені белгілі болған. Таулы Маңғышлақтың долинапин свитасымен көрнекі ұқсастығы негізінде осы қабатта Үнді жасы болжанады.

Төменгі триастың жалпы ашылған қалыңдығы 2250 м-ге жетеді (115R ұңғ.).

Юра жүйесі (J). Юра шөгінділері Өзен кен орнында кеңінен дамыған және барлық үш бөлімнен тұрады – төменгі, орта және жоғарғы. Юра қимасының төменгі бөлігі (тоар-аален) ұңғымалардың аз санымен ашылады және кернмен сипатталады, бұл қиманың толық зерттелген жоғарғы, келловей-байос бөлігіне қарағанда әлдеқайда әлсіз.

Төменгі бөлім ($J_1 t$). Тоар деңгейі (J_{1t}). Сейсмикалық текшелер алаңындағы жұмыста пайдаланылған 50 ұңғыма төменгі Юраның құмды-сазды шөгінділерін ашады. Төменгі Юра шөгінділеріне XXV горизонт сәйкес келеді, ол Өзен кен орны аумағында айқын сумен қаныққан.

Олар Триас жыныстарында айқын шайылымдар мен бұрыштық келіспеушілікпен жатыр. Айырылымның беті V1 сейсмикалық шағылысатын горизонтпен бекітіледі. Шөгінділердің құрамында үш литологиялық сорт бөлінеді: 1-алевролиттер, кара-сұр, қатты цементтелген, күйдірілген өсімдік қалдықтары бар; 2 – құмтастар, ашық сұрдан ұсақ-орташа түйіршікке дейін, орташа беріктігі бар, қабатты учаскелер; 3 – саздар, қою сұр, тығыз, кей жерлерде құмды, қабатты учаскелер аргиллит тәрізді, көмірленген өсімдіктермен қалдықтар. Төменгі Юра саздарының үлгілерінде атап айтқанда 5 және 53 ұңғымаларда олардың жасын растайтын спора-тозаң кешені (В.В. Сауэр, К. в. Виноградова және т. б.) табылды.

Тоар қабатының төменгі бөлігі негізінен ашық сұр алевролиттерден және қалыңдығы 3-4 м аспайтын сирек сазды қабаттары бар ұсақ және орташа түйіршікті құмтастардан тұрады. Мұндай литологиялық құрылым алаңның батыс бөлігіне (Карамандыбас, Парсумурун күмбезі, солтүстік – батыс күмбезі) және шығыс бөлігіне (негізгі күмбез) тән. Алаңның солтүстік-орталық бөлігінде (Гумурун күмбезінің солтүстігі) төменгі бөліктің қимасы негізінен құмтастардың бір қабаты бар сазды шөгінділермен ұсынылған.

СИСТЕМА	НЕОГЕН - N	ПАЛЕОГЕН - P	МЕЛОВЫЙ - K				ЮРСКИЙ - J				МАСШТАБ	ЛИТОЛОГИЧ. КОЛОНКА	ТОЛЩИНА	СЕЙСМИЧЕСКИЙ ГОРИЗОНТ	
ОТДЕЛ	МИОЦЕН-Н	ОЛИГОЦЕН - P ₃	ПАЛЕОЦЕН ЗОЦЕН	ВЕРХНИЙ - K ₂	НИЖНИЙ - K ₁	ВЕРХНИЙ - J ₃	СРЕДНИЙ - J ₂			НИЖНИЙ - J ₁					
ЯРУС, НАДЪЯРУС, ПОДЪЯРУС				Сенон+Ту Сенонан K ₂ C рон K ₂ Sn +T	Альбский K ₁ al	Киме Оксфорд J ₃ ^o Келловей J ₂ ^l Батский J ₂ ^{bl} Байосский J ₂ ^b Ааленский J ₂ ^a Геттан J ₁ ⁿ Сине J ₁ ^p Плиис J ₁ ^t Торр J ₁ ^r Сух J ₁ ^s Бах J ₁ ^x I ₁									
СВИТА, ЛИТОПЛАЧКА															

2.1-сурет – Оңтүстік Маңғыстау шөгінді кешенінің үлгілік қимасы

Тоар қабатының төменгі бөлігі негізінен ашық сұр алевролиттерден және қалыңдығы 3-4 м аспайтын сирек сазды қабаттары бар ұсақ және орташа түйіршікті құмтастардан тұрады. Мұндай литологиялық құрылым алаңның батыс бөлігіне (Карамандыбас, Парсумурун күмбезі, солтүстік – батыс күмбезі) және шығыс бөлігіне (негізгі күмбез) тән. Алаңның солтүстік-орталық бөлігінде (Гумурун күмбезінің солтүстігі) төменгі бөліктің қимасы негізінен құмтастардың бір қабаты бар сазды шөгінділермен ұсынылған.

Төменгі Юра қимасының жоғарғы бөлігі негізінен құмтастардың бір қабаты бар шамамен 25 м сазды шөгінділермен ұсынылған. Шығыс бағытта сазды шөгінділер алдымен кен орнының орталық бөлігінде 10 м-ге дейін азаяды, содан кейін қайтадан 20-25 м-ге дейін артады.

Орта бөлім (J_2). Юра жүйесінің орта бөлімі Карамандыбас кен орнында үш деңгей - Аален, Байос және Бат шөгінділерімен ұсынылған.

Алғашқы екі деңгейді (аален, байос) бөлу негізінен Карамандыбас кен орнының қмаларының электрокаротаждық сипаттамаларын Өзен және Жетібай кен орындарының қималарымен салыстыру арқылы жүзеге асырылды.

Шөгінділердің батикалық жасы негізгі үлгілердің микро-фауналық анықтамаларымен расталады.

Аален деңгейі ($J_2 a$). Парсумурун күмбезінің ішінде өнімді болып табылатын XXIV горизонт Аален деңгейіндегі шөгінділерге сәйкес келеді.

Аален деңгейінің төменгі және ортаңғы бөліктерінің литологиялық құрамы сұр құмтастардың ұсақ – түйіршіктен үлкен түйіршікке дейін, гравелиттер мен ұсақ малтатас конгломераттарына ауысуымен сипатталады. Аз қалыңдықты бағынышты қабаттар түрінде қара-сұр түсті әлсіз алевроиттік саздар байқалады.

Қабаты 40-70 м болатын Аален деңгейіндегі қиманың жоғарғы бөлігі негізінен құмтастардың бағынышты қабаттары бар сазды шөгінділерден тұрады. Саздар қою сұр, тығыз, көбінесе саз тәрізді, күйдірілген өсімдік қалдықтары бар. Құмтастар негізінен әртүрлі бекіністерде ұсақ түйіршікті. Кен орнының орталық (Хумурун күмбезі) және шығыс (негізгі күмбезі) аймағында Аален қабатының бұл бөлігі негізінен сазданған (113R, 91R, 14R, 53R ұңғымалары), бұл жағдайда құмтастар Аален қабатының ортаңғы бөлігіндегідей сипаттамаға ие. Кейде жоғарғы бөлігі Парсумурун күмбезінде (130R, 6253R ұңғымалары). Бұл деңгейдегі тау жыныстарының жасы ұңғымаларда Аален споралы-тозаң кешендерінің табылуымен расталады.

Қолда бар ұңғымалардың деректері бойынша Карамандыбас, Өзен және Шығыс Өзен кен орындары шегіндегі Аален шөгінділерінің жалпы қалыңдығы батыс және орталық-солтүстік-шығыс облыстарда азаю үрдісіне ие.

Байос деңгейі ($J_2 bj$). Байос қабатының шөгінділерінің аралығы XXIII-XVI көкжиектерімен шектелген, олар өзеннің бүкіл аумағында мұнай-газбен қаныққан.

Байос шөгінділерінің бөлімі жалпы құмтастардың, алевролиттердің және саз айырмашылықтарының ауысуымен ұсынылған. Оның төменгі бөлігі

негізінен сазды құраммен сипатталады, мезгіл-мезгіл кездесетін массивті құм денелері бар, ал жоғарғы жағында құм мен саз сорттарының шамамен тең қатынасы байқалады. Құмтастар сұр, ашық сұр, ұсақ-түйектен орташа түйіршікке дейін, кейде саздар кездеседі. Алевролиттер сұрдан қою сұрға дейін, тығыз.

Саздар қою сұр, тығыз, кейде өте тығыз, саз тәрізді, көбінесе құмды немесе алевритті. Көбінесе кесіндіде кара сұр, кара күшті саз балшықтарының қабаттары байқалады.

Байос шөгінділерінің литологиялық құрамы алаңда сақталмайды, бұл көбінесе аллювиалды шөгінділермен ұсынылған қиманың төменгі бөлігінде көрінеді. Сонымен, Өзен кен орнының батыс бөлігінде (Парсумурун күмбезі) байосстың төменгі бөлігінде XXII горизонтқа сәйкес келетін қалың (100 м-ге дейін) құмтастар ерекшеленеді. (115R, 59R ұңғ.), ал Гумурун көтерілуінде дәл осы стратиграфиялық интервал негізінен құмтастардың, саздардың және алевролиттердің (14R, 94R ұңғ.). Ұқсас литологиялық алмастырулар басқа төменгі өнімді горизонттарда да кездеседі.

Барлық таужыныс түрлеріне көмірленген өсімдік қалдықтарының, көмірлі заттардың болуы тән, сондай-ақ аз қалыңдықты көмір қабаттары кездеседі. Ярустың жоғарғы бөлігінде фораминифералар ассоциациясы байқалады.

Байос қабатының шөгінділерінің жалпы қалыңдығы қолданыстағы ұңғымаларға сәйкес 485-тен 630 м-ге дейін өзгереді.

Бат деңгейі (J₂ bt). XIV-XV өнімді горизонттар Бат деңгейіне сәйкес келеді.

Бұл қима аралығы әртүрлі қалыңдықтағы құмтас, алевролит және саз қабаттарының салыстырмалы түрде біркелкі ауысуымен ұсынылған. Кейде кара сұр мергельдер мен жұқа көмір қабаттары да байқалады.

Құмтастар сұр, кейде қоңыр реңктері бар, ұсақ және орташа түйіршікті, әр түрлі беріктігі бар, кейде сазды. Алевролиттер сұр, қою сұр, тығыз, құмды, қатты цементтелген. Әдетте тұқымдарда өсімдік қалдықтары болады, кейде фауна кездеседі.

Бат шөгінділерінің жабыны Келловей деңгейіне (XIII горизонттың табаны) жатқызылған, қалыңдығы шамамен 10-15 м болатын жақсы қартайған сазды буданың табанымен жүзеге асырылады. Алайда, бұл шекара шартты болып табылады, өйткені буда шөгінділерінің микрофаунистік/споро-тозандық сипаттамасы екіұшты және оларды Батпен де, Келловеймен де анықтауға мүмкіндік береді.

Бат шөгінділерінің қалыңдығы 114 м-ден 170 м-ге дейін.

Жоғарғы бөлім (J₃). Жоғарғы Юра бөлімі Келловей, Оксфорд және Киммеридж деңгейлерінің шөгінділерімен ұсынылған.

Келловей деңгейі (J₃ cl). Келловей шөгінділері кен орнының бүкіл аумағында мұнайлы болатын XIII өнімді көкжиекпен шектелген.

Негізінен, қима сазды және құмды қабаттардың ауысуымен, қалыңдығы 51 м-ге дейінгі мезгіл-мезгіл кездесетін массивті құмтастармен

ұсынылған, ал олар суб-ендік пен субмеридиондық кеңеюі бар құмды денелерге созылады.

Жоғарыда айтылғандай, Келловейдің түбінде қалыңдығы 10-15 м, сұр, қою сұр, жасыл реңктері бар, тығыз, әр түрлі дәрежеде құмды болатын, кейде карбонатты саздар шоғыры жатыр. Балшықтарда күйдірілген өсімдік қалдықтары мен фауна бар. Туту бөлімінде құмтастар мен сұр, сұр-жасыл мергельдердің аз қалыңдықты (1м-ден аз) қабаттары да кездеседі.

Қарастырылған сазды шөгінділер мергельдер мен саздақтардың сирек қабаттарымен салыстырмалы түрде біркелкі қабаттасқан құмды-алевролитті және сазды жыныстармен қабаттасады. Құмтастар сұр, ашық сұр, кейде жасыл реңктері бар, ұсақ және жұқа түйіршікті, күшті, көбінесе сазды. Алевролиттер сұрдан қою сұрға дейін, қатты цементтелген. Саздар тығыз, құмды, алевролиттерге ұқсас түске ие, кейде жасыл реңк байқалады, көбінесе құмтастар мен алевролиттердің жұқа (1-2 мм) пуфтары болады. Саз балшықтары мен мергельдер сұр, соңғысы көбінесе жасыл реңкпен, күшті. Барлық жыныстарда көмірленген өсімдік қалдықтары бар, кейде саздарда көмірдің жұқа қабаттары байқалады. Құмды және сазды шөгінділерде фауна жиі кездеседі.

Келловейдің қимасы сазды-мергельмен аяқталады. Саздар сұр, жасыл-сұр, алеврит, көбінесе жұқа және жиі алевролит пропластикасына байланысты қабатты, теңіз фаунасын қамтиды. Буданың қалыңдығы 30-40 м.

Келловей шөгінділерінің жалпы қалыңдығы 73 м-ден 120 м-ге дейін өзгереді.

Оксфорд деңгейі (J₃ ox). Керн өте әлсіз сипатталады және ауданда өте жақсы сақталған тау жыныстарының литологиялық құрамы туралы түсінік негізінен электрокаротаждық диаграммаларды талдауға негізделген. Шөгінділердің жасы фораминифер фаунасы бойынша белгіленеді.

Оксфорд деңгейінде төменгі және жоғарғы Оксфорд ішкі ярустарымен ерекшеленеді. Төменгі қабаттың түбінде тығыз сазды-карбонатты жыныстар – мергельдер мен мергель тәрізді саздар картаға түсіріледі, олар қимада жоғары сұр және жасыл-сұр карбонатты саздармен ауысып отырады.

Жоғарғы Оксфорд ішкілік ярусының түбінде мергельдер де басым, олар қимада жоғары, қалың сазды-карбонатты жыныстармен қабаттасады.

Тұтастай алғанда, Жоғарғы Оксфорд ішкілік ярусының шөгінділері төменгі Оксфорд жыныстарымен салыстырғанда жоғары карбонаттылықпен және сәйкесінше аз саздылықпен сипатталады. Оксфорд шөгінділерінің қалыңдығы 182-ден 280 м-ге дейін.

Киммеридж деңгейі (J₃ km). Киммеридж шөгінділері кен орнында ұңғымалар қималарының электрометриялық сипаттамаларын салыстыру арқылы Теңге және Жетібай кен орындарының жыныстарының керндерін іріктеумен сипатталды және сипатталды.

Киммеридж шөгінділерінің қалыңдығы бірліктерден ондаған метрге дейін ауытқиды, максимум 100 м-ге жетеді. Қарастырылып отырған шөгінділердің қуатының айтарлықтай ауытқуы олардың жоғарғы бөліктерінің Юра мен Бор тоғысында эрозиясына байланысты.

Киммеридж шөгінділерінің жабын бөлігіне аймақтық сейсмикалық репер – шағылысатын III горизонт сәйкес келеді.

Бор жүйесі (K). Бор жүйесі негізінен төменгі бөлімнің құмды-сазды шөгінділерімен және жоғарғы бөлімнің сазды-карбонатты түзілімдерімен Карамандыбас, Өзен және Шығыс Өзен кен орындары бөлінісінде ұсынылған. Барлық кешендердің жасы фораминифера ассоциацияларын зерттеу негізінде анықталады.

Төменгі бөлім (K_1). Төменгі бор аймағында валанжин, готеривский, барремский, аптский және альбский деңгейлері ерекшеленеді.

Валанжин ярусы (K_{1v}). Валанжин деңгейіндегі шөгінділер Киммеридждің карбонатты жыныстарында эрозиямен жатыр. Валанжиннің табан бөлігінен алынған үлгілерде қара түсті сазды-карбонатты тау жыныстарының малтатастарының мол қосындылары бар қара сұр әктастар байқалады, олар тоқтаған жерден төмен қарай әктас конгломераттарымен ауыстырылады. Әктастардың ішінде ашық сұр, орташа және ірі түйіршікті, нашар сұрыпталған, ашық сұр, сұр, жұқа және ұсақ түйіршікті, борпылдақ құмтастарға ауысатын құмтастар бар.

Электрокаротаждық диаграммаларды талдау нәтижелері бойынша шөгінділердің құрамында құмтастар мен аз дамыған әктастар басым. Кейде саздар мен мергельдердің аз қалыңдықты қабаттары байқалады.

Валанжин қабатының қалыңдығы 20-дан 60 м-ге дейін өзгереді. көтерілген үлгілерде құмтастар мен аз дамыған әктастар басым. Кейде саздар мен мергельдердің төмен қуатты қабаттары байқалады.

Готерив ярусы ($K_1 h$). Кернді зерттеу және электрокаротаждық диаграммаларды зерттеуге сәйкес, Готерива ярусы зерттелген ауданда саз, мергель, құмтас ауыспалы, саз айырмашылықтары басым.

Саздар қою сұр, тығыз, құмды, көмірленген өсімдік қалдықтары мен нашар сақталған фаунаның қалдықтары өте сирек кездеседі. Мергельдер сұр, тығыз, кейде макрофауналық қалдықтардың көп мөлшері бар. Құмтастар сұр, жасыл-сұр, ұсақ түйіршікті, әр түрлі дәрежеде цементтелген, олар сазды және сазды-карбонатты жыныстар арасында аз қалыңдықты (1 м-ге дейін) күрт бағынышты қабаттар құрайды.

Готеривтік шөгінділердің қалыңдығы 15-тен 45 м-ге дейін.

Баррем деңгейі ($K_1 b$). Баррем қабатының төменгі бөлігінде негізінен жасыл-сұр құмтастар мен алевролиттер жатыр, олар тоқталғаннан кейін біртіндеп түрлі-түсті сазды шөгінділермен ауыстырылады, көбінесе карбонат материалының айтарлықтай қоспасы бар.

Баррем ярусының литологиялық құрамы алаңда сақталмайды және фациалды алмастырулармен сипатталады. Қиманың жоғарғы бөлігінде жасыл-сұр құмтастар мен алевролиттердің қабаттары жиі белгіленеді, ал 5-ұңғымада қиманың бұл бөлігі негізінен құмтастардан тұрады. Жалпы алғанда, Баррем деңгейіндегі қалыңдығы айтарлықтай, оның төменгі және жоғарғы будаларының қалыңдығы тұрақты емес.

Керн сұр түсті құмтастармен ұсынылған, жасыл реңктері бар, ұсақ түйіршікті, нашар сұрыпталған, күшті, пирит кристалдары мен кальцит тамырлары бар. Мұнда қара қоңыр, тығыз саздар да атап өтіледі.

Баррем деңгейінің қалыңдығы 38-ден 80 м-ге дейін өзгереді.

Апталық деңгей (K₁ ap). Аптаның плантарлы бөлігінде фосфориттердің қиыршық тастары мен желвактары бар өте тығыз құмтастар жатыр. Бұл тән жыныстар қара сұр, дерлік қара алеврит саздарымен, әлсіз карбонатты, тығыз, салыстырмалы түрде сирек кездесетін пелеципод сынықтарымен қабаттасады. Бұл буданың қалыңдығы шамамен 20 м.

Апталық қиманың жоғарғы бөлігінде қабаттар түзетін мергельдер мен құмтастар басым, сонымен қатар сазды шөгінділерде септарийлік түйіндер түрінде байқалады. Мергельдер қара сұр, күшті, глауконит және пирит дәндері бар, көбінесе пелеципод қабығының сынықтары бар. Құмтастар жасыл-сұр, сұр, күшті, карбонатты немесе сазды цементі бар ұсақ түйіршікті.

Апталық шөгінділердің қалыңдығы 87-92 м құрайды.

Альба деңгейі (K₁ al). Альба шөгінділерінің төменгі бөлігі құмтастар мен алевролиттердің бағынышты қабаттары бар саздардан тұрады, олар қимада 110-120 м буда құрайды. саздар қара сұр, кейде дерлік қара, алеврит, әдетте жұқа қабатты. Құмтастар сұр, қою сұр, ұсақ түйіршікті, әртүрлі дәрежеде цементтелген.

Қимадан жоғары құмтастар мен алевролиттер басым, ал сазды шөгінділер бағынышты рөл атқарады, олар жиі, бірақ қалыңдығы аз қабаттарды құрайды. Қалыңдығы 150 м-ге дейінгі бұл буда қайтадан саз-алеврит шөгінділерімен жабылады.

Альбаның жоғарғы бөлігінде құмтас түйіндері бар құмдар және көбінесе фосфорит тастары басым.

Альба деңгейінің қалыңдығы 540-тан 600 м-ге дейін.

Жоғарғы бөлім (K₂). Жоғарғы бөлім кен орнында Сеноман, бөлінбеген Коньяк-Турон, Сантон, Кампан, Маастрихт және Дат деңгейлерімен ұсынылған.

Жоғарғы бор қиманың төменгі бөлігі (сеноман, коньяк, кейде туронның түбі) терригенді шөгінділерден тұрады, карбонатты және сазды-карбонатты жыныстар жоғарыда жатыр.

Сеномандық деңгей(K₂ s). Сеноманның табанында әдетте тығыз фосфорланған құмтастар байқалады. Жоғарыда ұсақ түйіршікті құмның жұқа қабаттарымен тығыз қара сұр саздар шоғыры жатыр. Буданың қалыңдығы шамамен 20 м. Сазды шөгінділер қалыңдығы шамамен 35 м болатын саздар мен құмтастардың қабаттарында ауыспалы будамен жабылады, ол қимадан жоғары, негізінен құмтас қабаттары бар құмдармен және аз қалыңдықты саз қабаттарымен ұсынылған будамен ауыстырылады. Бұл буда керннің өте әлсіз шығарылуымен сипатталады, оның үлгілерінде негізінен құмтастар мен көбінесе саздар болады. Сеноман қабатының қимасы құмтастар мен саздардың ауыспалы қабаттарымен жабылған.

Шөгінділердің Сеномандық жасы табылған заттармен расталады: фораминифер.

Таужыныстарының қалыңдығы 109-дан 150 м-ге дейін өзгереді.

Коньяк-Турон қабаты, бөлінбеген ($K_2\text{ sp} + t$). Коньяк-Турон шөгінділері әдетте екі пакетке бөлінеді – төменгі және жоғарғы.

Ерте туроннан басталатын төменгі буда құмдар мен құмтастардан тұрады. Кеш Турон немесе Коньяк-Турон уақытында пайда болған жоғарғы Туту сұр-ақ мергельдерден түзілген.

Қарастырылып отырған шөгінділердің төменгі терригендік бөлігі, әдетте, сеноманның жоғарғы жыныстарына ұқсас, ал қиманың жоғарғы сазды-карбонатты бөлігі өте аз қалыңдықпен сипатталады немесе мүлдем жоқ.

Коньяк-Турон шөгінділерінің болуы негізгі үлгілердің палеонтологиялық зерттеулерімен расталады.

Шөгінділердің қалыңдығы 10-15 м аспайды.

Сантон деңгейі ($K_2\text{ st}$). Сантон деңгейіндегі шөгінділер Турон жыныстарында аз эрозиямен жатыр. Олар негізінен ақ жазу борымен ұсынылған, тек қиманың төменгі бөлігінде сұр-ақ түсті мергельдер басым.

Сантоникалық деңгейдің төменгі шекарасы жоғары кедергісі бар қаптаманың табанында, ал жоғарғы жағы төмен қарсылық мәндері бар қаптаманың жабынында орналасқан. Сантон шөгінділерінен алынған негізгі үлгілерде: *anomalina infracantonica* Balakh және *Anomalina stelligera* (Marie) анықталды, бұл олардың ерте және кеш сантоникалық уақытта пайда болуын көрсетеді.

Сантон деңгейінің қалыңдығы 30-40 м.

Кампан деңгейі ($K_2\text{ sp}$). Кампан деңгейіндегі литологиялық құрамда, сондай-ақ Сантон деңгейінде, негізінен ақ, көбінесе жасыл реңктері бар, жазу боры басым.

Қиманың түбінде мергельдер мен әктастардың жиі төмен қуатты қабаттары байқалады, олардың саны қимадан жоғары қарай табиғи түрде азаяды.

Кампан шөгінділерінің қалыңдығы 40-70 м. шамалы ауытқиды.

Маастрихт деңгейі ($K_2\text{ m}$). Маастрихт қабатының шөгінділері фаунасы күшті сарғыш-ақ әктастардың бағынышты қабаттары бар ақ жазу борымен ұсынылған.

Маастрихт деңгейінің төменгі шекарасы КС қисығында көрінетін қарсылықтардың жоғарылау мәндерімен бекітілген пакеттің табанымен шектеседі. Жоғарғы шекара Дания деңгейінің түбінде орналасқан өте жоғары кедергісі бар пакеттің табанымен шектескен.

Маастрихт шөгінділерінің қалыңдығы 15-20 м-ден 70 м-ге дейін өзгереді.

Дания деңгейі ($K_2\text{ d}$). Негізінен мергельдердің бағынышты қабаттары бар әктастардан тұратын Дат қабаты Маастрихт дәуіріндегі оның астындағы жыныстарда эрозиямен жатыр.

Әктастар ақ, ашық сұр, күшті, кейде Шақпақ тастардың қосындылары бар. Литологиялық тұрғыдан бұл тау жыныстары Маастрихт деңгейіндегі әктастарға ұқсас және соңғысының жоғарғы бөлігі эрозияға ұшыраған

жағдайда, маастрихттің бөлшектенуі және литологиялық белгілері бойынша уақытын анықтау өте қиын болуы мүмкін.

Бірақ тұтастай алғанда, Дат шөгінділері электрокаротаждық диаграммаларда айқын қарсылықтардың күрт артып келе жатқан мәндері бойынша өте айқын бекітілген, бұл қиманың жабын бөлігінде 60-80 Ом*м жетеді.

Дания деңгейінің қалыңдығы 10-30 м аралығында. Қалыңдықтың ауытқуы палеоцен алдындағы эрозияға байланысты болуы мүмкін.

Палеоген жүйесі (P). Кен орнында палеоген шөгінділері бойынша палеоцен-төменгі эоцен, орта эоцен, жоғарғы эоцен және олигоцен шөгінділері оқшауланған.

Палеоцен - төменгі эоцен (P₁-P₂). Бұл шөгінділер орташа бекіністі ақ мергельдермен ұсынылған. Төменгі шекара Данияның жоғары қарсылықтағы әктас қорапшасының шатырында айқын соғылады. Жоғарғы шекара палеоцен-төменгі эоцен және орта эоцен шөгінділерінің литологиялық және электрометриялық сипаттамаларының үлкен ұқсастығына байланысты өте шартты түрде жүргізіледі.

Палеоцен-төменгі эоцен шөгінділерінің қалыңдығы 15-18 м құрайды.

Орташа эоцен (P₂²). Орташа эоцен шөгінділері Чат формациясына біріктіріледі. Чат формациясы нашар сипатталған, ал үлгілерді палеонтологиялық зерттеу жүргізілген жоқ. Құрылымдық-іздеу ұңғымаларынан көтерілген керн ақ мергельдермен ұсынылған. Электрометриялық сипаттамаға сүйене отырып, Чат формациясы екі бөліктен тұрады. Формацияның төменгі бөлігі сазды-Мергель жыныстарымен ұсынылған.

Формацияның жоғарғы бөлігінде негізінен мергель қабаттары бар әктастар дамыған сияқты.

Орташа эоцен шөгінділерінің қалыңдығы 20-22 м құрайды.

Жоғарғы эоцен (P₂³). Негізгі шөгінділердегі жоғарғы эоцен шөгінділері эрозиямен жатыр. Құрылымның оңтүстік қанатында олар орта эоцендік шөгінділермен қапталған, ал құрылымның басқа бөліктерінде олар тікелей Дат әктастарында жатыр.

Жоғарғы эоценде аманкизилит, шорим және Адай формациялары ерекшеленеді. Төменгі, аманкизилиттік және жоғарғы, Адай формациялары негізінен түрлі реңктері бар жеңіл мергельдермен бүктелген, ал Адай формациясының қимасында әктас қабаттары бар. Шорим шеңбері негізінен қоңыр, тығыз саздардан тұрады, балық таразыларының қосындылары бар.

Жоғарғы эоценнің жалпы қалыңдығы 28-ден 43 м-ге дейін ауытқиды, бұл тербеліс негізінен Адай формациясының қалыңдығының тұрақсыздығына байланысты.

Олигоцен (P₃). Олигоцендік шөгінділер кейбір эрозиямен Адай формациясының шөгінділерінде жатыр. Құрылымдық-іздеу ұңғымаларынан көтерілген кернге қарағанда, олар толығымен дерлік қара-жасыл саздармен, жасыл реңктері бар Қою сұр, тығыз, әдетте майлы, қабатты, балық қалдықтарымен қапталған. Электрометриялық сипаттамаға сүйене отырып,

олигоцен бөлімінде мергель қабаттары бар. Литологиялық құрамы мен стратиграфиялық жағдайы бойынша бұл шөгінділер Майкоп сериясына жатады.

Олигоцен шөгінділерінің қалыңдығы алғашқы метрден 80 м-ге дейін.

Неоген жүйесі (N). Неоген жүйесі зерттелген аймақта өзінің төменгі бөлімімен ұсынылған – миоцен, оның құрамында орта миоценнің Тортон қабаты және жоғарғы миоценнің Сармат қабаты ерекшеленеді.

Орташа миоцен. Тортон қабаты (N_2^1). Тортон қабатының шөгінділері айқын эрозиямен және бұрыштық келіспеушілікпен палеоген мен жоғарғы бордың әртүрлі горизонттарында, Кампан деңгейіне дейін жатыр. Олар негізінен құрылымдық-іздеу ұңғымаларындағы кернмен толық сипатталған саздар мен құмтастардың аз қалыңдықты қабаттары бар мергельдер мен әктастардан тұрады.

Мергельдер көкшіл-сұр, күшті, тұқымдарда көбінесе фаунаың қалдықтары болады. Әктастар жасыл-сұр, күшті, фаунасы мол, кейде қабыққа айналады. Саздар ашық және жасыл-сұр, тығыз, кейде фаунасы бар.

Тортон қабатының қалыңдығы 7-ден 20 м-ге дейін өзгереді.

Жоғарғы миоцен. Сармат деңгейі (N_3^1). Сармат деңгейіндегі шөгінділер тортон жыныстарында аздап жыртылған. Төменгі бөлігінде деңгей негізінен тығыз, ашық-жасыл және көкшіл-сұр, күшті мергельдерден тұрады, олар оолит, пелитоморфты және қабықшалы әктастармен, ақ, ашық сұр сарғыш және саз қабаттарымен ауысады. Деңгейдің ортаңғы бөлігі ұқсас түсті мергельдердің бағынышты қабаттары бар қара және жасыл - сұр, тығыз саздардан тұрады. Сармат қабатының жоғарғы бөлігінде негізінен қабықша әктастар ерекшеленеді.

Сармат шөгінділерінің қалыңдығы шамамен 80 м құрайды.

Төрттік жүйе (Q). Төрттік шөгінділер кен орнында қалыңдығы бірнеше ондаған сантиметрден аспайтын саздақтардың немесе құмды саздардың жұқа қабатымен, сондай-ақ өте жұқа топырақ қабатымен ұсынылған.

Депрессиялар мен олардың жартастарында Төрттік шөгінділердің коллювиалды, элювиалды және иллювиалды түрлері дамыған. Кейбір жағдайларда, төрттік формациялар тік ойпаттардың құлауының өнімі болған кезде, олардың қалыңдығы бірнеше метрге, тіпті ондаған метрге жетуі мүмкін. Негізінен үстірттерде де, ойпаттарда да ол бірнеше ондаған см-ден аспайды.

2.3 Тектоника

Аймақ бойынша бүктелген метаморфты Герцин іргетасы, жоғарғы Пермь-Триас өтпелі кешені және Юра-Кайнозой платформасының жабыны ерекшеленеді. Соңғысында екі құрылымдық деңгей ерекшеленеді: Юра-төменгі Миоцен және орта Миоцен-Төрттік кезең.

тектоникалық сызығы бөлінеді: Теңге-тасболат, Жетібай және Өзен-Қарамандыбас.

Қарамандыбас құрылымы соңғы сызықпен кеңістікте байланысты, ол қазіргі уақытта тәуелсіз тектоникалық бірлік ретінде қарастырылады БСБ – ШОШ бағытына бағытталған екі күмбезді жергілікті көтерілу. Қазіргі жоспарда неокомның табаны бойынша контурдағы осы сызықты ұзартылған антиклинальды қатпардың өлшемдері 930 м изогиптер ұзын ось бойынша 12,5 км, қысқа – 3,5 км құрайды.

Құрылымның осі екі күмбезді құрайды – 13 және 7 ұңғымалар аймағындағы Батыс, ал Шығыс-3 және 5 ұңғымалар аймағында.

Қарамандыбас антиклиналы, Жетібай-Өзен антиклинальды аймағының бірқатар басқа жергілікті құрылымдары сияқты, периклинальды асимметриямен сипатталады. Оның батыс периклиналы Шығысқа қарағанда ұзартылған және едәуір тар. Шығыс және Батыс күмбездерінің конфигурациясы да әртүрлі. Ұқсас эллипсоидты формада эллипстің ұзын осьтерінің қысқа осьтерге қатынасы әртүрлі. Сонымен, изогипс- 850м контурындағы Валанжин қабатының табаны бойынша бұл қатынас құрылымның шығыс бөлігінде 2,2:1, батыста – 4,2:1 құрайды.

Қарамандыбас құрылымы сонымен қатар Оңтүстік Қанатпен салыстырғанда Солтүстік Қанаттың тік сүңгуінде көрсетілген қанаттардың асимметриясымен сипатталады. Сонымен қатар, Батыс күмбезде асимметрия Шығысқа қарағанда күшті көрінеді.

Қарамандыбас алаңындағы алдыңғы зерттеушілердің жұмыстары батск, валанжин және Турон шөгінділерінің табандары бойынша салынған құрылымдық жоспарлардың сәйкестігін анықтады. Алайда, Қарамандыбас антиклинальды қатпарының қанаттарының тіктігі және сәйкесінше оның амплитудасы тереңдікке қарай артады.

Сейсмикалық мәліметтер бойынша III шағылысатын горизонт бойынша көтерілу амплитудасы шамамен 75 м құрайды. терең горизонттар бойынша ол 100 м-ден едәуір асады.

Жоғарыда айтылғандай, қазіргі құрылымдық жағынан Қарамандыбас құрылымы дербес тектоникалық бірлік ретінде ерекшеленеді. Алайда, бірқатар авторлар, атап айтқанда С. Е. Чакабаев Қарамандыбас көтерілімінің генетикалық жағынан да, құрылымдық жағынан да Өзендік қатпармен тығыз байланысын атап көрсетеді, сондай-ақ осы құрылымдардың қалыптасуының палеотектоникалық процестерінің ортақтығын көрсетеді. С. Е. Чакабаев өз жұмысында Өзен-Қарамандыбас антиклиналы деп аталатын екі құрылымды біріктіреді.

Дегенмен, қарастырылып отырған көтерілістердің окшаулануы қиманың өнімді бөлігінің мұнай-газбен қанығуының әртүрлі жағдайларында көрінеді.

Қарамандыбас және өзен құрылымдарының күрделі артикуляциясы алдыңғы жұмыстармен жеткілікті зерттелмеген.

Бұл құрылымдар 181R ұңғыманың сол жағында жүргізілетін тектоникалық бұзылулармен шектеледі. бат шөгінділерінің табанындағы

ағызу амплитудасы аз және 10-12 метрді құрайды, Валанжин қабатының табанынан жоғары, ақау енді көрінбейді және Карамандыбас пен Өзен құрылымдарының артикуляциясы рельефте әлсіз анықталған иілу арқылы жүзеге асырылады. Алайда, бұл бұзылым Карамандыбас және Өзен құрылымдарындағы су-мұнай байланыстарының белгілерін салыстыру кезінде жақсы анықталады. 13 өнімді горизонт бойынша бұл айырмашылық шамалы-шамамен 4-5 метр, бірақ 14 горизонт бойынша СМК белгілеріндегі айырмашылық 37-48 метрді құрайды.

Құрылымдық құрылыстардың нәтижелері бойынша Карамандыбас құрылымы XIII өнімді горизонттың жабыны бойынша солтүстік-батыс бөлігінде ұзын құрылымдық мұрынмен күрделенген бір күмбезді брахиантуклинальды қатпар болып табылады. Конверт изогипсіндегі бүктеменің өлшемдері – 1070м 3,6х2,2 км, ал оның амплитудасы 40 м жетеді.

Неокомның табанындағы өзен-Карамандыбас құрылымының мөлшері жабық изогипс бойынша (-900 м) 45х10 км құрайды, амплитудасы 270 м-ге дейін. қатпардың Солтүстік қанатындағы құлау бұрыштары орта есеппен 30 құрайды, оңтүстігінде олар 5-60-қа жетеді. Құрылым бірқатар жергілікті көтерілулермен күрделене түседі, олардың контрастылығы Юраның төменгі горизонттарында максималды болады. Бұл Шығыс өзен құрылымдық мұрын, негізгі күмбез, Гумурун және Батыс гумурун күмбездері, солтүстік-батыс күмбезі, Парсумурун және Шығыс Парсумурун күмбездері және бірқатар кішігірім құрылымдар. Аталған құрылымдардың кейбір сипаттамалары (өлшемдері, амплитудасы) Рабинович пен Досмұхамбетовтың жұмысында бар, бірақ есеп беру жұмыстары осы деректерді нақтылап, нақтылағанын ескере отырып, оларды осында келтірген жөн емес.

2D бұрғылау және сейсмикалық материалдарға сүйене отырып, ауданның алдыңғы зерттеушілері Юра кешенінде бірқатар тектоникалық бұзылуларды анықтады. Олар негізгі күмбезді кесіп өтетін және жоғарғы-орта Юра күшінің өзгеруіне байланысты жасалған бұзушылықты ең сенімді деп тапты. Бұл солтүстік-батыс кеңеюінің субвертикальды төгілуі, SLE. 517-668-219, Батыс қанатының шамамен 36 м төмендеуімен, сонымен қатар, екі бұзушылық бір жастағы қабаттар бойынша ұңғымаларды сынау деректері негізінде қабылданады. Солтүстік-батыс күмбез ауданындағы бұзушылық (амплитудасы шамамен 10 м, Батыс блогы төмен түсірілген солтүстік-шығыс бағытындағы субвертикальды төгу) ЕАВ-тағы XIX қабат коллекторларының сәйкес келмеуімен негізделеді. 126-901-900-905 ұңғымаларынды, мұнда алғашқы екі ұңғымада мұнай, ал соңғы ұңғымаларда су жоғары деңгейде алынады. Сол сияқты, Гумурун күмбезі мен 82R және 87R ұңғымалары аймағындағы негізгі күмбез арасында амплитудасы 10-15 м болатын субмеридиондық бұзылыстың болуы негізделеді.

Рабиновичтің және басқалардың 1970 жылдардағы еңбектерінде Юра мен Триастың құрылымдық жоспарларының сәйкес келмеуі анықталды, негізінен бұрғылау деректері бойынша.

2.4 Өзен кен орнының мұнайгаздылығы

Негізгі өнімді қалыңдық негізгі қорлары бар алты қабаттан (XIII-XVIII) тұрады. Бұдан басқа, бөліністе XIX-XXIV өнімді қабаттар анықталды, олар бойынша өндіру Хумурун, Парсумурун және Солтүстік-Батыс күмбездерінен жүргізіледі.

Ұңғымалармен ашылған өнімді қалыңдық орта Юраның Аален деңгейінен жоғарғы Юраның келловей деңгейіне дейінгі геологиялық бөліну интервалына сәйкес келеді. Литологиялық өнімді шөгінділер құмтастармен, алевролиттермен және саздармен біркелкі емес қабаттасады. Осы жыныстардан пайда болған қабаттар мен будалардың қалыңдығы 1 метрден бірнеше ондаған метрге дейін өзгереді.

Төменгі бор шөгінділерінде стратиграфиялық тұрғыдан Турон (I горизонт), сеноман (II), Альба (III-XI) және неоком (XII) шөгінділерімен шектелген 12 газды горизонт анықталды. Литологиялық ерекшеліктері бойынша бұл шөгінділер екі кешенге бөлінеді: жоғарғы терригендік (II-XI горизонттар) және төменгі терригендік-карбонатты (XII горизонт). Газды қалыңдықты құрайтын шөгінділердің жалпы қалыңдығы 720 м-ге жетеді, ал өндірістік қорлар II-VI, VIII, X – XII горизонттарында, ал көп бөлігі төменгі төртеуінде шоғырланған.

Өзен кен орнындағы қиманың Юра бөлігінде 13 өнімді көкжиек бөлінеді. Горизонттардың әрқайсысы үшін газ – мұнай - су сұйықтықтарын таратудың өзіндік жергілікті жүйесі орнатылған, олардың газ-су-мұнай деңгейлері бар, бұл әр горизонттың шөгінділерінде жеке кен орнын орналастыруды көрсетуі мүмкін. Өнімді горизонттардың қалыңдығы 20-дан 175 метрге дейін және одан да көп метрге өзгереді, ал оларды бөлетін сазды будалар 2-ден 60 м-ге дейін. Горизонттар алаңда жақсы сақталған, бірақ жеке учаскелер шегінде шөгінділердің литологиялық-фациялық өзгерістері байқалады. Мұнай-газдың жоғарғы қабатында (XIII-XVIII қабаттар) барлық кен орындары қабаттық қоймалар, төменгі қабатта (XIX-XXV горизонттар) көбінесе қабаттық қоймалар, бірақ кейде массивті, газ және мұнай – газ. Жоғарғы қабаттың көкжиектерінің тереңдігі 1050-1450 м, қабат қысымы 113-124 атм., температура 63-тен 74 градусқа дейін. Төменгі қабат үшін жату тереңдігі 1450-ден 1880 м-ге дейінгі аралықта ауытқиды.

Кен орнының коллекторлары кеуекті, құмтастар мен алевролиттермен ұсынылған. Газды горизонттардың ашық кеуектілігі 26.8-30.6%, өткізгіштігі 0.2-0.4 мкм². Юра қалыңдығында ең жоғары кеуектілік (26.5%) және өткізгіштік (0.523 мкм²) XIII көкжиекте (келловей қабаты) белгіленген. Қалған горизонттарда кеуектілік 18-25%, өткізгіштігі 0.02-0.03 мкм². Коллекторлардың тиімді қалыңдығы кең шектерде өзгереді: газға қаныққан қалыңдығы 14-27 м болатын төменгі бордың газ кен орындарында 4-тен 30 м-ге дейін, Юра горизонттарында 2.6-дан 167 м-ге дейін, мұнайға қаныққан қалыңдығы 1-ден 20 м-ге дейін.

Төменгі Юра қабаттарының өнімділігі салыстырмалы түрде нашар зерттелген. Қазіргі уақытта ең төменгі дамыған қабаттар: негізгі күмбезде - XVIII қабат (төменде негізінен газ кен орындары локализацияланған), Гумурунда - XXIII қабат, Солтүстік-Батыс күмбезде – XXI қабат,

Парсумурунда - XXIV қабат. Екінші ретті құрылымдарда (мысалы, Тлемисс күмбезі) төменгі Юра қабаттары әлі сыналған жоқ.

Қиманың осы бөлігінің негізгі көтерілу перспективалары мен ресурстарына (Парсумурун, Гумурун, негізгі және Солтүстік-Батыс күмбездер) ең негізделген және толық бағалау ҚазҒЗЖИмұнай (1979) есебінде келтірілген. Атап айтқанда, XXIV қабат (Парсумурун көтерілісі), XXIII қабат (Гумурун күмбезі және негізгі күмбез), XXII қабат (Парсумурун, Гумурун, негізгі күмбез), XXI қабат (барлық төрт негізгі құрылым) бойынша кен орындары оқшауланған және сипатталған.

XXI ғасырдың басында кен орнынан 282 млн. тонна мұнай және 5166 млн. м³ газ алынды. Алынатын қалдық қорлар 205 млн. тонна мұнай мен 4078 млн. м³ газды құрайды [1], [2].

Кен орны 50 жылдан астам уақыт бойы игеріліп келеді және Юра мен триастың терең горизонттары бойынша қорларды ұлғайтуды, сондай - ақ жоғарғы және орта Юра қабаттары бойынша ағымдағы қорларды қайта бағалауды қажет етеді. Осы мақсатта 113R, 116R, 117R, 120R, 1R_TR, 2R_TR терең барлау ұңғымалары бұрғыланды. Триас құмтастары мен әктастарды сынау нәтижесінде мұнай мен газдың әлсіз ағындары пайда болды, олар сол кездегі ең озық технологияларды қолданғанына қарамастан, өнеркәсіптік шамаларға еш жерде жете алмады. Бұл ретте кәсіптік-геофизикалық зерттеулер (КГЗ) төменгі триас коллекторларының төмен ФЕС туралы болжамдарын растады.

Жұмыс алаңындағы терең сейсмикалық жағдайлар сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу үшін өте қиын деп бағаланады, бірақ бұл шөгінді қабаттың бүкіл қалыңдығын, Юраға дейінгі шөгінділердің бетінен жоғарғы борларға дейін зерттеуге мүмкіндік береді.

Геологиялық бөлімнің зерттелетін уақыт аралығында әртүрлі дәрежеде динамикалық түрде көрсетілген бірқатар тірек шағылыстыратын горизонттар (V_3, V_1, XIII, G, III, III_1) ерекшеленеді және бақыланады. Бұл горизонттар ірі сейсмостратиграфиялық кешендердің бөлім беттерімен шектелген: V1-Юраға дейінгі негіздің бұлыңғыр беті, XIII-келловей қабатының табаны, G - Оксфорд қабатының табаны, III - Валанжин қабатының табаны, III_1 - Апталық деңгейдің табаны.

V_3 көкжиегі төменгі Триас пен жоғарғы Триас шөгінділерінің шекарасында ерекшеленеді.

Терең жағдайлардың күрделілігі мақсатты өнімді қабаттардың көпшілігімен байланысты шағылысатын горизонттардың әлсіз динамикалық ауырлығында жатыр, бұл оларды оқшаулау мен бақылауды едәуір қиындатады. Сонымен қатар, терең жағдайлардың күрделілігі тектоникалық бұзылулардың болуымен және кейбір жағдайларда толқын өрісінің елеулі асқынуларымен сипатталатын өнімді орта-жоғарғы Юра қалыңдығында фациальды алмастыру аймақтарымен анықталады.

Қиманың жылдамдық сипаттамасы 6253 және 6520 ұңғымалардағы ЖСП деректері бойынша, сондай-ақ сейсмограммаларды жылдамдықпен талдау нәтижелері бойынша айқындалды.

2.5 Сейсмологиялық сипаттамасы

Қиманың жоғарғы бөлігіндегі жер үсті сейсмогеологиялық жағдайларының күрделілігі (ТЖК) күндізгі бетінің рельефінің морфологиясымен, ТЖК литологиясымен және ТЖК және ТЖК қуаттарының өзгеруімен анықталады.

Күндізгі беттің рельефі сейсмикалық тербелістердің жарылғыш қозуы үшін өте қолайсыз жыралар мен шұңқырлар желісімен қатты кесілген.

Сонымен қатар, сармат жасындағы борпылдақ жыныстардың жоғарғы бөлігінің шөгінділерінің болуы, сондай – ақ Төрттік кезеңдегі түзілімдер арасындағы борпылдақ жыныстарының күрт ыдырау аймақтары толқын өрісінің көрінісін күрт бұрмалайды.

Жұмыс алаңындағы терең сейсмикалық жағдайлар сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу үшін өте қиын деп бағаланады, бірақ бұл шөгінді қабаттың бүкіл қалыңдығын, Юраға дейінгі шөгінділердің бетінен жоғарғы Борлаға дейін зерттеуге мүмкіндік береді.

Геологиялық бөлімнің зерттелетін уақыт аралығында әртүрлі дәрежеде динамикалық түрде көрсетілген бірқатар тірек шағылыстыратын горизонттар (V_3, V_1, XIII, G, III, III_1) ерекшеленеді және бақыланады. Бұл горизонттар ірі сейсмостратиграфиялық кешендердің бөлім беттерімен шектелген: V1-Юраға дейінгі негіздің шайылған беті, XIII-келловей қабатының табаны, G-Оксфорд қабатының табаны, III-валанжин қабатының табаны, III_1 - апталық деңгейдің табаны.

V_3 көкжиегі төменгі Триас пен жоғарғы Триас шөгінділерінің шекарасында ерекшеленеді.

Терең жағдайлардың күрделілігі мақсатты өнімді қабаттардың көпшілігімен байланысты шағылысатын горизонттардың әлсіз динамикалық ауырлығында жатыр, бұл оларды оқшаулау мен бақылауды едәуір қиындатады.

Сонымен қатар, терең жағдайлардың күрделілігі тектоникалық бұзылулардың болуымен және өнімді жағдайда фацналды алмастыру аймақтарымен анықталады

Кейбір жағдайларда толқын өрісінің елеулі асқынуларымен сипатталатын орта-жоғарғы Юра қалыңдығы.

Қиманың жылдамдық сипаттамасы 6253 және 6520 ұңғымалардағы ЖСП деректері бойынша, сондай-ақ сейсмограммаларды жылдам талдау нәтижелері бойынша айқындалған [1], [2].

2.6 Өнімді қабаттар коллекторларының физика-литологиялық сипаттамасы

1965 жылғы қорларды есептегеннен кейін петрофизикалық ақпарат көлемі шамалы өсті. Үлгілердің ең көп саны XIII, XIV, XV, XVI және XVII горизонттарына тиесілі. Төменгі горизонттардың (XVIII-XXV) керннің жарықтандырылуы мен зерттелуі өте төмен.

Негізгі сүзу-сыйымдылық параметрлерін анықтау стандартты аппаратурада, 1965 жылғы типтік әдістеме бойынша жүргізілді және тиісті әдебиеттерде егжей-тегжейлі сипатталған.

Негізгі қасиеттерді анықтаудың келесі әдістері қолданылды:

Жалпы кеуектілік коэффициенті белгілі тау жыныстарының (δ) меншікті салмағымен Мельчер әдісімен анықталды ($\delta_{об}$) және дәндер ($\delta_{мин}$), бұл ретте:

$\delta_{об}$ - көлемдік тығыздық парафиндеу әдісімен анықталды

$\delta_{мин}$ - минералогиялық тығыздық-пикнометриялық әдіс;

Ашық кеуектілік коэффициенті трансформациялық әдіспен анықталды (сұйықтықтың қанығуы).

Абсолютті өткізгіштік коэффициенті Г-5 аппаратында анықталды. Үлгілер қабаттасуға параллель бұрғыланды. Дегенмен, диаметр әрқашан үлгілерді осылай тартуға мүмкіндік бермеді, сондықтан анықтамалардың бір бөлігі перпендикуляр үлгілерде орындалады.

Карбонаттылық Кларк аппаратында анықталды.

Фракциялық құрамы саз бөлшектерін майлау әдісімен анықталды, содан кейін електерге кептірілгеннен кейін кептірілген қалдықтарды шашыратады.

Мұнай мен судың қалдық қанықтылығы LP - 4 (Заха аппараты) аппаратында анықталды.

Шығыс Өзен, Өзен және Карамандыбас алаңдарындағы Юра өнімділік кешені көптеген ұқсас белгілерге ие және сазды-карбонатты және карбонатты жыныстардың бағынышты мәні бар құмды-алевритті және сазды қабаттардың біркелкі емес ауысуының қалың қалыңдығы болып табылады. Көмірдің төмен қуатты линзалық қабаттары, күйдірілген өсімдік детриті, сидерит пен пириттің қосындылары бар.

Құрамында мұнай мен газ бар коллекторлар полимиктикалық құмтастармен, негізінен ұсақ түйіршікті және алевролиттермен ұсынылған. Негізгі тау жыныстарын құрайтын минералдар – кварц, дала шпаттары және тау жыныстарының қалдықтары-эффузивті, кремнийлі, сазды. XIII-XIV горизонттардың минералогиялық құрамы тау жыныстарын құрайтын минералдардың келесі қатынасымен сипатталады (орта есеппен): кварц – 24,4%, дала шпаттары – 24,0%, тау жыныстарының сынықтары -51,6%. Төменгі өнімді горизонттардың заттық құрамы XIII-XIV горизонттардың коллекторларының құрамына жақын, бірақ Юра өнімділігінің төменгі жағында кварц дәндерінің мөлшері едәуір артады.

Құмтастар полимиктикалық, ұсақ және орташа түйіршікті, қиманың төменгі бөлігінде ірі түйіршікті айырмашылықтар бар. Құмтастардың карбонаттылығы төмен. Төмен қарай карбонаттылық төмендейді, бірақ жеке қабаттарда карбонаттылық жоғарылайды, бұл микрофаунаның көптігімен түсіндіріледі. Құмтастардың құрамына кварц, дала шпаттары және қоқыс материалы кіреді. Соңғысы көбінесе 50% - дан асады, кейде 70-75% жетеді. Кварц пен дала шпаттары шамамен бірдей мөлшерде кездеседі және шамамен 45% құрайды, 50% - дан аспайды.

Құмтастардағы цементтің құрамы әртүрлі, көбінесе аралас, кварц-регенеративті және карбонатты. Өнімді қалыңдықтың көп бөлігінде цементтеу материалының негізі сазды-хлорит, сазды-карбонатты және сазды-кремнийлі цементтерді құрайтын саздар болып табылады.

Коллекторларда әдетте кеуекті, контактілі және бағынышты базальт типті цемент болады.

Алевролиттер құрамы бойынша құмтастардан еш айырмашылығы жоқ, бірақ жалпы алғанда олардың саздылығы мен карбонаттылығы құм айырмашылықтарымен салыстырғанда артады. Алевролиттер Слюда тәрізді, тығыз, көбінесе қара сұр Слюда сазының жұқа қабаттары бар, соның арқасында олар қабатты алады.

Өнімді горизонттардың коллекторлық жыныстарының ерекшелігі-жоғары саздылық. Бұл жыныстардағы сазды материалдың мөлшері стандартты гранулометриялық талдауға қарағанда едәуір жоғары. Дала шпаттарының, слюдалардың және басқа да оңай бұзылатын минералдардың ұсақ түйіршікті бөлшектері айтарлықтай үлес қосады. Полимикт жыныстарына тән-дала шпаттарының дәндерінің каолинитке және басқа сазды минералдарға айналуымен ішінара немесе толық өзгеруі. Бұл жағдайда тоттанған дәндерді құрайтын саз материалы әртүрлі физикалық қасиеттерге әсер етеді-қалдық судың құрамына, адсорбциялық қабілетіне, меншікті кедергісіне, диффузиялық белсенділігіне, беткі өткізгіштігіне. Алайда, қайталама глинизация тау жыныстарының сазды цементімен салыстырғанда коллекторлық қасиеттерге – кеуектілік пен өткізгіштікке айтарлықтай аз дәрежеде әсер етеді. Сонымен қатар, механизация кезінде саздың жоғарылауы тұрақсыз дәндердің тозуы арқылы ғана емес, сонымен қатар коллекторлардың микро қабаттасуына қатысатын саздар арқылы да болады.

Тау жыныстарының саздылығы жоғарғы горизонттардан төменгі горизонттарға дейін табиғи түрде төмендейді: XIII-де 28,57% - дан XVIII горизонтта 21,6% - ға дейін. Саздың жоғарыдан төмен қарай төмендеу тенденциясы мұнай-газдың төменгі қабатында да байқалады (XIX горизонттағы 28,44% - дан 18,77-XXIV-ге дейін) 1-бөлім, 2-бөлім.

Коллекторларды оқшаулау және тиімді қалыңдықтарды анықтау ҰҒЗ деректері мен зертханалық зерттеулерді кешенді қолдану арқылы жүзеге асырылады.

Шығыс Өзен, Өзен және Карамандыбас алаңының өнімді бөлімі терригендік типке жатады және сазды-карбонатты, карбонатты жыныстардың бағынышты мәні бар құмтастардың, алевролиттер мен

саздардың ауысуымен, көмірдің төмен қуатты линза тәрізді қабаттарының болуымен ұсынылған. Зерттелетін бөлімдегі мұнай мен газ коллекторлары құмтастар, алевро құмтастар және алевролиттер болып табылады.

Балшықтар мен саздар өздігінен поляризация мен гамма-өріс әдістерінің максималды көрсеткіштері, микрозондтардың минималды көрсеткіштері, бүйірлік және нейтрондық әдістер, кавернограммалардағы ұңғыманың диаметрін ұлғайту бойынша ерекшеленді.

Тығыз қабаттар микрозондтардың максималды көрсеткіштерімен, бүйірлік және нейтрондық әдістермен және табиғи гамма-сәулелік өрісте минимуммен ерекшеленді.

Көмірлер нейтрондық және табиғи гамма өрісінің минималды мәндерімен және бүйірлік әдістің жоғары көрсеткіштерімен сипатталады.

Юра шөгінділеріндегі коллекторларды оқшаулау терригендік кесу үшін кең таралған тікелей сапалық және жанама сандық белгілер бойынша геофизикалық әдістер кешені бойынша жүргізілді:

- Табиғи электр өрісінің теріс аномалиясы;
- Су шаю сұйықтығын қабатқа сүзу кезінде саз қабығының пайда болуына байланысты ұңғыманың диаметрін номиналды мөлшерге қатысты азайту;
- Әр түрлі зерттеу радиусы бар электр әдістерінің деректері бойынша электр кедергісінің радиалды градиентінің болуы (микроб-бүйірлік каротаж, бүйірлік каротаж);
- Коллекторларға қарсы микрозондтардағы көрсеткіштердің оң өсуі;
- Таужыныс негізгі таужыныстарға қатысты табиғи радиоактивтіліктің төмендеуі;
- g негізгі жыныстарға қатысты қайталама гамма-белсенділік мәндерінің жоғарылауы [1], [2].

3 Мұнай-газ кен орындарын игеруді және оларды тағайындауды бақылаудың геофизикалық әдістері

3.1 Тереңдік белгілерін анықтау әдістері (литология және ілінісу орны)

Интегралды гамма-каротаж. Әдіс өлшенетін параметрлерді тереңдікке байланыстыру тапсырмасын орындайды.

Гамма-каротаж келесі мәселелерді шешу үшін қолданылады:

- Ұңғымалар бөлімдерінде гамма-белсенділігінің жоғарылауымен немесе төмендеуімен ерекшеленетін пайдалы қазбалардың орналасуын бөлу;
- Шөгінді жыныстардың литологиялық бөлінуі және корреляциясы;
- Коллекторларды бөлу;
- Таужыныстарының саздығын бағалау;
- Радиоактивті шикізатты жаппай іздеу;
- Орнатылған ұңғымаларда – мұнайды суменғыстыру процесінде пайда болатын радиогеохимиялық ауытқуларды анықтау үшін;
- Ашық және отырғызылған магистральдағы барлық ҰҒЗ түрлерінің тереңдігі бойынша байланыстыру.

Гамма-каротаж кез келген шаю сұйықтығымен немесе газбен толтырылған барлық отырғызылмаған және отырғызылған ұңғымаларда орындалады [3].

Әдістің физикалық негіздері. Интегралды гамма-каротаж тау жыныстарының табиғи гамма-сәулеленуін өлшеуге негізделген. Өлшенетін шама - минутына импульстармен санау жылдамдығы (имп/мин). Негізгі есептік шама - сағатына микрорентгендердегі экспозициялық дозаның қуаты (МЭД, мкР\сағ)[3], [4].

Аппаратура. ГК өлшеу қондырғысы гамма-кванттық детектордан(лардан) және электронды Схемадан тұрады. Жазу нүктесі детектордың ортасы [3].

Зонд (модуль) тәуелсіз құрал ретінде қолданылады немесе бірнеше ҰҒЗ әдістерін жүзеге асыратын кешенді құрылғылардың құрамына кіреді. АК кешені басқа модульдермен шектеусіз кешенделеді.

Муфталардың электромагниттік орналасуы. Әдіс ҰҒЗ материалдарын тереңдікке өзара байланыстыру мақсатында корпусның муфталық қосылыстарының орнын анықтауға арналған.

Муфталардың электромагниттік орналасу әдісі қолданылады:

- Корпусның муфталық қосылыстарының ережелерін анықтау;
- Бекітілген бұрғылау құбырларының құлыптау қосылыстарының орнын белгілеу үшін;
- Басқа аспаптардың көрсеткіштерін муфталардың жағдайына дәл байланыстыру;
- Бірнеше аспаптардың көрсеткіштерін өзара байланыстыру;
- Сорғы-компрессорлық құбырлардың түсу тереңдігін нақтылау;

- Ұңғыманың нақты түбін анықтау;
- Қолайлы жағдайларда-перфорация аралығын анықтау және корпустық бағаналардың бұзылу (жыртылу, жарықтар) орындарын анықтау үшін [3], [4].

Әдістің физикалық негіздері. Муфталардың (ЛМ) электромагниттік орналасу әдісі бұрғылау құбырларының, корпустың және сорғы-компрессорлық құбырлардың магниттік өткізгіштігінің өзгеруін олардың тұтастығының бұзылуына байланысты тіркеуге негізделген [3], [4].

Аппаратура. Муфталар локаторының детекторы (сенсоры) - бұл дифференциалды магниттік жүйе, ол көп қабатты катушкадан және катушкада және оның айналасында тұрақты магнит өрісін тудыратын екі тұрақты магниттен тұрады. Локаторды баған бойымен жылжыту кезінде құбырлардың тұтастығы бұзылған жерлерде магнит ағынының қайта бөлінуі және өлшеу катушкасында ЭҚК индукциясы жүреді.

Муфталардың белсенді локаторында екі катушка бар, олардың әрқайсысында қоздырғыш және қабылдағыш орамалар бар. Қоздырғыш орамаларға айнымалы кернеу беру нәтижесінде пайда болатын айнымалы магнит өрісінің әсерінен қабылдау орамаларында қоршаған ортаның магниттік қасиеттеріне байланысты өзгермелі кернеу пайда болады. Ақпараттық параметр-қабылдау орамаларындағы кернеу айырмашылығы, ол ортаның тұтастығына байланысты [3].

3.2 Ұңғыманы толтыратын сұйықтықтың сипаттамаларын анықтайтын әдістер

Влагометрия сұйықтықтың құрамын анықтауға арналған. Ылғал өлшеу әдісі қолданылады:

- Ұңғыма оқпанындағы сұйықтықтардың құрамын анықтау үшін;
- Ұңғымаға су, мұнай, газ және олардың қоспалары ағынының аралықтарын анықтау;
- Корпустың ағып кету орындарын белгілеу;
- Қолайлы жағдайларда мұнай және газ ұңғымаларындағы өнімнің сулануын (судың көлемдік құрамын) анықтау үшін.

Әдістің шектеулері көп фазалы ағын құрылымының ылғал өлшегішінің көрсеткіштеріне әсер етуімен байланысты. Өнімдегі судың көлемі 40-60 % - дан жоғары болса, әдіс ылғал құрамының одан әрі өзгеруіне іс жүзінде жауап бермейді. Көлбеу ұңғымаларда орталықтандырғыштар мен пакер болмаған кезде құрылғының сенсоры бағанның төменгі қабырғасында ғана ылғал құрамына жауап береді [3].

Әдістің физикалық негіздері. Ұңғыма қоспасының құрамын зерттеу үшін диэлектрлік влагометрия қолдану әдіс көрсеткіштерінің оның диэлектрлік өткізгіштігіне тәуелділігіне негізделген.

Бастапқы өңдеу температуралық түзетуді және ағын құрылымына түзетулерді есепке алмай градуирлеу тәуелділігін пайдалана отырып ұңғыма

оқпанындағы судың көлемдік құрамының профилін үздіксіз және нүктелік өлшеу деректері бойынша есептеуді қамтиды [3], [4].

Аппаратура. Терең диэлектрлік ылғал өлшегіштер-тербеліс тізбегіне ағынды типті өлшеу конденсаторы кіретін LC немесе RC генераторлары. Конденсатордың тақтайшалары арасында су-мұнай, газ-су немесе көп компонентті қоспасы бар, ол сенсордың сыйымдылығын өзгертеді, содан кейін сыйымдылықтың өзгеруін әртүрлі жиіліктегі сигналдарға айналдырады.

Мұнай ұңғымаларында сұйықтықтың құрамын сапалы бағалау үшін пакерсіз құрылғылар және сандық анықтау үшін пакерлік құрылғылар қолданылады. Газ ұңғымаларында қолданылатын барлық ылғал өлшегіштер пакерсіз. "Ағын-құрамды" бағалау үшін кешен шеңберіндегі басқа әдістермен біріктірілген [3].

Резистивиметрия. Ұңғыма толтырылған бұрғылау ерітіндісінің немесе сұйықтықтың электрлік кедергісін өлшеу мәселесін шешеді. Индукциялық резистивиметрия қолданылады:

- Ұңғыма оқпанындағы сұйықтықтардың құрамын анықтау үшін;
- Гидрофильді ортада төмен қарқындылықтағы ағындарды қоса алғанда, су ағынының интервалдарын анықтау; кенжардағы судың минералдануын бағалау;
- Бағанның ағып кету орындарын белгілеу;
- Су-мұнай эмульсияларының гидрофильді және гидрофобты түрлерінің бөлінуі;
- Гидрофильді қоспаға арналған тамшылатып және айқын құрылымдардың анықтамалары.

Шектеу су құрамының индукциялық резистивиметрінің көрсеткіштеріне, судың минералдануына, су-мұнай қоспасының гидрофильді және гидрофобты түрлеріне, қоршаған орта температурасына бір мезгілде әсер етумен байланысты. Гидрофобты қоспа үшін көрсеткіштер меншікті электр өткізгіштігінің нөлдік мәндеріне жақын [3].

Әдістің физикалық негіздері. Резистивиметрия ұңғымадағы су-мұнай қоспасының электрлік қасиеттерін пайдалануға негізделген: меншікті электр кедергісі немесе өткізгіштік [3].

Аппаратура. Ұңғыманың индукциялық резистивиметрі-екі қоздырғыш және қабылдағыш – тороидтық катушкалардан тұратын ағынды – суасты типті сенсор. Индукциялық байланыстың көлемдік айналымы сенсордың айналасындағы сұйықтық арқылы түзіледі.

Резистивиметрлердің екі модификациясы бар:

а) Меншікті өткізгіштігін өлшеуге арналған контактісіз индукциялық резистивиметрлер;

б) Меншікті кедергіні өлшеу үшін тұрақты токтағы бір электродты резистивиметрлер.

Құрылғы басқа ҰҒЗ бақылау модульдерімен "ағын-композиция" бірыңғай жинағында біріктірілген [3], [4].

3.3 Ұңғыманың гидродинамикалық режимін анықтау әдістері

Стандартты термодобитометрия ол сұйықтық ағынымен ағып жатқан кезде сенсордың электр кедергісін тіркеумен және өзгертумен айналысады.

Термиялық өткізгіштік дебитометрия әдісі келесі жағдайларда қолданылады:

- Сұйықтықтардың ағу аралықтарын немесе қабылдағыштығын анықтау үшін;
- Жұмыс істеп тұрған ұңғымалардағы қаптамалардың герметикалығын белгілеу
- Тоқтатылған ұңғымалардағы перфорацияланған қабаттар арасындағы ағындарды бақылау;
- Ұңғыма оқпанындағы фазалық бөлімдерді бағалау үшін.

Әдістің кемшіліктері көрсеткіштердің сұйықтықтардың құрамына қатты тәуелділігі, олардың қозғалыс бағыты (ағынның радиалды компонентіне жоғары сезімталдық), ортаның температурасы мен жылытқыштың қуаты, сондай-ақ жоғары ағын жылдамдығы аймағында жеткіліксіз сезімталдық салдарынан ұңғымадағы сұйықтық ағынының жылдамдығын сандық бағалаудың сенімсіздігімен байланысты [3].

Әдістің физикалық негіздері. Әдістің мәні сенсордың қоршаған ортасына қатысты қызып кеткен температураны өлшеу болып табылады. Сенсордың салыстырмалы жылдамдығы мен сұйықтық ағыны өзгерген кезде сенсордан қоршаған ортаға жылу беру артады және сәйкесінше тіркеу температурасы төмендейді. Салқындаған сайын ағындарға сезімталдық әлсірейді, сондықтан жазудың оңтайлы аралығы 100 м-ден аспауы керек. Төменгі жұмыс қабаты СТИ арқылы жақсы күреседі. Қазіргі заманғы сенсорларда қызып кету 5°C, бірақ жұмыс аралықтарын нақты анықтау үшін шамамен 25 °C болуы керек. Әдістің көрсеткіштеріне жұмыс қабатындағы сұйықтықтың құрамы да әсер етеді. Судағы датчиктен жылу беру коэффициенті мұнайға қарағанда 2 есе аз болғандықтан, Судан мұнайға ауысқан кезде қыздыру жүреді, термодобитограммада судың мұнайға өту шекарасын көруге болады: егер қабаттың табанында су болса; егер қабатта коспа – қадамдар көрінбесе.

Өлшенетін шама - электр кедергісі, өлшем бірлігі - Ом м.

Аппаратура. Термоөткізгіш дебитомер – термоанемометрлердің бір түрі - тұрақты ток режимінде жұмыс істейтін термоөткізгіш анемометр. Құрылғыдағы жылу сенсоры - қоршаған ортаның температурасынан жоғары температураға дейін токпен қыздырылған резистор. Ағынның жылдамдығын бағалауға мүмкіндік беретін жылу датчигі температурасының өсу шамасы сенсордың кедергісін (СТД-2 құрылғысының мысалында) немесе сенсор

жиілікке тәуелді тізбекке қосылған кездегі жиілікті өлшеу арқылы анықталады (ТЭД-2 құрылғысының мысалында)[3].

Расходометрия. Шығын өлшегіштер шығын өлшегіштердің үш түрімен жүзеге асырылады: толтырғыш шығын өлшегіштер, қысымды манометриялық шығын өлшегіштер, жылу шығын өлшегіштер.

Механикалық шығын өлшегіштермен өлшеу келесі мақсаттар үшін жүргізіледі:

- Жұмыс істеп тұрған ұңғымалардағы ағын немесе қабылдау аралықтарын бөлу;
- Ұңғыма оқпаны бойынша перфорацияланған қабаттар арасындағы ағындарды оны тоқтатқаннан кейін анықтау;
- Жалпы (жиынтық) дебитті немесе шығынды перфорацияланбаған интервалдармен бөлінген жеке қабаттар бойынша бөлу;
- Қабаттың ағу немесе қабылдау профилін оның жеке аралықтары бойынша алу.

Шектеулер ағынның төмен жылдамдығы саласындағы сезімталдықтың жеткіліксіздігі, шекті сезімталдықтың өлшеу шарттарына тәуелділігі, механикалық қоспаларды өлшеу нәтижелеріне әсері, көп фазалы ағын кезінде өлшеу дәлдігінің төмендеуі және оқпанды көп компонентті толтыру, пакердің немесе тарылулардың болуына байланысты аспаптың ұңғымаға өтуі бойынша шектеулер болып табылады [3], [4].

Әдістің физикалық негіздері. Жиынтық дебиттің қабаттар бойынша таралуын белгілеуге арналған жұмыс бағдарламасы үздіксіз қисық сызықты жазуды және нүктелерде өлшеуді қамтамасыз етеді.

Үздіксіз диаграмма перфорация интервалдарында және оларға іргелес магистральдың 10–20 метрлік учаскелерінде жазылады.

Нүктелік өлшеулер зерттелетін қабаттар арасындағы секіргіштерде, сондай-ақ перфорация аралықтарынан жоғары және төмен, аспап көрсеткіштерінің үздіксіз қисықтағы тұрақтылығымен сипатталатын учаскелерде жүргізіледі.

Ағынның (қабылдаудың) жекелеген аралықтары бойынша дебиттердің таралуын сипаттайтын дифференциалдық дебитограмма интегралдық дебитограмманы қайта құру жолымен алынған сатылы қисық – гистограмма түрінде ұсынылады.

Ұңғыманы бірнеше тұрақты режимде зерттеу кезінде m^3 /тәуліктегі қабаттар дебиттерінің (шығыстарының) кенжар қысымының шамасына тәуелділігі түріндегі индикаторлық қисықтар құрылады.

Қабаттық қысымды қалпына келтіру кезеңінде ұңғыманы зерттеу нәтижелері бойынша дебиттің төмендеу қисықтары құрылады: абсцисса осі бойынша ұңғыма жабылғаннан кейін өлшеу уақыты кейінге қалдырылады, ординат осі бойынша-дебит шамасы cm^3/s немесе $m^3 / \text{тәулік}$ ($t / \text{тәулік}$) [3].

Аппаратура. Механикалық дебитомерлер-шығын өлшегіштердің ішінен негізінен турбиналық типтегі датчиктері бар құрылғылар қолданылады-еркін айналатын айналмалы үстел. Механикалық шығын

өлшегіштердің сезімтал элементі-көп жүзді турбина немесе жіптегі тежегіш турбины. Бірінші айналу және екінші айналу бұрышы тіркелген электр сигналдарына айналады. Айналмалы табақтың айналу жылдамдығы қоспаның көлемдік ағынына пропорционалды.

Пакерсіз және Пакер шығын өлшегіштерін қолданыңыз, соңғысы тек сұйықтық ағынын өлшеу үшін қолданылады. Пакер ұңғыманың көлденең қимасын жабуға және турбинаны орналастыратын өлшеу камерасы арқылы ағынды бағыттауға қызмет етеді.

Термиялық өткізгіштік шығын өлшегішімен және "ағын-құрамды"зерттеудің басқа әдістерімен біріктірілген[3], [4].

Манометрия. Қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін анықтауға, қабаттық және кенжарлық қысымды анықтауға, ұңғыма оқпанындағы Сұйықтықтың тығыздығын бағалауға, ұңғыма кенжарындағы сұйықтықтың динамикалық деңгейінің тереңдігін анықтауға арналған.

Манометрия әдісі қолданылады 3-ші, 4-ші:

- Кенжар және қабат қысымының абсолютті мәндерін анықтау, қабаттарға депрессияны (репрессияны) бағалау;
- Гидростатикалық қысым градиентін, сондай-ақ гидростатикалық қысым мәндері бойынша сұйықтықтардың қозғалмайтын қоспасының тығыздығы мен құрамын анықтау;
- Бөшкенің тарылуындағы қысымның қайтымсыз жоғалуын, қозғалатын ағынның гидравликалық жоғалуын бағалау және қозғалатын қоспаның тығыздығы мен құрамын анықтау.

Қолдану шектеулері ұңғымадағы стационарлық емес процестердің манометрлерінің көрсеткіштеріне, ортаның температурасына, газ-сұйықтық ағынының құрылымына әсер етеді [3].

Физические основы метода. Манометрия ұңғыма оқпанындағы немесе уақыт бойынша қысымның немесе қысым градиентінің әрекетін зерттеуге негізделген [3].

Аппаратура. Өлшеулер абсолютті қысым мен дифференциалды өлшеуіштерге бөлінетін терең манометрлермен орындалады. Олар сондай-ақ қырғыш сымға, геофизикалық кабельге (содан кейін берілген аралықта зәкірде қалдыра отырып) немесе пласто сынаушылардың құрамында және геофизикалық кабельде жұмыс істейтін қашықтықтан түсірілетін автономды тіркеуі бар манометрлерге бөлінеді.

Қысым түрлендіргіштері болуы мүмкін: пьезокристалды (кварц, сапфир), ішекті және мембраналық. Манометрия құралы "ағын-композиция" аспаптарын құрастыруда қолданылады[3].

Термометрия. Әдістің көмегімен жұмыс істейтін қабаттарды бөлу, бағаналы ағындарды, қабаттар арасындағы баған ішіндегі ағындарды анықтау, корпусының, ұңғыманың және ұңғыманың ағып жатқан жерлерін анықтау, мұнай-газ-су ағындарын анықтау, сұйықтық деңгейін анықтау жүзеге асырылады.

Термометрия-бұл қабаттың пайдалану сипаттамаларын зерттеудегі Ұңғымаларды зерттеудің негізгі әдістерінің бірі.

Термометрия келесі жағдайларды бақылау үшін қолданылады:

- Жұмыс істейтін (беретін және қабылдайтын) қабаттарды бөлу;
- Төменнен және жоғарыдан бағаналы ағындарды анықтау;
- Қабаттар арасындағы бағанішілік ағындарды анықтау;
- Корпустың, ұңғыманың және ұңғыманың герметикаланбаған жерлерін анықтау;
- Мұнай-газ-су ағындарын анықтау;
- Суланған қабаттарды анықтау;
- Сұйықтықтың және мұнай бөлудің динамикалық деңгейін анықтау
- Құбыраралық кеңістікте;
- Тереңдік сорғысының жұмысы мен орналасуын бақылау;
- Мандрельдер мен НКТ түбінің орналасуын анықтау;
- Ұңғымадағы сұйықтық шығынын бағалау, P_k және $P_{кан}$ бағалау;
- T_k және $T_{түбі}$ анықтау;
- Бағанның перфорациясын бақылау;
- Фрекингті бақылау.

Перфорацияланған қабаттарда термометрия ағынның (қабылдағыштықтың) интервалдарын бөлу, беру (сіңіру) қабаттарын анықтау және сулану интервалдарын белгілеу үшін қолданылады. Перфорацияланбаған қабаттарда термометрия айдалатын сулардың температуралық фронтының орнын бақылауға қызмет етеді.

Ұңғымалардың термометриясының артықшылықтарына мыналар жатады:

- Лифтті құбырларымен жабылған объектілерді зерттеу мүмкіндігі;
- Жұмыс істеп тұрған ұңғымада (мысалы, электр батыратын орталықтан тепкіш сорғылардың көмегімен пайдаланылатын ұңғымаларда, жоғары сағалық қысымдарда және т. б.) зерттеу үшін қол жетімді емес қабаттың жұмысы туралы, тоқтаған ұңғымада жасалған өлшеулер бойынша, оны сөндіргеннен және технологиялық жабдықты шығарғаннан кейін ақпарат алу мүмкіндігі;
- Басқа кәсіптік әдістер тиімді болмаған кезде нашар жұмыс істейтін перфорацияланған қабаттарды анықтау;
- Қабатты суландыратын судың минералдануына қарамастан, суландыру аралықтарын анықтау;
- Қоспаның құрамы мен дебитін зерттейтін әдістермен салыстырғанда қолданыстағы ұңғымадағы төменгі беру (сіңіру) аралығының табанын дәлірек ұру мүмкіндігі.

Потенциалды шешілетін есептер шеңбері және термометрия үшін зерттеу көлемі ең үлкен. Бұл термометрияны геофизикалық әдістер кешеніндегі негізгі әдістердің бірі деп санауға мүмкіндік береді, бұл оның жоғары ақпараттылығына байланысты. Жоғары ақпараттылық, өз кезегінде,

термометрлердің ұңғыма мен қабат күйінің әртүрлі өзгерістеріне жоғары сезімталдығымен байланысты. Бұл әдістің артықшылығы мен кемшілігі. Сондықтан зерттеу нәтижелерін тиімді түсіндіруді қамтамасыз ету үшін физикалық және әдістемелік негіздерді білу қажет [3].

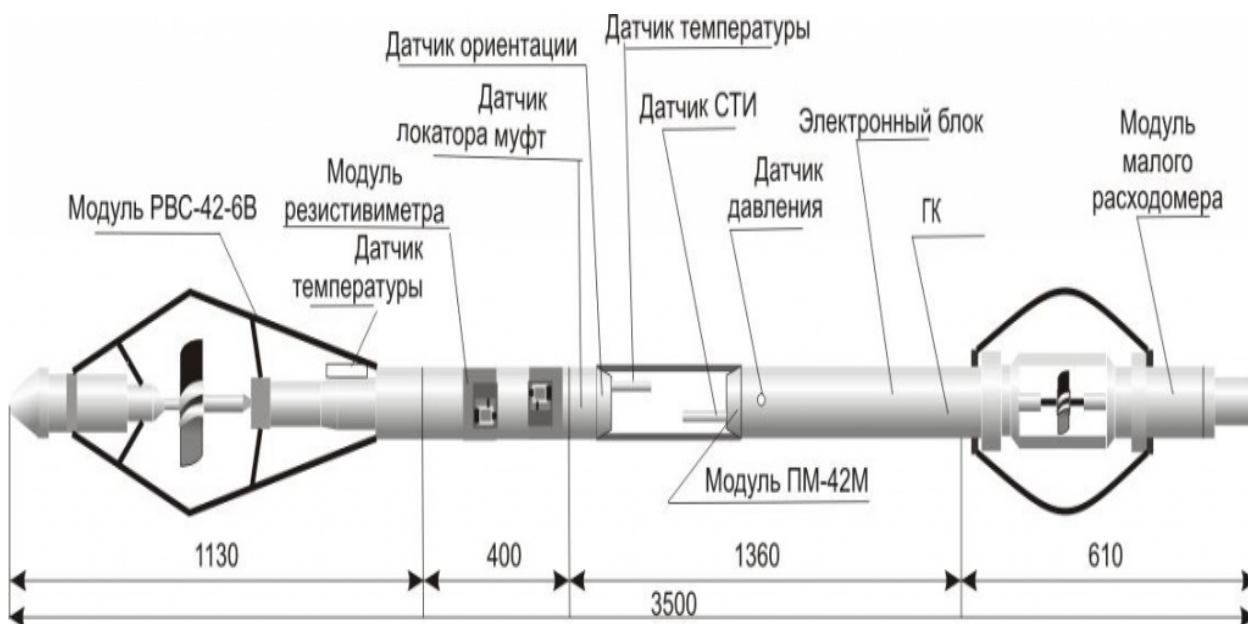
Әдістің физикалық негіздері. Тау жыныстарының табиғи температурасының тереңдікке таралуы геотермамен сипатталады – сұйықтықты айдау және іріктеу орындарынан алыс орналасқан бос тұрған ұңғымада жазылған температура қисығы.

Геотерма негізгі температура қисығы ретінде қабылданады. Ұңғымалардың термограммаларын геотермамен салыстыру олардың арасындағы алшақтыққа сәйкес ұңғыманың қабаты мен оқпанында болатын процестерден туындаған жылу тепе-теңдігінің бұзылу аралықтарын бөлуге және тән айырмашылықтарға сәйкес жылу тепе-теңдігінің бұзылу себебін анықтауға мүмкіндік береді.

Осы ұңғыма бойынша геотермалар болмаған кезде осы кен орны үшін типтік геотермалар пайдаланылады. (көлбеу ұңғымаларда типтік геотерма осы ұңғыманың көлбеу бұрышын ескере отырып қайта құрылады)[3].

Аппаратура. Температураны өлшеу үшін геофизикалық кабельге түсетін кедергі термометрлері қолданылады. Термометрлердің екі түрі бар: жоғары сезімтал және әдеттегі сезімталдығы 0.3 градусқа дейін. Өрекет температураның өзгеруімен металл өткізгіштің кедергісінің өзгеруіне негізделген.

Өзен кен орнында қолданылатын кәсіпшілік әдістердің ұңғыма аспаптары конструктивті түрде кешенді түрде іске асырылды және бірнеше әдістердің параметрлерін тіркеушілерді біріктіреді (3.1-сурет).



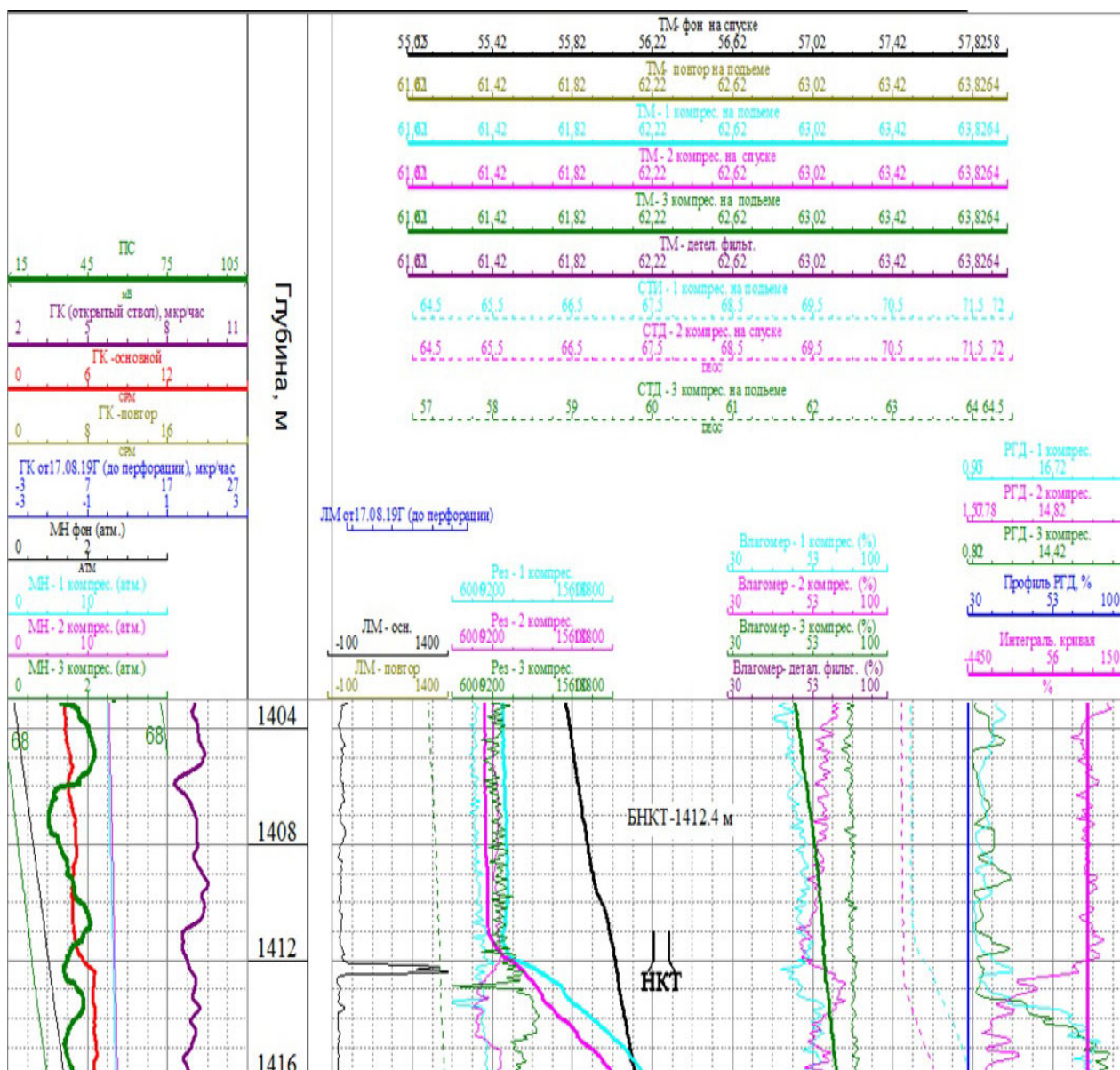
3.1-сурет – Ұңғыма аспабы мен оның модульдерінің конструкциясы

Қолданыстағы Ұңғымаларды Кәсіпшілік геофизика әдістерімен зерттеудің қорытынды нәтижелері диаграммалары бар планшет түрінде (3.2, 3.3-суреттер) және пайдаланылатын ГАЗ әдістерінің деректер кешені бойынша қорытынды (3.4-сурет) ұсынылады.

1404–1416 м тереңдіктегі диаграмма әдістерінің көрсеткіштері:

ГК бойынша (негізгі ГК қызыл түсі): планшетте ГК бойынша көрсеткіштердің ұлғаюы интервалда: 1404–1416 м тұз шөгінділерінің, механикалық қоспалардың, парафиннің болуымен байланысты. Күлгін түсті ГК диаграммасы ашық магистральдағы литологияның көрсеткіші (бастапқы).

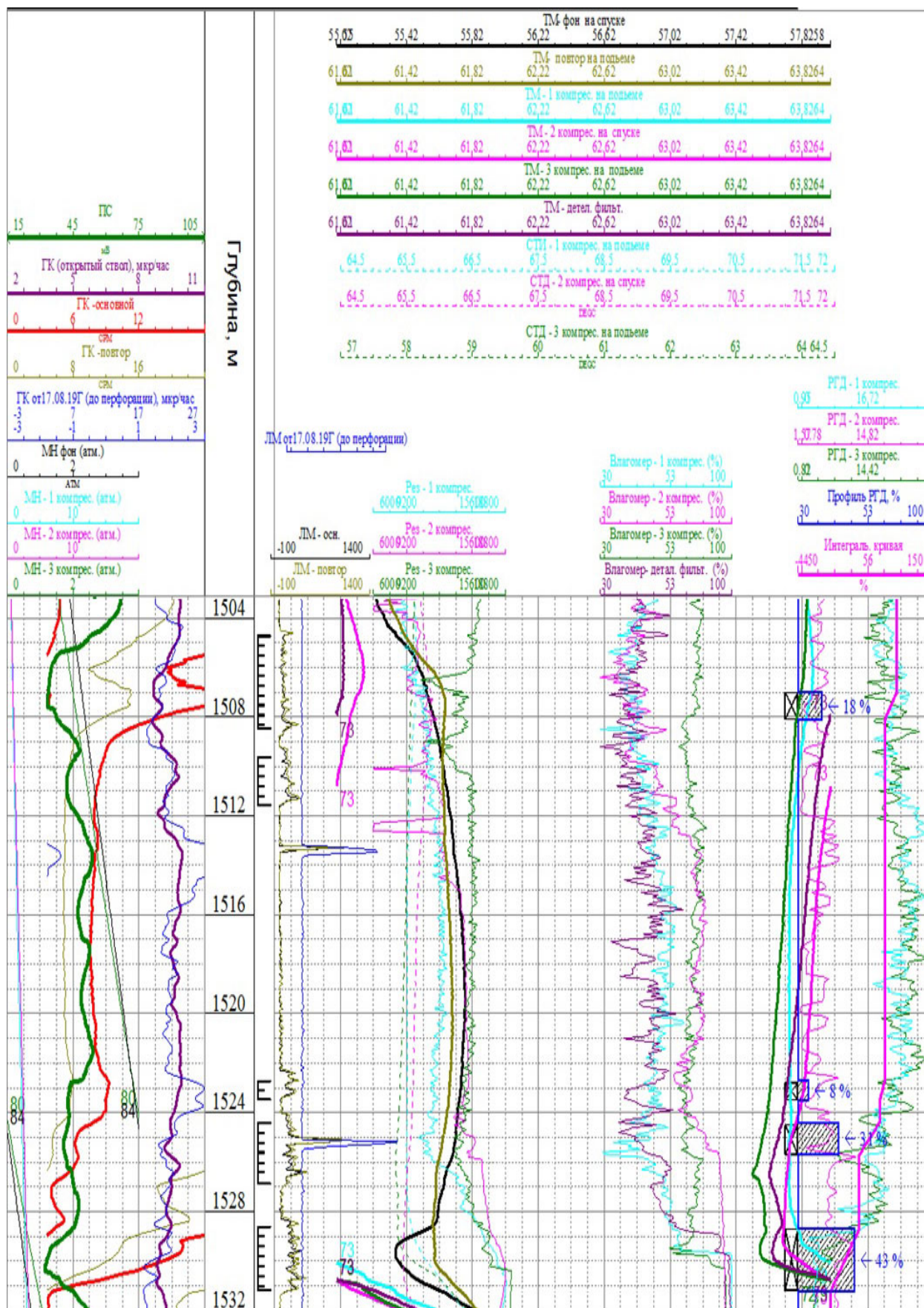
РГД бойынша: 1412.4 м тереңдіктегі шығын өлшеуішінің өзгеруі НКТ башмағының болуын көрсетеді.



3.2-сурет – Диаграммалар планшеті және оларды интерпретация нәтижелері, тереңдігі 1404–1416 метр

ВГД бойынша эталондау деректері (қақта келтірілген) және резистивиметрия бойынша ұңғыма оқпанындағы шоттың өзгеруі сұйықтық ағынының аралықтары 1507-1508,1; 1522,8-1523,5 м нашар жұмыс істейді, мұнаймен су ағыны; 1524,5-1525,7; 1528,7-1530,4 м жұмыс істейді, мұнаймен су ағыны және тереңдіктен төмен 1530 м ұңғыма оқпанына тек су, содан кейін 1530 м тереңдіктегі су-мұнай бөлімі түседі.

РГД бойынша: 1, 2, 3 интервалдарда компрессиялау кезінде шығын өлшемдері бойынша шоттың ұлғаюы, ТМ фондық өлшеу және ТМ бойынша температураның өзгеруі 1507-1508,1; 1522,8-1523,5; 1524,5-1525,7; 1528,7-1530,4 м ұңғымадан ағын аралығын көрсетеді.



3.3-сурет – Диаграммалар планшети және оларды интерпретация нәтижелері, терендігі 1504-1532 м

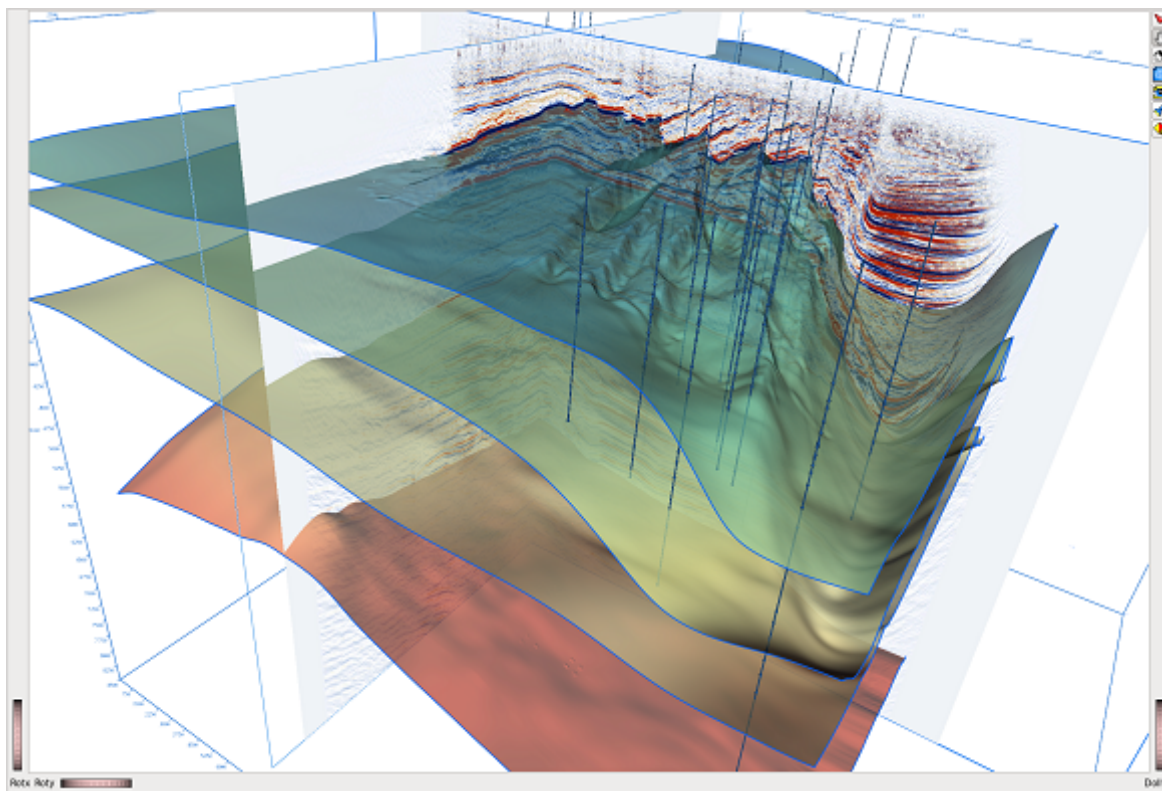
ГИС при вызове притока азотным компрессором 1:200					
ГИС ПРИ ВЫЗОВЕ ПРИТОКА АЗОТНЫМ КОМПРЕССОРОМ					Информация заказчика
					Данные по скважине
Комплекс ГИС: ТЕРМОМЕТРИЯ, БАРОМЕТРИЯ, ВЛАГОМЕТРИЯ, ИНДУКЦИОННАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ, ГК, ЛМ					Тип скважины: Эксплуатационная Д скв. 215.9 Д кол. 168.0 /114 Б кол. 1909.0 /1691.0 Интервалы перфорации, м:
ЗАКЛЮЧЕНИЕ					
Индекс пласта	Интервалы перфорации	Работающие интервалы			
		по термометрии			состав притока
		кровля-подошва (м)	кровля-подошва (м)	Q: (м³/сут) Q (%)	
XX	1504.7-1508.5	1507.0-1508.1	18.0	2.9	Нефть с водой
	1509.6-1511.6	0.0	0.0	0.0	Не работает
	1522.7-1523.5	1522.8-1523.5	8.0	1.3	Нефть с водой
	1524.4-1526.9	1524.5-1525.7	31.0	5.2	Нефть с водой
	1528.6-1531.2	1528.7-1530.4	43.0	7.0	Нефть с пл.воды, ниже гл.1530м вода
					Дебит (по заявке): 16 м³/сут Обводненность (по заявке): 93 %
					Проведенные работы на скважине до ГИС:
					Информация по исследованию
					Интервал исследований: 900.0-1613.0 Тип компрессора: Время: начало работы компрессора: 11:51 01.11.2020 конец работы компрессора: 17:00 01.11.2020
ОБЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ					
Текущий забой, м: 1613.00 Башмак НКТ: 1412.4 м Эталонировочные данные по ВГД, кгц воздух - 471260; солярка - 47465; вода - 48314		Интервалы негерметичности э/к не отмечается	Интервалы негерметичности НКТ не отмечается	Интервалы ЗКЦ снизу не отмечается	Интервалы ЗКЦ сверху Не отмечаются
Оценка герметичности забоя: Герметичен					
Максимальный доход приборов - 1613 м. Башмак НКТ отбивается на глубине - 1412.4 м. Компрессирование проводилось 1 час, давление на забое снизилось на 32 атм. По замерам термометрии, дебитометрии, влагометрии, как работающие выделяются перф. интервалы: 1504.7-1508.5 м (отд.пропластком) 1507-1508.1м -слабо работает вода с нефтью; 1522.7-1523.5 м (отд.пропластком) 1522.8-1523.5м -слабо работает вода с нефтью; 1524.4-1526.9 м (отд.пропластком) 1524.5-1525.7м -работает вода с нефтью; 1528.6-1531.2м (отд.пропластком) 1528.7-1530.4м -преимущественное поступление жидкости в ствол скважины поступает из этого интервала, работает вода с пленкой нефти, ниже глубины 1530 работает водой; Перф. пласт 1509.6-1511.6 м - как работающий не отмечается. Общий дебит скважины рассчитан по скоростным замерам расходомерии, выполненным в колонне 114 мм. На момент проведения измерений средний дебит скважины составил 16.4м³/сут. График расчета фактического суточного дебита прилагается. Увеличение фона У-активности наблюдается с 1135-1531м. Коэффициент охвата перф. толщин составил 0.40 д.ед.					
Инженер КИП:			Начальник партии:		

3.4-сурет – ҰҒЗ деректерінің жалпы нәтижелері

3.4 ПГМ деректерімен жұмыс істеуге арналған бағдарламалар жүйесі

"БГС" ЖШС өзінің негізі қаланған күннен бастап ПГМ деректерімен жұмыс істеу үшін "Prime"D/3D/4D/3C/4C сейсмикалық деректерді интерпретациялық өңдеу жүйесін пайдаланады. Бағдарламалық өнімдерді әзірлеу мен жетілдіруді "Сколково" қорының гранттық қолдауымен "Сейсмотек"ЖШҚ жүзеге асырады. Сейсмикалық деректерді өңдеу нәтижелерінің жоғары сапасына мамандардың қажырлы еңбегі мен кәсібилігі, олардың көп жылдық тәжірибесі, сондай-ақ жобаны орындау үшін пайдаланылатын бағдарламалық қамтамасыз ету мүмкіндіктері арқылы қол жеткізіледі.

"Prime (Prime) – кез келген күрделілік деңгейіндегі сейсмикалық деректердің 2D/3D/4D/3C/4C өңдеу жобаларын орындауға арналған, өңдеу бойынша техникалық тапсырмалардың барлық заманауи талаптарына жауап беретін толыққанды ресейлік бағдарламалық қамтамасыз ету" (3.5-сурет).



3.5-сурет – "Prime" бағдарламалық қамтамасыз ету құралдарының стандартты кешенін пайдалана отырып алынған КГӘ жұмыс нәтижелерінің мысалы

Prime-дің негізі-белгілі шетелдік аналогтарда жүзеге асырылған стандартты тәсілдерді дамытудан озатын түбегейлі жаңа авторлық технологиялар сериясы. Prime технологияларын қолданудың табыстылығы бірқатар орындалған жобаларда дәлелденді. Алынған нәтижелер Тапсырыс

берушілермен бірлесіп көптеген баяндамалар мен жарияланымдарда талқыланды.

Қазіргі уақытта кеңінен қолданылатын "интерпретациялық өңдеу" терминін интерпретатор-мамандар мен геологтарды тарта отырып, сейсмикалық барлаудың ең күрделі мәселелерін шешу үшін тиімді өңдеу технологияларын әзірлеу контекстінде Prime жүйесін жасаушылар қолданысқа енгізді.

Prime тұжырымдамасының авторы-көрнекті геофизик, физика-математика ғылымдарының докторы, Владимир Маркович Глоговский (1936-2008): "терең жылдамдықты модельді құру барысында өңдеуші интерактивті режимде "Глоговский критерийіне" назар аудара отырып, кері кинематикалық есептің шешімін мағыналы түрде басқара алады.

Ол кері кинематикалық есепті шешудің қолданбалы теориясын жасады, атап айтқанда, оның төзімділігі мен дәйектілігін тексеруді қосу арқылы ортаның терең жылдамдықты моделін құру. Бұл тексеру "Глоговский критерийі" деп аталатын сандық параметрде көрсетілген.

В. М. Глоговский іс жүзінде интерактивті тәсілді және априорлық ақпаратты жедел есепке алуды жүзеге асырды, бұл тікелей өңдеу кезінде геологиялық тұрғыдан маңызды шешім қабылдауға мүмкіндік береді.

Бүгінгі таңда Prime дамуын "Сейсмотек" ЖШҚ компаниясының ұжымы қамтамасыз етеді: интерпретациялық өңдеу саласында үлкен тәжірибесі бар тәжірибелі геофизиктер және жоғары білікті бағдарламалық жасақтама жасаушылар.

"Сейсмотек" ЖШҚ 2010 жылы геофизикалық бағдарламалық қамтамасыз етуді әзірлеу және сейсмикалық деректерді өңдеу бойынша ғылыми зерттеулер саласында 25 жылдан астам жемісті жұмыс істеген Prime жүйесін әзірлеушілер ұжымымен құрылды.

2016 жылы компания "Сколково" инновациялық орталығы жобасының қатысушысы, сондай-ақ "мұнай мен газды барлау және өндіру" номинациясы бойынша Skolkovo Petroleum Challenge 2016 байқауының жеңімпазы атанды. Жоба "сейсмикалық барлау деректері бойынша геологиялық ортаның терең модельдерін құру. Ескі міндеттерді шешудің жаңа тәсілдері" "Сколково" ИФ және мұнай және газ ЕҰУ ұйымдастырған конкурстың көрсетілген номинациясы бойынша үздік деп танылды. И. М. Губкина.

2018 жылы компания Startup Village-2018 технологиялық кәсіпкерлерге арналған 6-шы халықаралық конференцияда стартаптар байқауында "GRID" арнайы номинациясында жеңіске жетті.

2018 жылы "Газпром нефть" ғылыми-техникалық орталығы (ГТО) мен "Сейсмотек" ЖШҚ 2016 жылы басталған сейсмикалық барлау деректерін өңдеуге және түсіндіруге арналған отандық бағдарламалық қамтамасыз ету кешенін тестілеудің екі жылдық бағдарламасын аяқтады.

"Таңдалған Prime-мен практикалық жұмыс тек ресейлік бағдарламалық жасақтаманы қолдана отырып, өндірістік өңдеу мәселелерін шешуге және сейсмикалық жобаның нәтижелерін түсіндіруге мүмкіндік берді".

Сейсмикалық материалды Сейсмотек әзірлеген Prime (Prime) жүйесінде өңдеу нәтижесі алынған пайдалы геологиялық ақпарат көлемінің айтарлықтай өскенін дәлелдеді. Деректер бастапқыда шетелдік бағдарламалық жасақтаманың көмегімен өңделді, бұл алынған деректерді егжей-тегжейлі салыстыруға мүмкіндік берді. Ресейлік цифрлық шешімді қолдану нәтижені сапалы жақсартуға мүмкіндік берді, атап айтқанда, бастапқы көрсеткіштерден 20-30% асатын кескіннің егжей-тегжейінің жоғары деңгейін алуға мүмкіндік берді. Жаңа интерпретация кен орнының сейсмогеологиялық моделін және қор көлемін нақтылауға, сондай-ақ оны игерудің оңтайлы жүйесін анықтауға мүмкіндік берді.

Prime-ның айқын артықшылықтары ретінде келесі кілттерді бөліп көрсетуге болады:

- Ең күрделі міндеттерді шешу кезінде геологиялық-геофизикалық ақпаратты барынша алуға ықпал ететін технологиялар.

"Prime" жүйесінің арнайы технологиялары арқылы жобаны орындау процесінде уақыт пен қаржылық шығындардың айтарлықтай төмендеуі: басқа жүйелерде апталар мен айларды аяқтауды талап ететін процедуралар Prime-да Есептеу ресурстарының бірдей мөлшерін пайдаланған кезде күндер немесе тіпті сағаттар ішінде орындалуы мүмкін".

- Интерактивтілік, көрнекілік, далада да, көп ядролы кластерлерде де пайдалану оңай.

- Кеңейтілген техникалық қолдау: тәжірибелі геофизиктер, әзірлеуші-бағдарламашылар және алгоритмистер тарапынан клиенттің өтінішіне жедел жауап беруді, бағдарламалық жасақтаманы үнемі жаңартуды, бағдарламалық жасақтаманы белгілі бір жобаның нақты талаптары мен шарттарына бейімдеу мүмкіндігін қамтитын әзірлеушілермен тікелей диалог.

Деректерді базалық өңдеу үшін қажетті құралдардың стандартты кешенінен басқа, Prime соңғы бірнеше жылда әзірленген және күрделілігі жоғары заманауи мәселелерді шешу үшін белсенді қолданылатын шешімдерді іске асырды (8-сурет):

- Prime ядросы - күрделі және әртүрлі сейсмогеологиялық жағдайларда тиімді түпнұсқа алгоритмдер негізінде ортаның терең жылдамдықты моделін құру.

- Горизонттармен келісілген өңдеу;

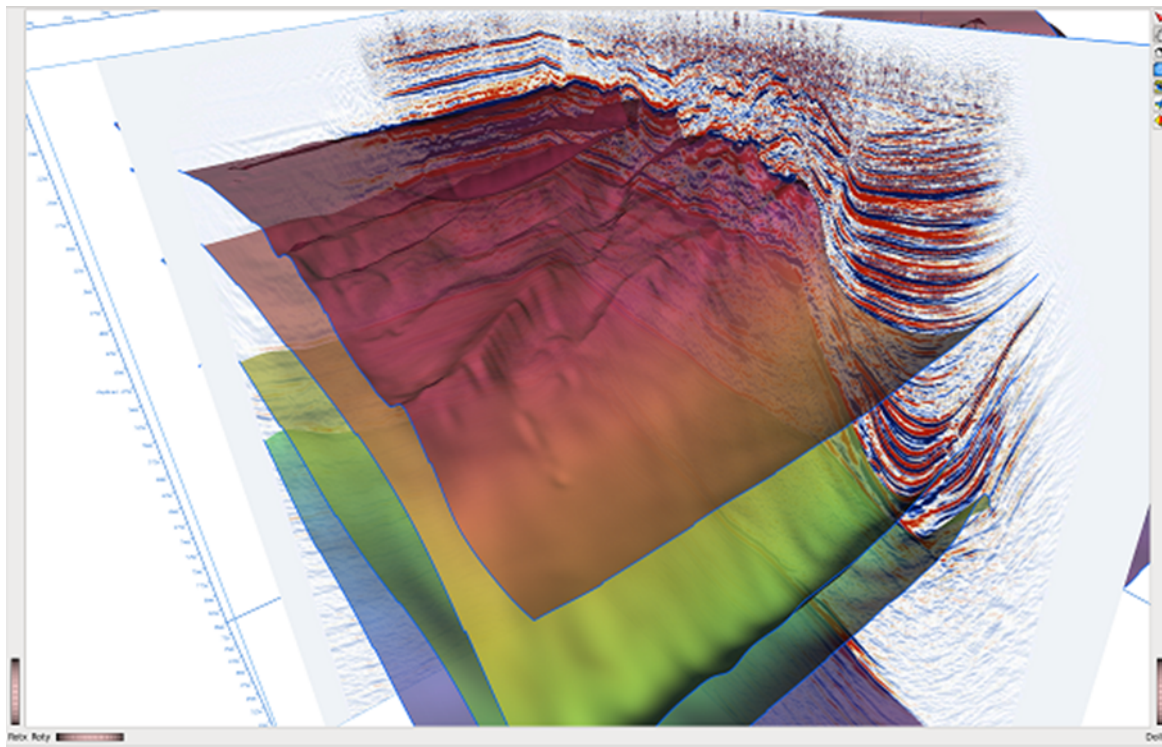
- Қисық сызықты рельефті ескере отырып, кесудің күрделі жоғарғы бөлігінің әсерін түзету бағдарламаларының кешені;

- Тұрақты кедергілерді модельдеу және адаптивті азайту (толқындардың еселігі);

- Кирхгофтың әр түрлі толқын түрлері үшін анизотропияны ескере отырып, қосындыға дейін және одан кейінгі терең және уақытша аймақтағы көші-қоны;

- ВІ әр түрлі толқын түрлеріне арналған градиент анизотропиясын ескере отырып, ОПВ сейсмограммалары бойынша қабатты көші-қон (RTM аналогы);

- Сейсмикалық деректерді түсіндіру, түзету және трансформациялау мақсатында толқындық өрістерді модельдеу бағдарламаларының пакеті;
- Кинематикалық-динамикалық түрлендіру;
- Фазалық спектрлерді түзету бағдарламалары және стационарлық емес деконволюция, сондай-ақ тағы басқалар.



3.6-сурет – Күрделілігі жоғары заманауи міндеттерді шешу үшін "Prime" бағдарламалық қамтамасыз ету құралдарын пайдалана отырып алынған КГӘ жұмыс нәтижелерінің мысалы

2018 жылдың тамызында Prime бағдарламалық кешенінің 3.0 нұсқасы шықты, ол бірқатар интерпретациялық құралдарды қосу арқылы айтарлықтай кеңейтілді, бұл жобаларды іске асырудың алғашқы кезеңдерінен бастап өңдеушілер мен аудармашылардың бірлескен мүмкіндіктерін арттырды.

3D миграциясына интерпретация үшін қажетті параметрлерді бағалау мүмкіндіктері қосылды, атап айтқанда: сәуленің шекарадан шағылысуының әртүрлі бұрыштарындағы сигнал амплитудасы, шекара нормасының компоненттері, дифракцияланған толқынның годографына қай нүкте тиетіні туралы ақпарат, сондай-ақ модельге негізделген өрісті айна мен дифракция компоненттеріне бөлу. Бұл опциялар жүйені интерпретацияға жақындатты және толқын өрісінің динамикалық параметрлерін дәлірек бағалауға мүмкіндік берді.

Сонымен қатар, теңіз деректерімен жұмыс істеу үшін жиі қолданылатын 3D көп толқындық миграция енгізілді. 3D кері кинематикалық есепті шешудің жаңа алгоритмдері жасалды.

Текшелерді көші - қоннан кейінгі өңдеудің кең спектрін шешуге және геометриялық сейсмикалық атрибуттарды есептеуге арналған бағдарламалар қосылды, сонымен қатар технологиялық процестерге бірқатар жақсартулар жасалды.

Статистикаға сәйкес, Prime-дің жаңа нұсқалары ай сайын пайда болады, жүйе, әдетте, жарты жылда бір рет айтарлықтай өзгерістер мен жақсартуларға ұшырайды.

Практикалық қолдану географиясы Prime өте кең – бұл әртүрлі және күрделі геологиялық құрылымдары бар аймақтар: Балтық, Баренц, Охотск, Каспий, Қара, Қара, Азов, Оңтүстік Қытай және Норвег теңіздері, Мексика шығанағы, Үнді мұхиты, Батыс және шығыс Сібір, қалмақ, Еділ, Қазақстан, Қытай, Сауд Арабиясы, Ирак, Иран және т. б.

4 "Өзен" мұнай-газ кен орнын игеруді бақылаудың геофизикалық әдістерін қолдану нәтижелері

Озен мұнай-газ кен орнының ұңғымаларында оны игеру үдерістерін бақылау үшін жалпы және тұрақты түрде 9 әдіс қолданылады: интегралды гамма-каротаж (ГК), локатор әдісі муфта (ЛМ), ылғал өлшегіш, резистивиметрия, дебитометрия, манометрия, термометрия, шығын өлшегіш – тұрақты негізде, жекелеген жағдайларда – Шу өлшегіш. Ұңғымалардағы бақыланатын параметрлер бойынша диаграммаларды талдау және түсіндіру әдістер кешені бойынша жүзеге асырылады.

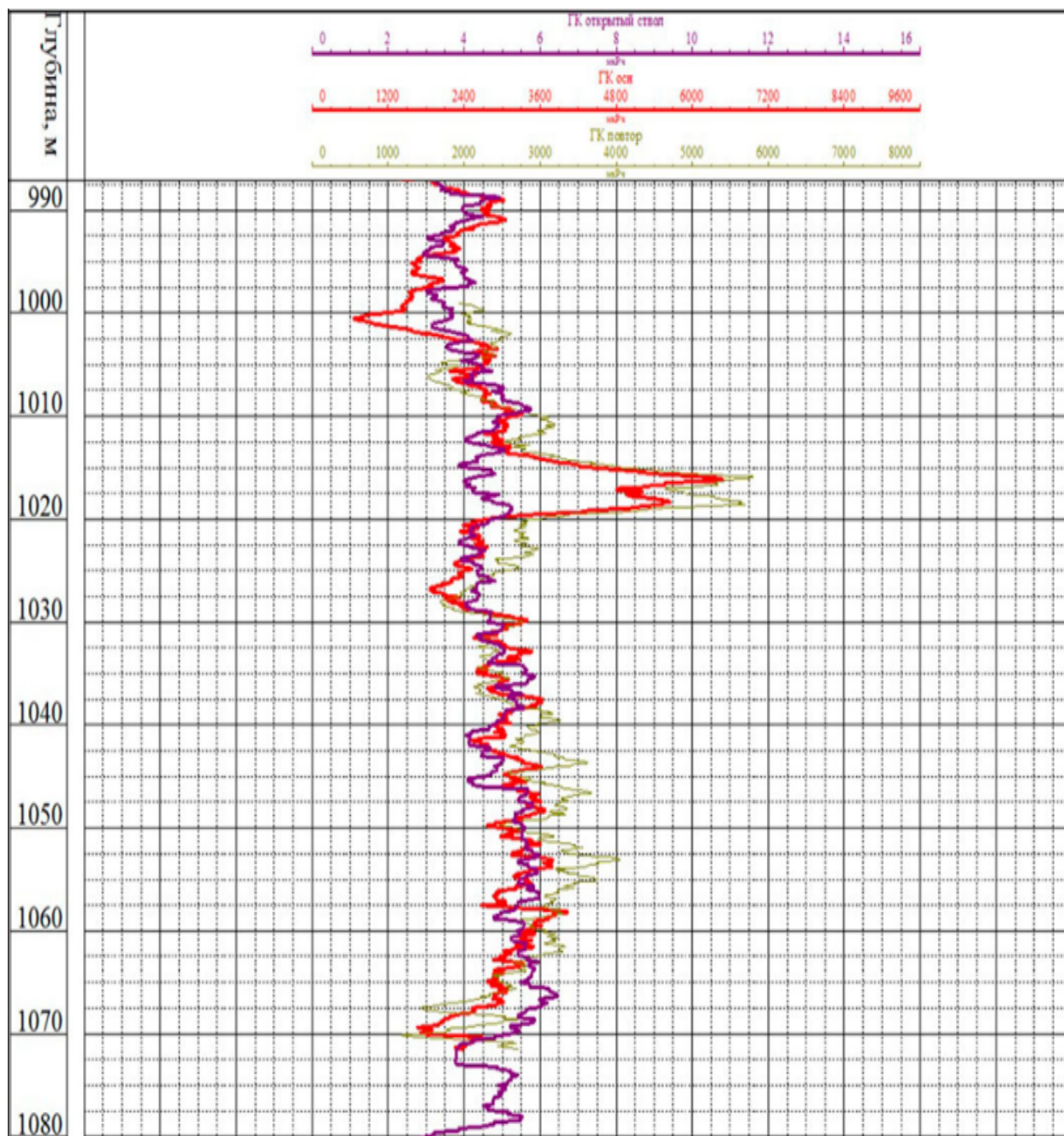
4.1 Ұңғымалардың құрылысының терең параметрлерін анықтау

Гамма-каротаж деректері бойынша кен орнының ұңғымаларында өлшенетін параметрлерді тереңдігі бойынша байланыстыру орындалады. GK, MKR/h, uti/m диаграммаларының мәндері сазды, суға қаныққан қабаттарды, қаптамалардың түйісетін жерлерін бөлуге мүмкіндік береді. Сондай-ақ, жабық магистральда ол тұз, парафин, механикалық қоспалардың болуы туралы ақпарат береді.

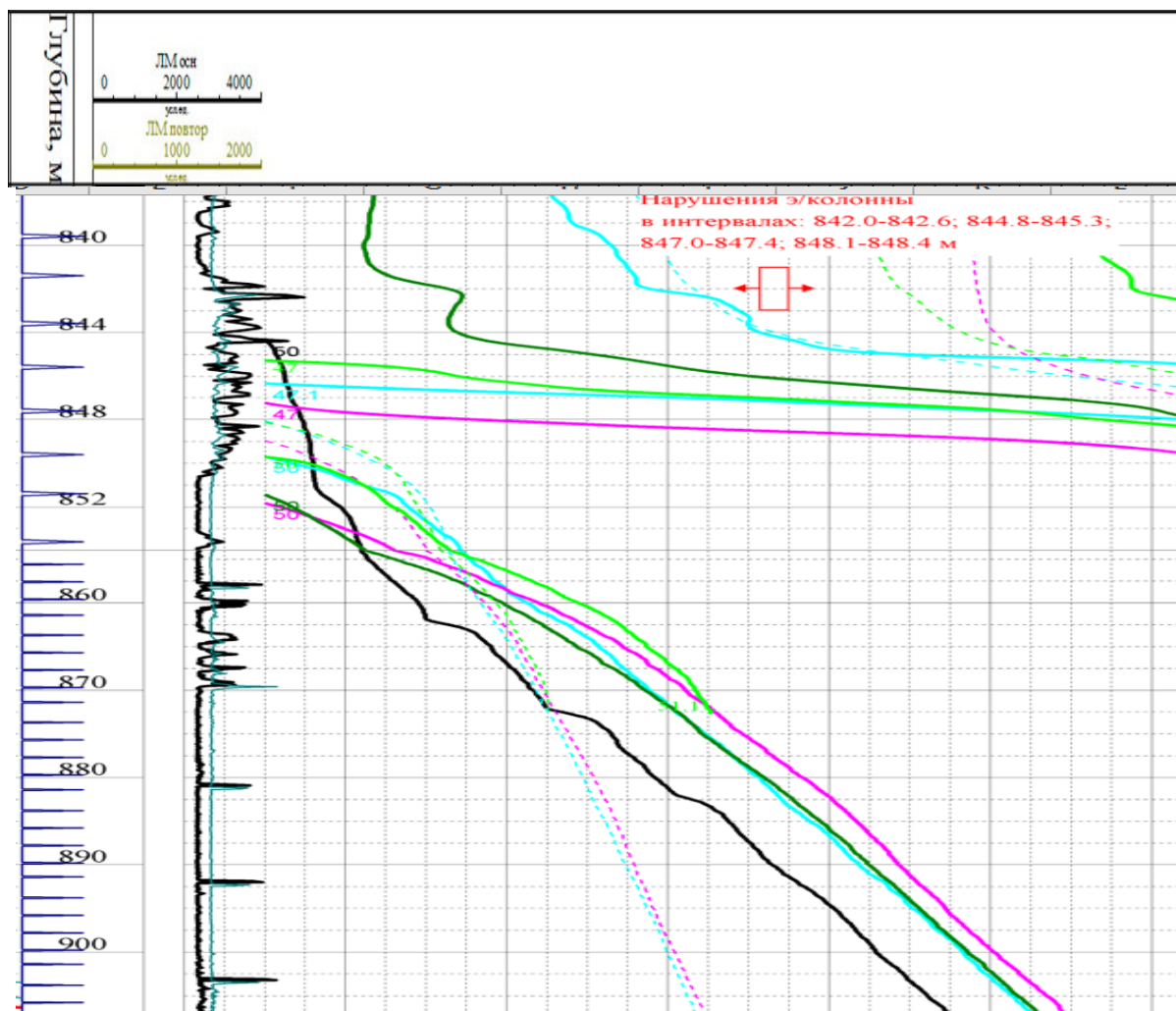
Валанжин деңгейінде (1 м-ге дейін) АК бойынша өріс мәні төмен (940–970 м аралығындағы валанжин деңгейінде), бұл сумен қаныққан қабаттың болуын көрсетеді. 130 м-ден төмен-саздың болуы байқалады. АК бойынша 805–815 м аралықта жоғары фон тұз тұндырудың болуы туралы, 840-846; 1012-1020 м аралықтарда – пайдалану колоннасының бұзылуының болуы туралы хабарлайды (4.1-сурет). Күлгін түсті ГК диаграммасы ашық магистральда (бастапқы ГК) алынған; қызыл-жабық оқпандағы АК-ның негізгі диаграммасы, ол ГАЗ кезінде пайдалану бағанының герметикалығын және бағаналы ағындарын анықтау үшін алынған; қоңыр түсті-АК-ның қайталама диаграммасы.

Электромагнитная локация муфт (ЛМ). ЛМ әдісінің диаграммалары бойынша кен орнының ұңғымаларында ҰҒЗ материалдарын тереңдікке өзара байланыстыру мақсатында корпусың муфталық қосылыстарының орнын анықтау үшін қолданылады. Озен кен орнының жеке ұңғымасының ЛМ диаграммасының мысалында (4.2-сурет) баған қосылыстарының тереңдігі бойынша біркелкі қашықтығы байқалады.

Муфталардың локаторы ҰҒЗ материалдарын тереңдікке байланыстыру мақсатында корпусың муфталық қосылыстарының орнын анықтауға арналған. Муфталардың локаторы перфорацияланған интервалдарды, аспаптың кірісін, НКТ башмағын, қосымша колонналардың аяқ киімін, пайдалану колоннасының муфталық қосылыстарының бұзылуын және өтуін көрсетеді. Планшетте аралықта: 842-842.6, 844.8-845.3, 847-847.4, 848.1-848.4 м - диаграммада тербелістің болуы пайдалану бағанының бұзылуын білдіреді.



4.1-сурет – Ұңғымадағы ГК диаграммалары, интервалы 990-1080 м

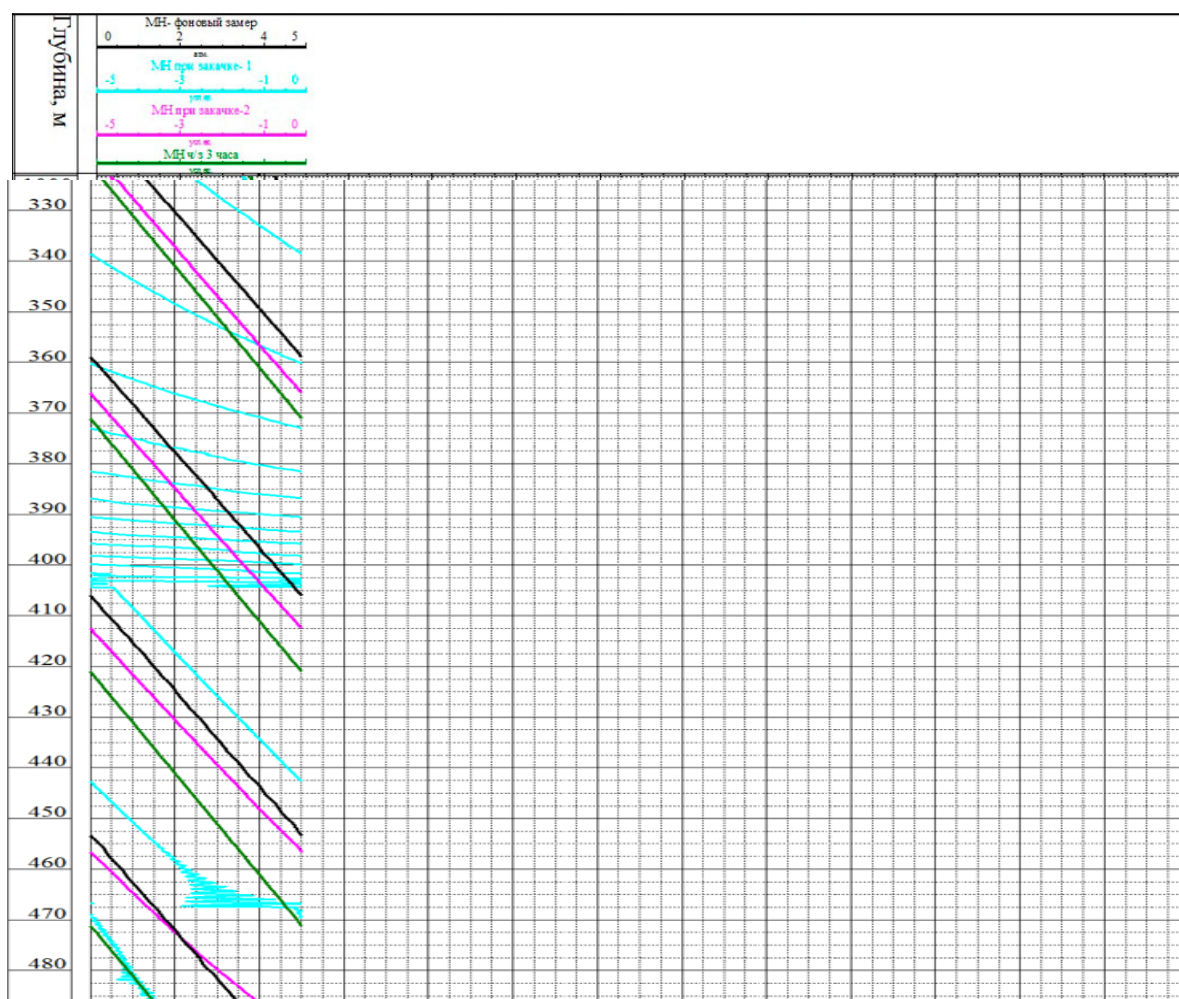


4.2-сурет – Ұңғымадағы ЛМ қисықтары, интервалы 840-900 м

4.2 Қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін, толтырғыш сұйықтың сипаттамаларын, гидродинамикалық режимді, ұңғымалар конструкциясының жай-күйін ұңғымалар конструкциясының жай-күйін анықтау

Ұңғымада манометрия қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін анықтау, қабаттық және кенжарлық қысымды анықтау, ұңғыма оқпанындағы Сұйықтың тығыздығын бағалау, ұңғыма кенжарындағы сұйықтың динамикалық деңгейінің тереңдігін анықтау мәселесін шешеді

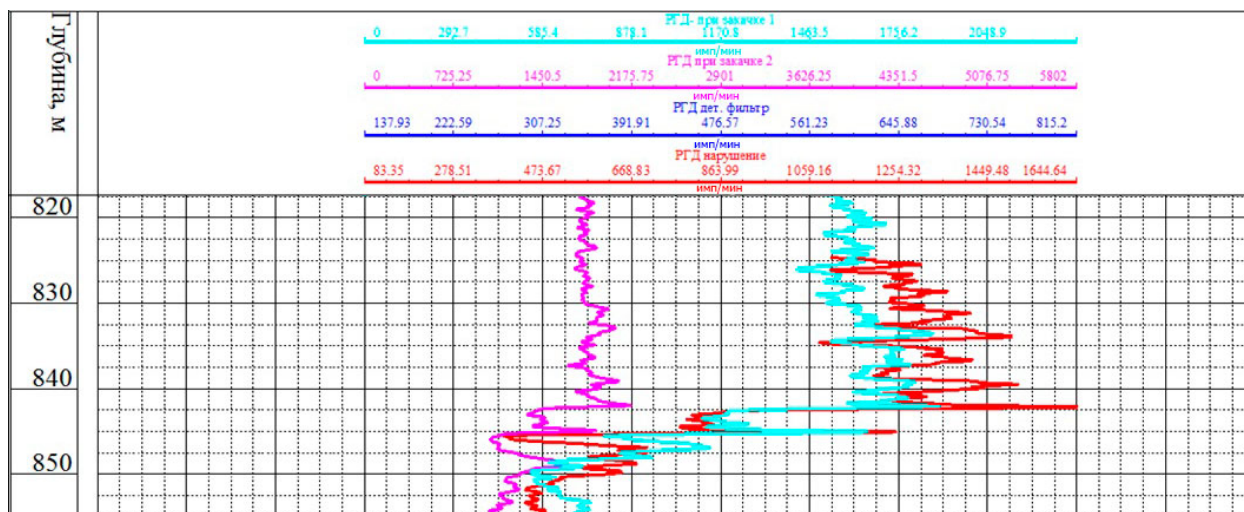
Манометр (МН, атм.) қабат пен кенжардың қысымын өлшейді, бағандағы сұйықтық деңгейін және ұңғыманың кенжарын анықтайды. Планшетте сұйықтық деңгейі 206 м. 404.5 м тереңдікте 1 айдау кезінде манометр бойынша диаграмманың сипаты қысымның, ұңғыманың атуымен – әлсіреуімен байланысты. 467 м тереңдікте МН қисығының өзгеруі айдауды тоқтатумен байланысты. 2 – ні 560 м тереңдікте айдау кезінде манометр бойынша екінші айдауда құю жүреді; 610 м-де-екінші айдау тоқтатыла отырып (4.3-сурет).



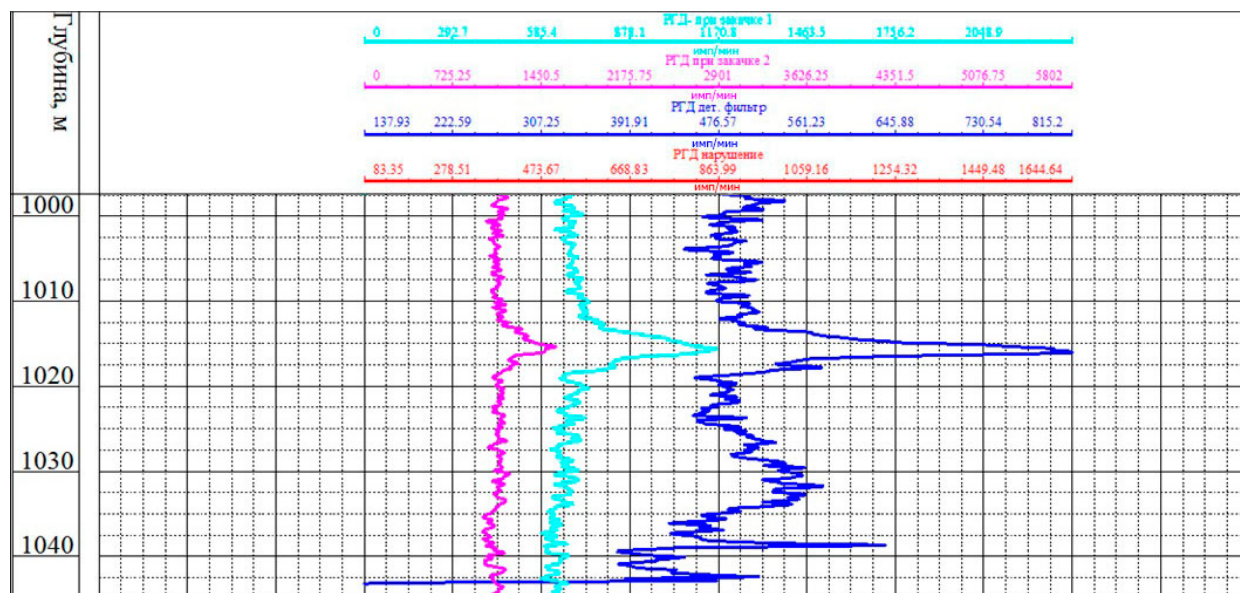
4.3-сурет – Ұңғымадағы ЛМ қисықтары, интервалы 840-900 м

Өзен кен орнындағы шығын өлшегіштің функциясы-ұңғыма бағанындағы сұйықтықтың қозғалыс жылдамдығын каротаждық кабельде ағызылатын, Шығын өлшегіштер деп аталатын құралдармен өлшеу. Сұйықтық ағынының интервалын, қабылдауды, пайдалану бағанының бұзылуын анықтау, ҰКТ аяқ киімінің орналасқан жерін анықтау.

Кен орнында технологиялық тапсырмаларды орындау кезінде шығын өлшегіші (имп/мин) қабылдаудың нақты аралығын, пайдалану бағанының, ұңғыма башмақының, қосымша бағаналы башмақтың бұзылуын, ұңғыманың дебитін анықтайды. Планшетте манометрмен бір мезгілде құю, айдауды тоқтату көрсетіледі. 4.4, 4.5-суреттерде 1, 2 айдау кезіндегі шығын өлшегіштің және бұзылу аймақтарындағы шығын өлшегіштің диаграммасы келтірілген. 1, 2 айдау кезіндегі шығын өлшегіштің бойынша шотты ұлғайту және интервалдардағы егжей-тегжейлі 842,0-842,6, 844,8-845,3, 847,0-847,4, 848,1-848,4, 1015,0-1016,4 м пайдалану бағанының бұзылуымен байланысты.



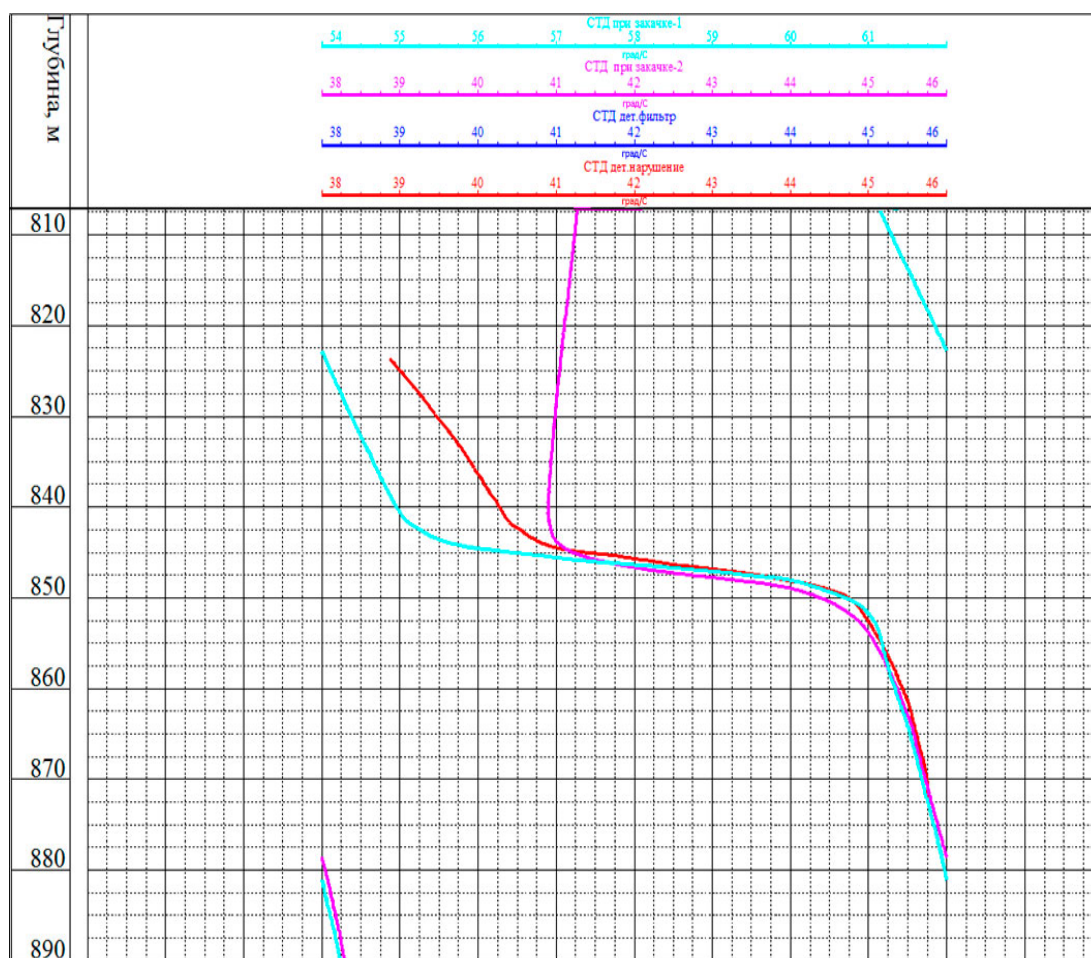
4.4-сурет – Ұңғымадағы расходометрия қисықтары, интервалы 820–860 м



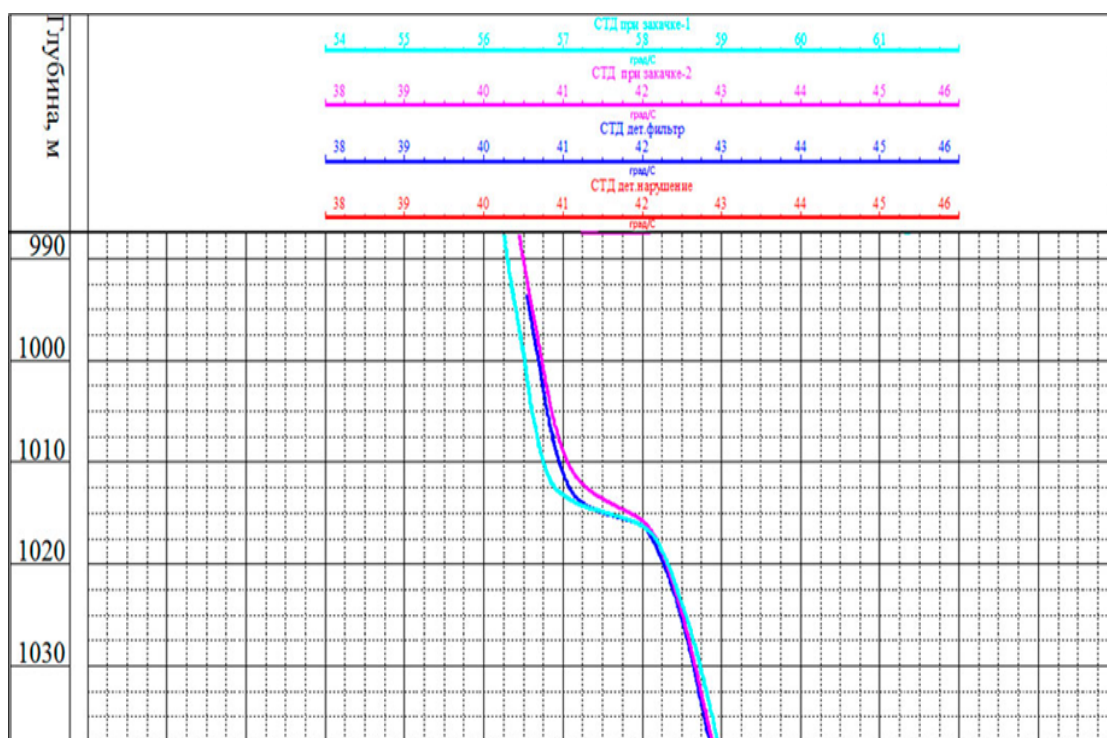
4.5-сурет – Ұңғымадағы расходометрия қисықтары, интервалы 1000-1050 м

Озен кен орнындағы **стандартты термодобитометр** зерттеу сұйықтығының ағынымен айналып өткен кезде сенсордың электр кедергісінің өзгеруін тіркеу үшін қолданылады. СТИ (өзін-өзі қыздыратын термоиндикатор) термоиндуктивті шығын өлшегіште қолданылады.

Диаграммада 1, 2 айдау кезіндегі СТИ (термодобитометрия) және сти бұзылу аймағындағы детальдар (интервал 824-872 м) көрсетілген. 840-850, 1010-1020 м аралықтардағы термодобитометрия бойынша сынықтар пайдалану бағанының ағып кетуімен байланысты (4.5, 4.6-суреттер)

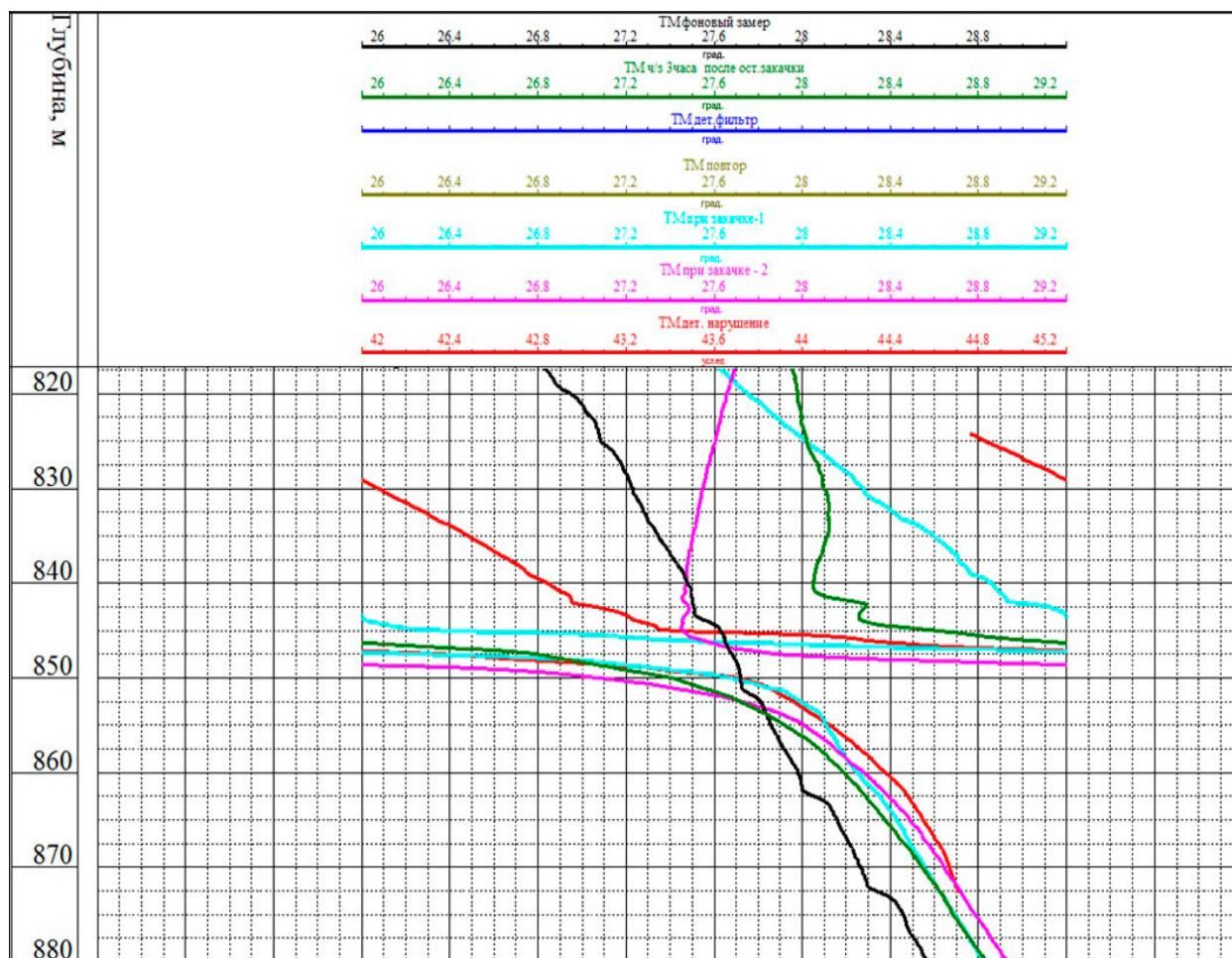


4.6-сурет –Ұңғымадағы расходометрия қисықтары, интервалы 810-890 м

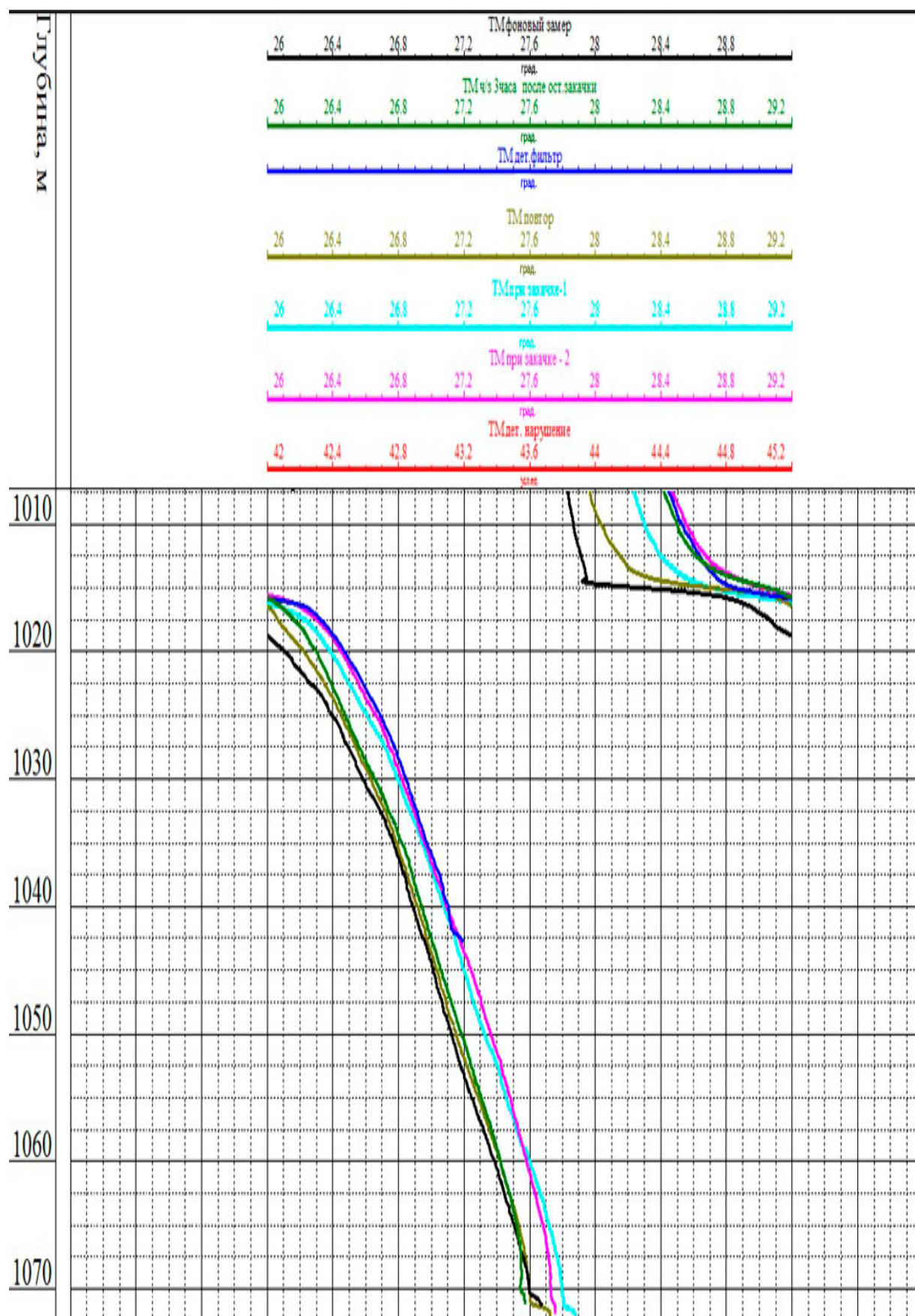


4.7-сурет –Ұңғымадағы расходометрия қисықтары, интервалы 990-1033 м

Ұңғыманы бақылаудың негізгі әдістерінің бірі-термометрия (ТМ, $^{\circ}\text{C}$ градус). Термометрия бойынша жұмыс істейтін қабаттар, бағаналы ағын, пайдалану бағанының ағып кетуі, ұңғыма аяқ киімі, қосымша бағаналар, ұңғыма кенжары, сұйықтық деңгейі анықталады. ТМ фондық өлшеу диаграммасында 202.5 м тереңдікте сұйықтық деңгейі көрсетілген. 650–700 м тереңдікте 1 айдау кезіндегі термометрия бойынша аномалия бірінші айдау кездесуі (нәтижесінде ұңғыма оқпанында орналасқан сорғыдағы су мен су температурасының теңдігі), 480–550 м аралықта – екінші айдау кездесуі белгіленді. Термоаномалияның болуы: 840–850; 1010–1020 м аралықта пайдалану бағанының ағып кетуіне байланысты (4.7, 4.8-суреттер). 812–852 м және 1010–1020 м терең белгілерде 3 сағаттан кейін термометрияның ауытқуы айдалатын сұйықтықтың сіңуіне байланысты (4.8, 4.9-суреттер).



4.8-сурет – Термометрия диаграммасы, тереңдігі 820-880 м

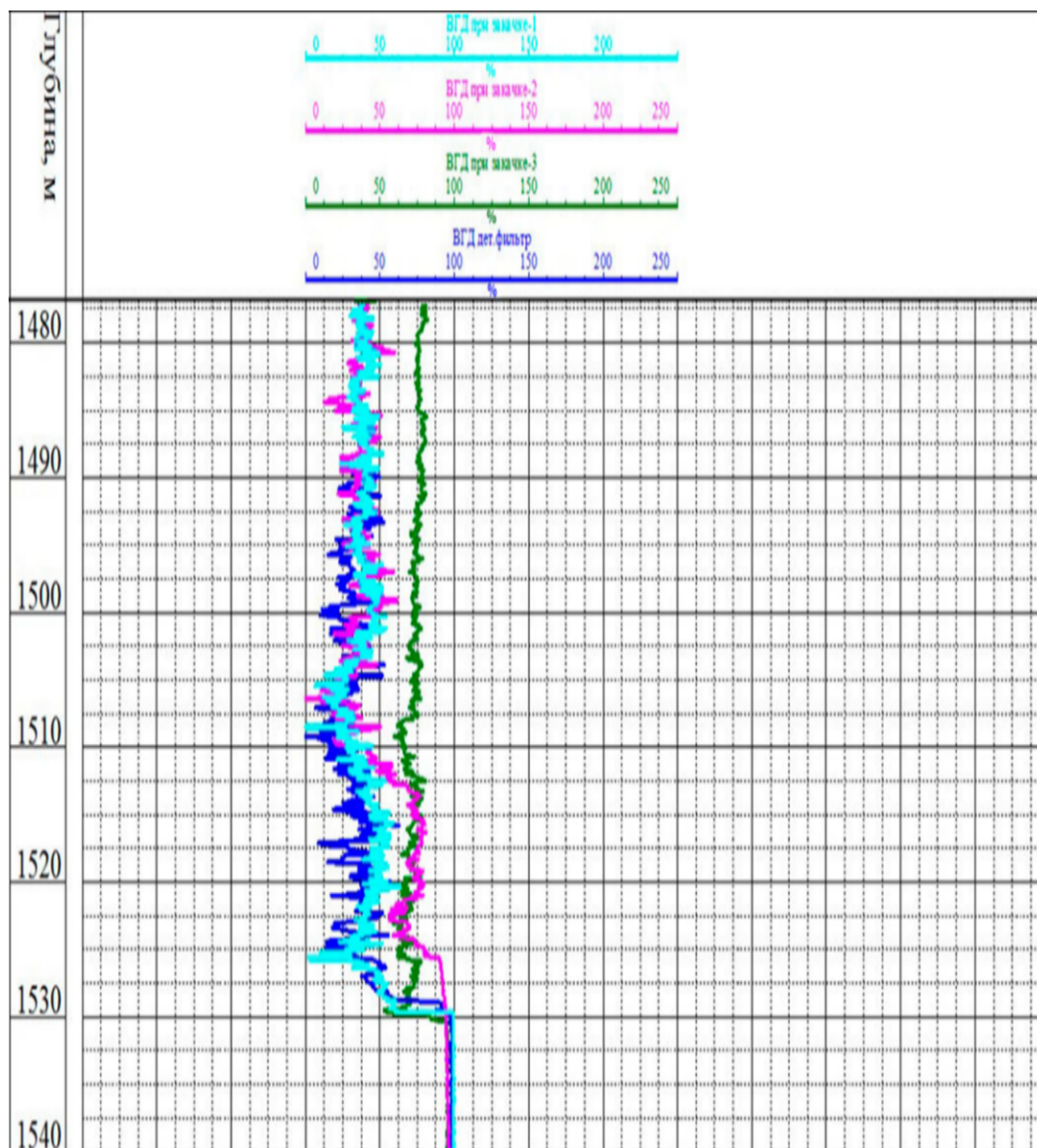


4.9-сурет – Термометрия диаграммасы, тереңдігі 1010-1070 м

4.3 Ұңғымалар бағандарына сұйықтық ағынын анықтау мәселелерін шешу кезінде ұңғыма параметрлерін бағалау

Кен орнының ұңғымаларындағы ылғалометрия және резистивиметрия әдістері ұңғымаларды зерттеу кезінде сұйықтықтың құрамын, берілген сұйықтықтың ағынын, сипатын анықтауға байланысты мәселелерді шешеді.

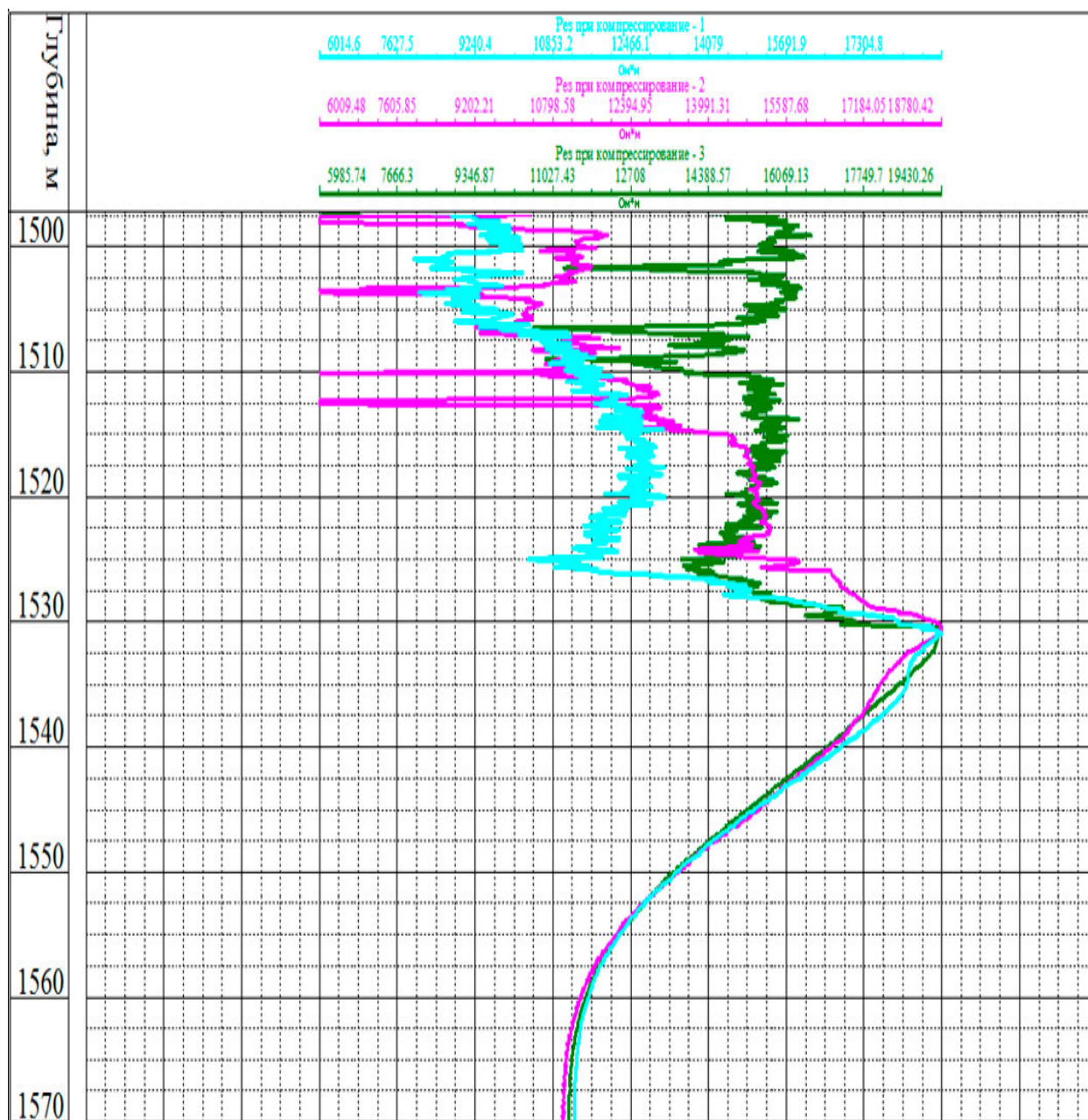
Кен орнында **влагометрия** (ВГД, кГц) сұйықтықтың құрамын (су, мұнай, ауа) анықтайды. ҰҒЗ алдында ылғалометрия калибрлеуден өтеді, біз анықтамалық деректерді аламыз. 1530.0 м тереңдіктегі ылғал өлшегіштің сынуы су-мұнай бөлімі (СМБ) ретінде түсіндіріледі. 1530.4 м тереңдіктен төмен влагометрия су бағанасын көрсетеді (4.10-сурет).



4.10-сурет – Влагометрия диаграммасы, тереңдігі 1480–1540 м

Резистивиметрия әдісімен кен орнының жұмыс істеп тұрған ұңғымаларында ұңғыма толтырылған бұрғылау ерітіндісінің немесе

сұйықтықтың меншікті электрлік кедергісі өлшенеді. Резистивиметрия арқылы ұңғымаға сұйықтық ағынын анықтауға болады. Диаграммаларда (4.11-сурет) интервалдардағы резистивиметрия бойынша сынықтар: 1507–1508,1; 1522,8-1523,5; 1524,5-1525,7; 1528,7-1530,4 м жұмыс аралықтарын бөліңіз.



4.11-сурет – Резистивиметрия диаграммасы, тереңдігі 1500–1570 м

4.4 Шумометрия бағандардың тығыздығын және ұңғымаға сұйықтық ағынын анықтау мәселелерін шешу құралы ретінде

Шумометрия колонналардың, жұмыс аралықтарының, бағаналы ағындардың және ұңғымаға сұйықтық ағынының тығыздығын анықтау мәселелерін шешуде қолданылады.

Спектрлік (акустикалық) ұңғымалық шумометрия ұңғыманың техникалық жай-күйін талдау, қабаттың беру және қабылдау аралықтарын анықтау, қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін анықтау үшін қолданылатын мұнай және газ ұңғымаларын пайдалану геофизикалық зерттеу әдістеріне жатады. Спектрлік шумометрия сұйықтық немесе газ қабатта қозғалғанда немесе ұңғыма құрылымындағы бұзушылықтар арқылы пайда болатын акустикалық шуды тіркеуге негізделген.

Спектрлік (акустикалық) ұңғымалық шумометрия ұңғыманың техникалық жағдайын талдау, қабаттың беру және қабылдау аралықтарын анықтау, қабаттардың гидродинамикалық параметрлерін анықтау үшін қолданылатын мұнай және газ ұңғымаларын геофизикалық зерттеу әдістеріне жатады. Спектрлік шумометрия сұйықтық немесе газ қабатта қозғалғанда немесе ұңғыма құрылымындағы бұзушылықтар арқылы пайда болатын акустикалық шуды тіркеуге негізделген.

Акустикалық шу шығару әдісі қолданылады:

- Ұңғыма оқпанына газ және сұйықтық ағындарының аралықтарын бөлу үшін, лифтті құбырларымен ағын интервалдарының және газдың бағаналы ағынының интервалдарының жабылу жағдайларын қоса алғанда;
- Қабаттан келетін сұйықтықтардың түрін анықтау.

Шектеулер құрылғының өзі қозғалған кезде пайда болатын шуларға, сенсордың жиілікке сезімталдығының күрделі тәуелділігінің болуына, ағын жылдамдығының шу жиілігіне, арна диаметріне, сұйықтықтың тұтқырлығына бір мезгілде әсер етуіне байланысты [3], [4].

Физические основы метода. Акустикалық Шу метрикасы қабаттарда, ұңғыма оқпанында және газ, мұнай және судың қозғалысы кезінде бағаналы кеңістікте пайда болатын шудың қарқындылығын тіркеуге негізделген [3].

Аппаратура. Акустикалық шумометрия сезімтал элементі-"ағын-композицияны" құрастырудың жеке модулінде орналасқан немесе ішекті акустикалық цементометрия атомдарының бірімен конструктивті түрде біріктіретін пьезоэлектрлік түрлендіргіш (гидрофон) (соңғы жағдайда өлшеулер радиоталқынды сіулелендіргіш өшірілген кезде бөлек түсіріп-көтеру арқылы жүзеге асырылады)[3], [5].

Мұнай өнеркәсібінде Шу өлшегіштерді қолдану тарихы бірнеше ондаған жылдарға созылған. 1955 жылы ұңғымалардың техникалық күйін анықтау міндеттерінде корпустағы тесіктерді анықтау үшін акустикалық тіркеушіні қолдану ұсынылды. Мәселелердің осы класында тиімділік бойынша шуды өлшеу әдісі температуралық зерттеулермен салыстырылды. Біраз уақыттан кейін, 1973 жылы Р. М. Маккинли өзінің пассивті ұңғымалық

шу шығару әдісін енгізді, онда әр тереңдіктегі сигнал бірден бірнеше, мысалы, 3–4 түрлі жиілік диапазонында тіркелді. Шумометрия деректерін сандық және сапалық түсіндірудің бұл әдісі мұнай өнеркәсібінде кең таралды.

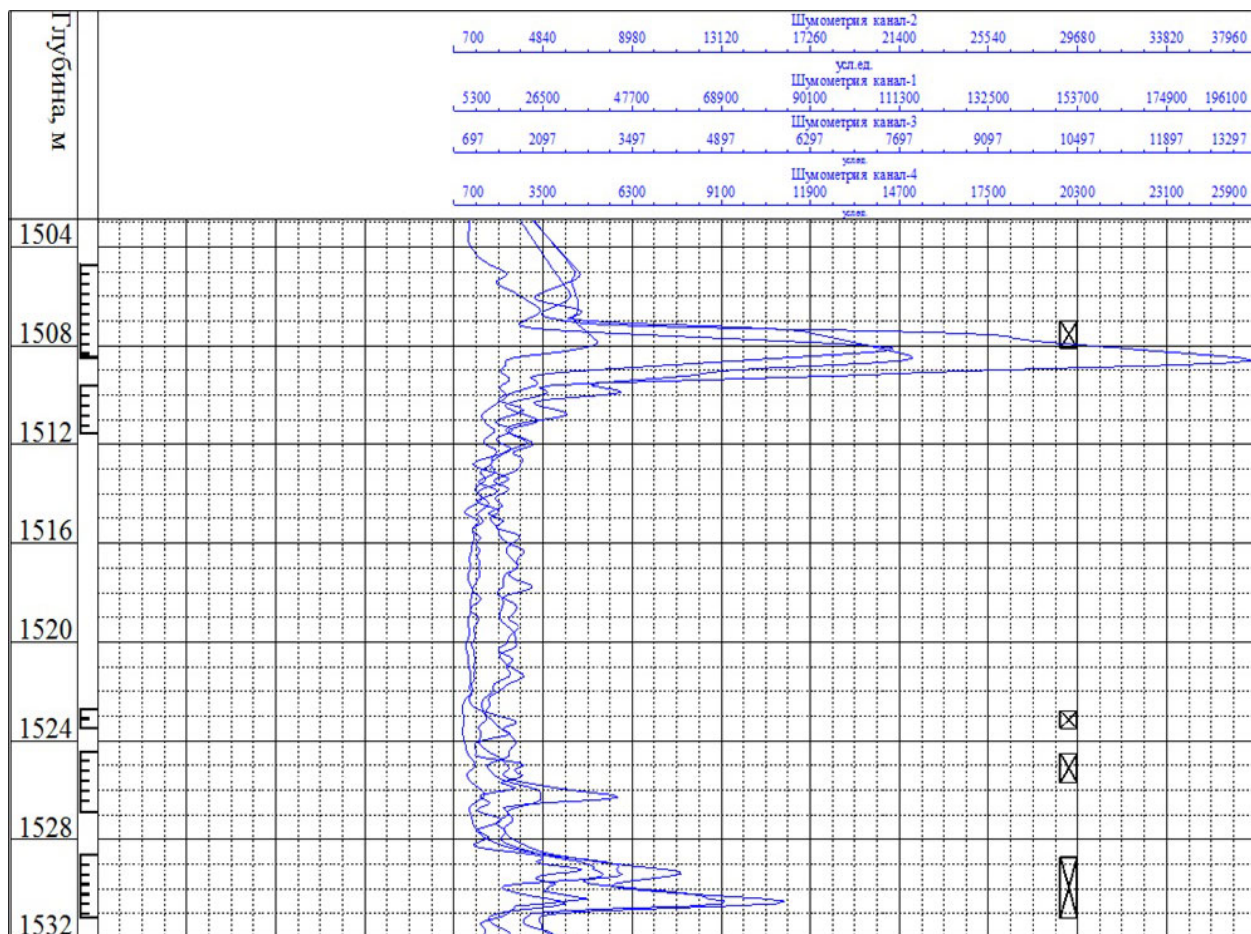
Қолдану салалары. Ұңғыма маңындағы кеңістіктегі ағынның сипаттамаларын анықтау:

- Ағын мен қабылдаудың белсенді аралықтарын анықтау;
- Қабаттар (оның ішінде бағаналы) арасындағы ағындарды (коммуникацияларды) анықтау;
- Ұңғыманың ойық аймағындағы жұмыс аралықтарында (оның ішінде бағанның перфорацияланбаған учаскелеріне қарама-қарсы) қабаттық қысымды бағалау;
- Ұңғымалардың техникалық жай-күйін бақылау;
- Сорғы-компрессорлық құбырларда, корпустық бағандарда және конструкцияның басқа элементтерінде өтпелі бұзушылықтарды анықтау [3], [4], [5].

4.5 Өзен мұнай-газ кен орнының технологиялық ұңғымаларында шумометрия мүмкіндіктерін практикалық іске асыру

Кен орнында кәсіптік мәселелерді шешу үшін спектрлік шуды өлшеу мүмкіндіктері сирек қолданылады. Шумометрия диаграммалары ПГМ деректер планшеттеріне кірмейді.

4.12 - суретте әр түрлі жиіліктегі 4 арнаның Шумометрия деректерін пайдалану мысалы келтірілген. Ұңғымада байқалған, тереңдігі 1504-1532 метр, Шу метрінің диаграммалары перфорацияланған қабаттардан сұйықтық ағынының аралықтарын көрсетеді.



4.12-сурет – Шумометрия деректерін пайдалану нәтижелері, тереңдігі 1504-1532 м

ҚОРЫТЫНДЫ

Мұнай-газ кен орындарында кәсіпшілік міндеттерді шешу үшін ұңғымаларды зерттеудің, олардың жай-күйі мен конструкцияларын бақылаудың геофизикалық әдістерінің, сондай-ақ мұнай мен газды алудың технологиялық параметрлерінің стандартты кешені пайдаланылады.

Тұтастай алғанда, Өзен мұнай-газ кен орны бойынша жұмыс істеп тұрған ұңғымаларда өнімді горизонттардағы ағынды анықтау және пайдалану бағанының герметикалығын – техникалық жай-күйін бақылау жүргізіледі. Бұл ретте кәсіпшілік есептерді тұрақты негізде шешу үшін 8 ПГМ әдісі бойынша деректер пайдаланылады: интегралдық гамма-каротаж, локатор муфта әдісі, ылғал өлшегіш, резистивиметрия, дебитометрия, манометрия, термометрия, шығын өлшегіш.

ПГМ кешенінің құрамы әдетте 3 негізгі фактормен анықталады:

1. Шешілетін міндет,
2. Қима литологиясының ерекшеліктері және ұңғымалардың дизайны,
3. Өндірілетін өнімнің құрамы.

Кәсіптік-геофизикалық әдістерді қолдану нәтижелерін талдау және жалпылау кәсіптік міндеттерді ұтымды орындау үшін әдістер кешенінің құрамына кіретін КГЭ санымен өзгертуге болатындығын көрсетеді.

Сұйықтықтар ағыны мәселесін шешу үшін ылғал өлшегіштің, резистивиметрияның және шығын өлшегіштің нәтижелері оңтайлы қажет – өнімді аралықты анықтау үшін; пайдалану бағанының герметикалығын және техникалық жай – күйін анықтау үшін – термометрия және шығын өлшегіш (шығын өлшегіш-өнімді аралықты анықтау үшін). Екі жағдайда да басқа әдістердің деректерін қосымша/жанама ақпарат ретінде пайдалануға болады.

Спектрлік (акустикалық) ұңғымалық шумометрияның мүмкіндіктері қосымша тәжірибелік-әдістемелік жұмыстарды жүргізуді, оның нәтижелерін басқа әдістердің деректерімен алуды және салыстырмалы талдауды талап етеді. Көп арналы (бірнеше ондаған) шумометрияның коммерциялық мәселелерді жеткілікті дәлдікпен шеше алады және мақсатқа жетудің әмбебап әдісі ретінде қолданыла алады деп болжауға физикалық-техникалық негіздер бар.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Отчёт по результатам обработки и интегрированной интерпретации материалов МОГТ-3Д и данных ГИС, детализационной сейсмической съемки по методике отраженных волн способом общих средних точек (ОСТ). ОАО «ЦГЭ», Федотов М. Н., Кавун М. М. и другие. 2005 г.

2 Дополнение к технологической схеме разработки месторождение Узень. Минибаева Б., отчет по договору 34/99, фонд «НИПИ Мунайгаз», 2002 г.

3 Головин Б. А., Калининкова М. В., Муха А. А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: Учебное пособие. -Саратов, 2011. - 163 б.

4 Косков В. Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. -Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. -317 с. ISBN 978-5-88151-859-2.

5 Шишканов Д. А. Геофизические методы контроля за разработкой месторождений. Метод спектральной шумометрии. Прибор SNL-HD / Д. А. Шишканов; науч. рук. О. П. Кочеткова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г.: в 2 т. –Томск: Изд-во ТПУ, 2018. Т. 2. 245-246 б.

6 Ж. К. Әділ, А. Садуов, Ә. Шарапатов, Д.С. Биязов «Satbayev International Conference 2025: «Оңтүстік Маңғышлақ кенорындарында ұңғымаларды геофизикалық зерттеулердің мәліметтілік деңгейі және жасанды интеллектіні қолдану перспективалары». 487-493 б.

7 А. С. Деркач, Р. Г. Темиргалеев, А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, Н. Н. Марьенко Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. 41-43 б.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ
Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ
ҒЫЛЫМИ ЕҢБЕКТЕР ТІЗІМІ
ӘДІЛ ЖАЛЫН КӘГІБАНҰЛЫ
«Геофизика және сейсмология» кафедрасы

№	Жарияланым атауы	Жарияланым түрі	Шығыс деректері	Көлемі	Қосалқы автор
1	2	3	4	5	6
Білім және ғылым саласындағы бақылау комитеті ұсынған ғылыми журналдардағы жарияланымдар					
1	Оңтүстік Маңғышлақ кенорындарында ұңғымаларды геофизикалық зерттеулердің мәліметтілік деңгейі және жасанды интеллектіні қолдану перспективалары	Мақала	«Satbayev International Conference 2025: Инженерлік және өндірістік жүйелерде жасанды интеллект: процестерді оңтайландыру және автоматтандыру шешімдері» халықаралық ғылыми-практикалық конференциясы	7 бет	Ж. К. Әділ, А. Б. Садуов, Ә. Ш. Шарапатов, Д.С. Биязов

Автор

Ғылыми жетекші

«Геофизика және сейсмология» кафедрасының меңгерушісі

 — Әділ Ж. К.
 — Шарапатов Ә. Ш.
 — Ратов Б. Т.

РЕЦЕНЗИЯ

магистрлік диссертацияға

Әділ Жалын кәгібанұлы
7M07105 – «Мұнай-газ және кен геофизикасы»

Тақырыбы: Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеу

Орындалды:

а) Графикалық бөлім 19 парақтарда

б) түсіндірме жазба 57 беттерінде

ЖҰМЫСҚА ЕСКЕРТУЛЕР

1. Жалпы мазмұны терең әрі нақты болғанымен, әдеби шолуда кейбір заманауи шетелдік дереккөздер мен салыстырмалы зерттеулер енгізілсе, жұмыстың ғылыми деңгейі одан әрі арта түсер еді. Сонымен қатар, кейбір графикалық материалдарда шартты белгілердің толық түсіндірмесі көрсетілмеген, бұл визуалды түсінікті сәл қиындатады. Болашақта бұл бөліктер стандартқа сәйкестендіріліп толықтырылса, жақсы болар еді.

2. Жекелеген ұңғымалар бойынша мәліметтер берілгенімен, кейбір бөлімдерде нақты сандар мен диаграммалар арқылы толықтыру жұмыстың мазмұнын ашуға көмектесер еді. Болашақта мұндай материалдарды нақтылау ұсынылады.

Жұмысты бағалау

Магистрлік диссертация Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор кезеңіндегі мұнайлы горизонттарын заманауи геофизикалық әдістермен тиімді игеру мәселелеріне арналған. Зерттеу нысаны – Өзен кен орны – еліміздің мұнай өндіру саласында маңызды рөл атқаратын аймақ болып табылады.

Автор геофизикалық әдістер кешенін нақты өндірістік жағдайда қолдану арқылы XIII–XVIII горизонттар аралығындағы мұнайлы қабаттардың ерекшеліктерін терең талдаған. Жұмыста шумометрия, термометрия, импульстік нейтрондық әдістер мен заманауи көпарналы зерттеулердің тиімділігі көрсетілген. Әсіресе, көп арналы және спектралды шумометрия нәтижелеріне жүргізілген талдау жұмыстың ғылыми жаңалығын арттыра түскен. Автор нақты деректерге сүйене отырып, ұңғымалардың техникалық жағдайын бағалауға, өнімді қабаттардың өнімділігін болжауға және интерпретациялау дәлдігін арттыруға бағытталған ұсыныстар енгізген.

Жұмыстың нәтижелері ғылыми конференция жинағында жарияланған. Рецензент жұмыстың тиісті деңгейде апробациядан өткенін атап өтеді.

Диссертация үлкен нақты материалдар негізінде жазылған және 7M07105 – «Мұнай-газ және кен геофизикасы» мамандығы бойынша магистрлік диссертацияларға қойылатын талаптарға толық сәйкес келеді, ал Әділ Ж.К. техника және технология магистрі академиялық дәрежесін алуға лайық.

Диссертациялық жұмысқа «95» балл қойылады.

Рецензент

Қ.И.Сәтпаев ат. Геология ғылымдары институтының,
аға ғылыми қызметкері, PhD

«24» _____ Баратов Р.Т.
«06» _____ 2025 ж.

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

магистрлік диссертация бойынша
Әділ Жалын Кәгібанұлы
7M07105-«Мұнай-газ және кен геофизикасы»

Тақырып: Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеу

«Оңтүстік Маңғышлақтың юра-бор мұнайлы қабаттарын игеруде кәсіптік геофизика әдістерін тиімді кешендеу» тақырыбындағы магистрлік диссертация өзектілігі жоғары, тәжірибелік маңызы зор ғылыми-зерттеу жұмысы болып табылады.

Диссертациялық жұмыста магистрант Әділ Жалын Кәгібанұлы Өзен кенорны мысалында күрделі геологиялық жағдайларда қолданылатын өндірістік геофизикалық әдістердің тиімділігін жан-жақты талдаған. Зерттеу барысында ол шумометрия, термометрия, импульстік нейтрондық әдістер сынды заманауи геофизикалық әдістерді кешенді қолдану арқылы ұңғымалардың техникалық жағдайын бағалау және ағын интервалдарын нақтылау мәселелерін шешуге баса назар аударған.

Магистрант геологиялық-геофизикалық деректерді жинау, талдау және интерпретациялау барысында өз бетімен жұмыс істей алатындығын, ғылыми ойлау қабілеті мен кәсіби біліктілігін көрсетті. Жұмыс мазмұны құрылымдық жағынан сауатты ұйымдастырылған, иллюстрациялық материалдармен жақсы қамтамасыз етілген.

Ғылыми жаңалығы ретінде, юра-бор горизонттары жағдайында көп арналы және спектралды шумометрияны қолданудың тиімділігі алғаш рет кешенді түрде зерттеліп, төмен дебитті, техникалық күрделі ұңғымаларда осы әдістердің нақты артықшылықтары негізделген.

Магистранттың зерттеу жұмысы нәтижелері жетілген мұнай-газ кенорындарында игеру тиімділігін арттыру, ұңғымаларда пайда болатын асқынуларды ерте анықтау және оңтайлы геофизикалық әдістерді іріктеу сияқты өндірістік міндеттерді шешуде қолдануға әбден болады.

Осы магистрлік диссертация негізінде:

- «Satbayev International Conference 2025: Инженерлік және өндірістік жүйелерде жасанды интеллект: процестерді оңтайландыру және автоматтандыру шешімдері» халықаралық ғылыми-практикалық журналына «Оңтүстік Маңғышлақ кенорындарында ұңғымаларды геофизикалық зерттеулердің мәліметтілік деңгейі және жасанды интеллектіні қолдану перспективалары» тақырыбында мақала жарияланды.

Жалпы алғанда, диссертациялық жұмыс «7M07105 – Мұнай-газ және кен геофизикасы» білім беру бағдарламасы бойынша магистрлік біліктілікке қойылатын талаптарға толықтай сәйкес келеді. Ғылыми-зерттеу жұмысы толық орындалған және магистрант Әділ Жалын Кәгібанұлы техника және технология магистрі академиялық дәрежесіне лайық деп бағаланды. Жұмыстың бағасы – 95 %.

Ғылыми жетекші

Геология және минералогия
ғылымдарының кандидаты,
қауымд. профессор

«23» маусым 2025 ж.



Шарапатов Ә.

**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Әділ Жалын Кәгібанұлы

Тақырыбы: 2025_маг_Әділ Жалын Кәгібанұлы

Жетекшісі: Абиш Шарапатов

1-ұқсастық коэффициенті (30): 13.4

2-ұқсастық коэффициенті (5): 4.8

Дәйексөз (35): 3.2

Әріптерді ауыстыру: 7

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

☐ Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

☐ Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

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

Негіздеме:

Күні

24.08.25

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Эділ Жалын Кәгібанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_маг_Эділ Жалын Кәгібанұлы

Научный руководитель: Абиш Шарапатов

Коэффициент Подобия 1: 13.4

Коэффициент Подобия 2: 4.8

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 7

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- ☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- ☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- ☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- ☐ Обоснование:

Дата

28.06.25

Заведующий кафедрой



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Әділ Жалын Кәгібанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_маг_Әділ Жалын Кәгібанұлы

Научный руководитель: Абиш Шарапатов

Коэффициент Подобия 1: 13.4

Коэффициент Подобия 2: 4.8

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 7

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование: *Доступ к защите*

Дата *24.06.2025*

Исқірханова А.А.
prof.

проверяющий эксперт