

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

Байташев Нұрболат, Әбілқасым Қайыпназар, Асиров Ниятжан

Тақырыбы: «Фортис (Forties) кен орнының фильтрациялық–сыйымдылық қасиетін бағалау үшін каротаждық зерттеу»

Дипломдық жобаға

ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5В070800-Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі


М.К.Сыздықов

«21» 05 2019ж.

Дипломдық жобаға

ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: «Фортис (Forties) кен орнының фильтрациялық-сыйымдылық қасиетін бағалау үшін каротаждық зерттеу»

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған: Байташев Н. М., Әбілқасым Қ.З., Асильов Н.А

Ғылыми жетекші:


Ж. К. Дайров

«20» 05 2019ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

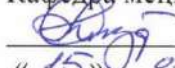
Қ.Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

«Мұнай инженерия» кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

 М.К.Сыздықов
« 15 » 01 2019ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар Байташев Нұрболат, Әбілқасым Қайыпназар, Асиров Ниятжан
Тақырыбы «Фортис (Forties) кен орнының фильтрациялық-сыйымдылық қасиетін бағалау үшін каротаждық зерттеу»

Университет ректорының «17» қазан 2018 ж. №1167-д бұйрығымен бекітілген
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «21» мамыр 2019 ж.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

- а) Геологиялық бөлім
- ә) Арнайы бөлім
- б) Экономикалық бөлім
- в) Қорытынды

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)

Бас жоспар, технологиялық сызба, техника-экономикалық көрсеткіштер

Ұсынылатын негізгі әдебиет 14 атау

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Техника-технологиялық Бөлім	16.04.19	
Арнайы бөлім	16.04.19	
Экономикалық бөлім	16.04.19	
Қауіпсіздік және еңбекті қорғау бөлімі	16.04.19	
Қоршаған ортаны қорғау бөлімі	16.04.19	

Дипломдық жоба (жұмыс) бөлімдерінің кеңесшілері мен
норма бақылаушының аяқталған жобаға (жұмысқа) қойған

қолтанбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Техника-технологиялық Бөлім	Ж. Қ. Дайров магистр, аға оқытушы	06.05.2019	
Арнайы бөлім	Ж. Қ. Дайров магистр, аға оқытушы	06.05.2019	
Экономикалық бөлім	Ж. Қ. Дайров магистр, аға оқытушы	06.05.2019	
Норма бақылау	Ж. Қ. Дайров магистр, аға оқытушы	06.05.2019	

Ғылыми жетекші  Ж. Қ. Дайров

Тапсырманы орындауға алған білім алушылар  Қ. З. Әбілқасым
 Н. М. Байташев
 Н. А. Асиров

Күні " 20 " 05 2019 ж.

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмыс

Байташев Н.М.
Асилов Н.А.
Әбілқасым Қ.З.

5B080800 – Мұнай газ ісі

Тақырыбы: «Фортис (Forties) кен орнының фильтрациялық-сыйымдылық қасиетін бағалау үшін каротаждық зерттеу».

Топ мүшелері тақырып бойынша 2018 жылдан бері ізденушілік жұмыстарын жүргізуде. Тақырып бойынша алдымен курстық жұмыс жазды, оны ойдағыдай қорғап шықты. Студенттердің ғылыми-практикалық конференцияларында бірнеше рет баяндама жасады.

Кіріспеде жұмыстың көкейкестілігі, мақсаты мен міндеті, практикалық қолданылымы, зерттеу әдістері кенорынның қор есептеу жағынан тиімді жақтары қарастырылып, кенорынның болашағына талдау жасалынған.

Диплом жұмысын жазу үшін топ мүшелері ғылыми - теориялық, ғылыми-әдістемелік әдебиеттерден, кітап жазбалардан мен өзінің іс-тәжірибелерін пайдаланған. Жұмыс кіріспе, геологиялық, арнайы, экономикалық, экологиялық бөлімдерден және қорытынды мен пайдаланған әдебиеттер тізімінен тұрады. Жұмыста баяндалған мәселелер әр тақырыпшаға сай іріктелген, мысалдары жеткілікті.

Диплом жұмысын орындаушы тақырыпты толық ашуға әрекет еткен. Тұжырым, дәлелдемелері ғылыми негізде тиянақталған.

Зерттеу жұмысы дипломның талабына сай жазылған және өзіндік пікірі бар.

Аға оқытушысы: Дайров Ж.К.
«20» 05 2019 ж.

(қолы) 

Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Х кен орнының фильтрациялық - сыйымдылық қасиетін каротаж арқылы бағалау. Байташев Нурболат, Асилов Ниятжан, Абилкасым Кайыпназар - DairovZh.doc
Автор:	Байташев Нурболат, Асилов Ниятжан, Абилкасым Кайыпназар
Координатор:	Жасулан Дайров
Дата отчета:	2019-05-08 12:37:30
Коэффициент подобия № 1: ?	4,0%
Коэффициент подобия № 2: ?	0,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	25
Количество слов:	4 279
Число знаков:	32 969
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок: ?	31



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

Количество выделенных слов 1



Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

АҢДАТПА

«Фортис (Forties) кен орнының фильтрациялық-сыйымдылық қасиетін анықтау үшін каротаждық зерттеу» тақырыбына дипломдық жоба.

Кілт сөздер : геофизикалық зерттеу жұмыстары, каротаж, нейтронды каротаж, гамма-гамма каротаж, индукцияндық каротаж, кеуектілік, өткізгіштік.

Жұмыс кіріспеден, геологиялық, арнайы, экономикалық, экологиялық бөлімдерден, қорытындыдан және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

Кіріспеде таңдалынған тақырыптың өзектілігі ашылып, жұмыс барысы мен мақсаты көрсетіледі.

Геологиялық бөлімде Фортис кен орны жайлы терең мағлұмат ұсынылады.

Арнайы бөлім аталған кен орынның таңдап алынған 6 ұңғымасы бойынша геофизикалық зерттеу жұмыстары нәтижелерін өңдей отырып аумақтың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттеріне баға беріп қана қоймай, салыстыру мен модельдеу компанияларын жеңілдететін каротаждық қисықтар тұрғызылу барысын қамтиды.

Соңғы бөлімде жасалған жұмыстарды жалпылай келе кен орынның кеуектілік және өткізгіштік қасиеттеріне қорытынды жасалынған.

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект на тему «Каротажные исследования скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств в месторождении Фортис».

Ключевые слова: геофизические исследования, каротаж, нейтронный каротаж, гамма-гаммакаротаж, индукционный каротаж, пористость, проницаемость.

Дипломный проект состоит из следующих частей: введение, геологическая часть, основная часть, экономическая часть и заключение.

Во введении, будет раскрыта актуальность выбранной темы и описывается рабочий процесс.

В геологической части дается главные геологические данные месторождения Фортис.

В основном разделе происходит анализ на геофизические исследования проводимые в данном месторождении, определяется фильтрационно-емкостные свойства и предлагаются методы облегчения моделирования с помощью построения каротажных графиков.

В экономической части представляется экономическое обоснование на проделанную работу.

В последней части делается заключение на все проделанные работы во время написания дипломного проекта.

ABSTRACT

Graduation project on "Well logging for reservoir estimation in the Fortis field".

Key words: geophysical studies, logging, neutron logging, gamma-gamma logging, induction logging, porosity, permeability.

The diploma project consists of the following parts: introduction, geological part, main part, economic part, environmental part and conclusion.

Introduction shows the relevance of the chosen topic will be revealed and the workflow and purpose will be described.

In the geological part we can describe the main geological data of the Fortis deposit is given.

Main section consists an analysis of geophysical studies carried out in this field is carried out, filtration-capacitance properties are determined, and methods for facilitating modeling using logging graphs are proposed.

In the economic part we can see effective ways of developing oil from the Fortis field are being studied.

The final part concludes on all the work done during the writing of the thesis project.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ	11
1 Геологиялық бөлім	12
1.1 Кен орын жайлы жалпы мәлімет	12
1.2 Құрылымы мен стратиграфиясы	12
1.3 Тау жыныстарының құрылымы	13
1.4 Құрылымдар мен шөгінді тізбектер тобы	16
2 АРНАЙЫ БӨЛІМ	19
2.1 Геофизикалық және каротаждық зерттеу жұмыстары нәтижелері	19
2.2 Жұмыс барысында кездескен қиындықтар және оларды шешу	24
2.3 Ұңғымалардың геофизикалық ерекшеліктері	24
3 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ	36
Ұңғымалар деректерін пайдаланып STOIP формуласы арқылы экономикалық көрсеткіштерді бағалау	36
ҚОРЫТЫНДЫ	
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	

КІРІСПЕ

Қабат түп аймағын зерттеу жұмыстарының басты мақсаты коллектор қабат жайында барынша толық мәлімет алу болып табылады. Бұл мәліметтер бұрғылау кезеңінде ғана емес, сондай-ақ мұнай өнімін жер бетіне шығарғаннан соң да жүретін барлық операциялар мен кампаниялар кезінде мүмкін болатын қателіктер мен ескерілмеген авариялардың алдын алудағы басты құрал. Дәл сол зерттеу – бағалау жұмыстарына геофизикалық зерттеудің көптеген әдістері қолданылып, әртүрлі критерийлерге байланысты, соның ішінде, кен орын литологиясы, стратиграфиясы және де өнімнің физика-химиялық қасиеттері басты тірек болып алынады. Осыған орай геофизика саласының таптырмас, универсал басты әдіс-құралы каротаж әдісі. Фльтрациялық-сыйымдылық қасиеттерді өңдеу екі топқа бөлінеді: каротаж және ұңғымалық геофизика әдістері.

Каротаждық керн алу жұмысы нәтижесінде ұңғыма айналасындағы шектелген ғана кеңістік зерттеледі (ұңғыманың өзі немесе ұңғыма қабырғасына жанаса орналасқан орта), яғни каротаж әдістерімен зерттелетін орта ұңғымадан алынған кернді зерттеу мен бірдей.

Фльтрациялық-сыйымдылықты өлшеу және бағалаудағы геофизикалық барлау әдістерінің жылдан жылға ролі өсуде, бұл екі түрлі жағдайға байланысты:

Біріншіден: жер бетіне жақын жатқан кен орындар жылдан жылға азайып келеді, сондықтан жер қойнауының терең бөліктеріндегі кен орындарды игеру терең ұңғымалар бұрғылау қажет, олардың тиімділігін қалай арттыру керектігі қазірде белгілі яғни геофизикалық әдістерді кеңінен қолданып керн алуды тоқтатып немесе азайту керек.

Екіншіден: ұңғыма тереңдеген сайын одан керн алу қиындай түседі және оны жер бетіне шығарып зерттеу табиғи жатысына сәйкес келмейді. Сондықтан, ұңғымадан алынған материалдар талдау жаңа геофизикалық интерпретациялау тәсілдерін қажет етеді.

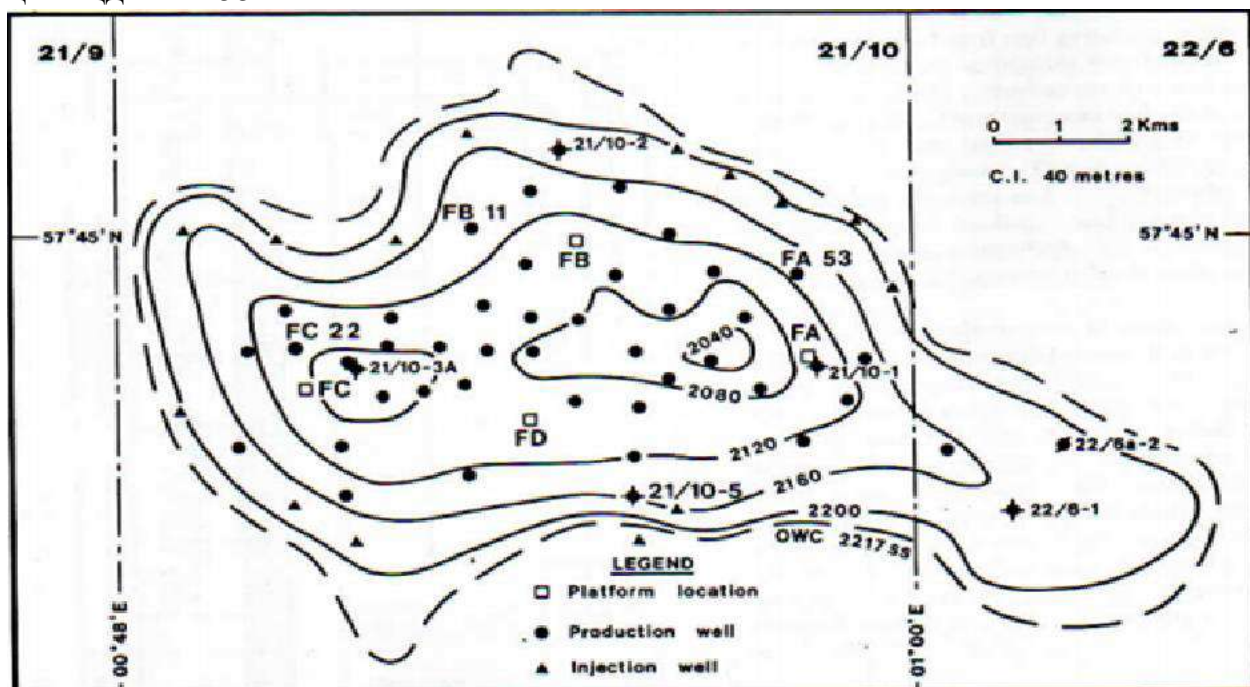
Сонымен, ұңғыманы геофизикалық зерттеу мен каротаж әдісі арқылы бағалаудың мақсаты қабаттың өткізгіштігі мен кеуектілігі туралы деректерді алу.

Тау жынысының өткізгіштігі деп – сұйықтар мен газдардың сүзілу (фильтрация) қабілетін түсінеміз. Ал кеуектілік ұғымында тау жынысының бойындағы бос қуыстардың орналасуы мен пішім-құрылымдарын түсінеміз.

1.ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

1.1.Кен орын туралы жалпы мәлімет

Фортис (Forties) – Солтүстік теңіздің Британияға тиісті 21/10 секторында орналасқан(1-сурет), Сент – Фергюс (Шотландия) қаласының шығыс бағытының 180-кмде орналасқан British Petroleum (BP) компаниясымен 1970 жылы ашылған мұнай кенорны. 1975 жылдан бастап іске қосылған Солтүстік теңіздегі ең ірі мұнай кенорындарының тізімін бастап тұрған алып кенорындағы алғашқы зерттеулер бойынша өнімді қабат қоры 240 млн. тоннаға бағаланған. Ұңғыма тереңдігі:106м су астында. Жұмыс қабілеттілігі: күніне 41000 баррель. Кен орны көлемі 16х8 км және 180 м амплитудасы бар брахиантиклиналды қатпарында орналасқан, әр 170 м сайын вертикал жабыны бар. Коллектор қабаты Палеоцен құмтасы және өнімді қабат қалыңдығы 155 м.

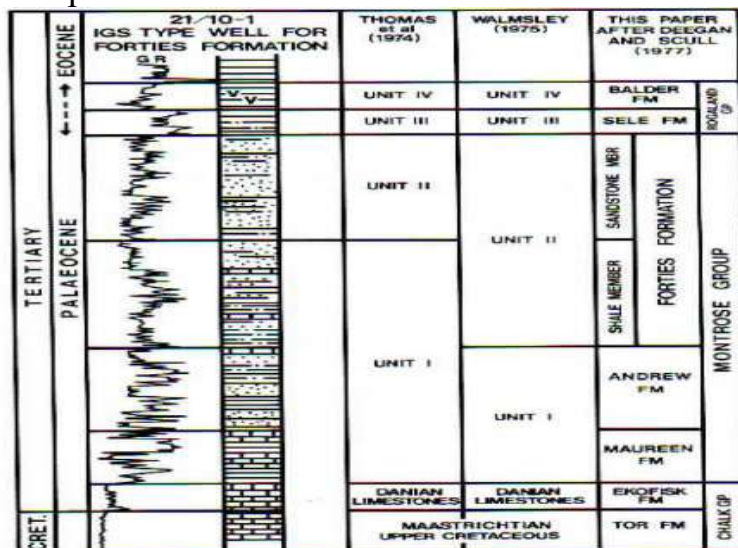


1-сурет. Фортис қабатының құрылымдық контурлары[1].

1.2.Құрылымы мен стратиграфиясы

Бұрын жарияланған жұмыстар Фортис кенорыны аймағының литостратиграфиялық және палеоцен тізбегін бөлшектеуге бейресми номенклатура қолданған еді. Алайда, геологиялық ғылымдар мен бірқатар мұнай өнеркәсібі комитеттерінің жуырдағы ізденістері мен ғылыми жұмыстары Солтүстік теңіздің орталық және солтүстік бөліктері үшін стандартты литостратиграфиялық номенклатураны құру керектігін көрсетті. Фортис мұнай кен орнының ашылу ұңғымасы, 21/10-1, FS қалыптастырудағы палеоцендік шөгінділерге арналған ұңғыманың түрі ретінде белгіленді.(2-сурет)

Кен орнының маңайында формациясы сланец элементі деп аталатын сазды, құмтас пен әктасты төменгі, өрілген тізбектілікке және құмтас элементі деп аталатын жоғарғы, негізінен құмтас тізбектілігіне бейресми бөлінген. Фортис кенорны маңайындағы формация төменгі жіне жоғарғы деп жіктелетін аргилиттен, құмтас, сондай-ақ әктастың сланец деп аталатын қабатынан тұрады. Және өнімді қабаттың, басым бөлігі құмтастан. Бұл құмтас бөлігі Фортис кенорнының барлық бөлігін қамтып модельдеу мақсатында бірнеше фациялармен топтарға бөлінген.



2-сурет. Фортис аймағының палеоцендік литостратиграфиясы[1].

Фортис ауданындағы Триас кезеңінің негізі солтүстік теңіздің Триас бассейнінің осіне қарай шығыс бағытта баяу түседі. 21/10 блогында бұл аймақтық жарылым Фортистегі Монтроз жотасы ретінде белгілі Палеоцендік биіктікке дейін шығыс, оңтүстік-шығыс бағыты бойынша үзілістер жасайды. Фортис аумағының құрылымы осы жотаның үстіндегі шөгінді драппен анықталады және кейіннен дифференциалды тығыздалуға ұшырау мүмкіндігі атап көрсетіледі. Ең көп құрылымдық жарылымдар кенорын аумағының шеткі маңында, шамамен 10-градусында байқалады.

1.3. Тау жыныстарының құрылымы

Бағалау және ерте пайдалану ұңғымаларынан жасалған керн материалын зерттеу шөгінділердің құрылымының төрт кең түріне топтастырылуына алып келді. Бұл топ бастапқыда жеңілдету және егжей-тегжейлі седиментологиялық талдау үшін арналмаған болсада, бұл топтарға жіктеу өте пайдалы және бірізділікті қамтамасыз етуде көп көмек көрсетті. Алайда, негізгі деректердің үлкен көлемі болған кезде бастапқы құрылымдар тұндыру процесі тұрғысынан қайта жіктеліп қаралды.

А құрылымы. Бұл құрылым құмтастың, сондай-ақ құм мен саздың кезектесуімен сипатталады. Құмтас негізінен ұсақ түйіршікті, кейде кальцитті цементтелген болып та келеді. Қабаттың қалыңдығы 0,05-тен 1,70 м-ге аралығында ауытқиды, оған қоса онда қалыңдығы 8 м-ге дейін жететін амальгамирленген құмды денелерден тұратын қабат бар. Мұнай орналасқан аумақтың барлық дерлік бөлігінде флюид және құралдар белгілері негіз ретінде кездеседі және шөгінді деформация тұрғысынан сипаттатқанда барлығына тиесілі. Өткір негізді құмтас түсі сұрғылт қара болып келетін каолинитті әрі өте сирек алевролиттер пен аргилиттерге алып келетін өзгерістерге ұшыраған. Бұл қабатша қалыңдығы көп жағдайда 0,5 м-ден жұқа болып келеді және орташа қабатталған, сирек және сирек-пульсациялы-бүйірлі қабатталған болып келеді.

Қайталанатын құмтас пен аргилиттің кезектесуі және табиғаты өзгеріске ұшыраған құмтас пен олардың байланысқан шөгінді құрылымдары лайланған шөгінділердің тұнуынан болғанын жақсы дәлелдемелер келтіреді. Шөгінді құрылымдардың кезектесуін Bouma моделі арқылы өте жақсы сипатталады және түсіндіріледі. Bouma T(ab'), T(a/c), T(a/e/), T(abc) және T(abc/e) модель вариациялары көп таралған және толықтай реттелген T(abcde) моделі де өте сирек кездеседі. Құмтастарды Уокердің “классикалық турбидиттік” ходуноктар тобына топтастыруға болатындықтан, T(a) бөлігінен басталатын рет басымдылығы өте маңызды.

Б құрылымы. Құрылым негізінен майда түйірлер жиынтығынан құралған құмтасты қамтиды. А құрылымында кездесетін сұр-қара түсті балшықты тасқа ұқсас қабат мұнда өте сирек кесілген қатарлар арасында 10 см қалыңдықты аспайтын қалыңдықта кездеседі. Құмтастар әр жерден кальцитпен цементтеліп және орташа немесе ұсақ түйіршікті балшықсыз түйіршіктелген байланыс қабатымен нашар сұрыпталады. Шөгінді құрылымдардық айтарлықтай жетсіпеушілігі табылып, рентгенография құмтастардың көбінесе массивті екенін көрсетті. Кейде, дегенмен, текстуралық қабаттар (өте төмен бұрышқа ғана бейім немесе көлденең) такталардың құрылымы, сұйықтың шығып кету каналдары, коллектор және тұздықтың белгілері оқта – текте ғана дамуға ұшырағаны бар. Коллектор қабаты әдетте 0.75 және 2.20 м аралығында ауытқиды, бірақ қалыңдығы 50 м-ге дейін болатын аралық сазды тастарсыз амальгамдалған қабат іс жүзінде бар. Басты бөлігі кварц, сазды тас, қоңыр көмір, магмалық және метаморфикалық тау жыныстарының фрагменттерінің түйіршіктері әдетте табанның жұқа қабатына шоғырланған немесе бүкіл қабат бойынша ретсіз шашырайды. Кейде, сынықтар өте мол болып орналасып, қабатта құмтас ағынын тудыруға себеп болады. Бұл қабаттар әдетте 1.5 м-ден жұқа болып, көбінесе құрылымсыз, бірақ та, дөрекі және кері сұрыптаудың классификациясы нашар дамыған. Екі ұңғымада түрлендірілген матрицада орнатылған ақпараттық сазды және құмды қабаттардан тұратын қалыңдығы 0,5 м дейінгі ретсіз орналасқан аралықтар байқалды.

Қабаттағы әлсіз ғана дамыған сұйық каналдары бар массивті құмтас құрылымы Уокердің (1978) «массивті құмтастарын» еске салады. Жалған кұйдірілген шөгінділер ағынынан шөгуге күдік бар және осыған ұқсас шөгу процесі құмтас үшін көзделген (Walker, 1978). Сирек ретсіз Интервалдардың қалыңдығы мен құрылымы қоқыс ағынының шөгінділері емес, ұсақ масштабты опырылу болып табылатынын көрсетеді.

С құрылымы. Мұнда көбінше алевролитті аргилитке ұшыраған 1-5 мм қалыңдықтағы сұр каолинитикалық аргиллит кездеседі. Аргилит қоңыр түсінің әртүрлі реңдерінде ұсақтүйіршікті құмтасқа түрленеді ұсақтүйіршікті құмтасқа. Құмтастар өткір негізі бар және әдетте қалыңдығы 15 см-ден кем, бірақ 80 см қалыңдыққа дейін жеткен кездері болған. Амальгамация өте сирек, бірақ шөгінді қабат құрылымдары қалыпты жағдай болып табылады. Оларға параллель қабатталу, пульсациялы-көлденең қабатталу жатады. Коллектор қабаттың аралықтарының 2-түріне дөрекі түйіршікті алевролит немесе өте ұсақ түйіршікті және пульсациялы немесе көлденең-пульсациялы қабатталған құмтасты жатқызамыз. Бұл қабаталарылық өте сирек кездеседі және қалыңдығы әдетте 15 см-ден аспайды. Мұндағы құмтас А құрылымындағы құмтастарға өте ұқсас және олардың лайланған ағыннан шөккен деп болжалданады. Алайда, маңызды айырмашылықтар құм мен тақтатастардың неғұрлым төмен арақатынасын, түйіршіктердің неғұрлым ұсақ мөлшерін және Bouma T(a) бөлінісінің болмауын қамтиды. Ішкі шөгінді құрылымдар тәртібінің ең көп таралған нұсқалары T(bc/e), T(d) болып табылады, ал T(e) және турбидиттер жұқа қабатты ретінде сипатталуға жақсы келеді. Бұл пульсациялы және/немесе пульсациялы ығысқан, пульсациялы-ығысқан-көлденең қабатталулар төменгі лайланудың өңдеуге түсуін болған деген болжам шындыққа келеді.. Олардың кейбірінің контуры болуы себепті оны елемеуге болмайды, бірақ ешқандай қатаң айырмашылық табылмаған.

Д құрылымы. Бұл құрылым теңіз микрофаунасы мен микрофлорасы бар жабық, балауыз тәрізді жасыл сазды тастармен сипатталады. Каолинитті болып табылатын А, В және С құрылымдарының сазды тұқымдарына қарағанда, бұл жасыл сазды жыныстар монтмориллонитке бай және жұқа доломитті сазды жыныстармен, сазды әктастармен, пурпурлы сазды жыныстармен және әк құмдарымен байланысты. Шөгінділер тек С құрылымында бар қауымдастықта кездеседі және гемипелагиялық шөгінділер болып саналады.

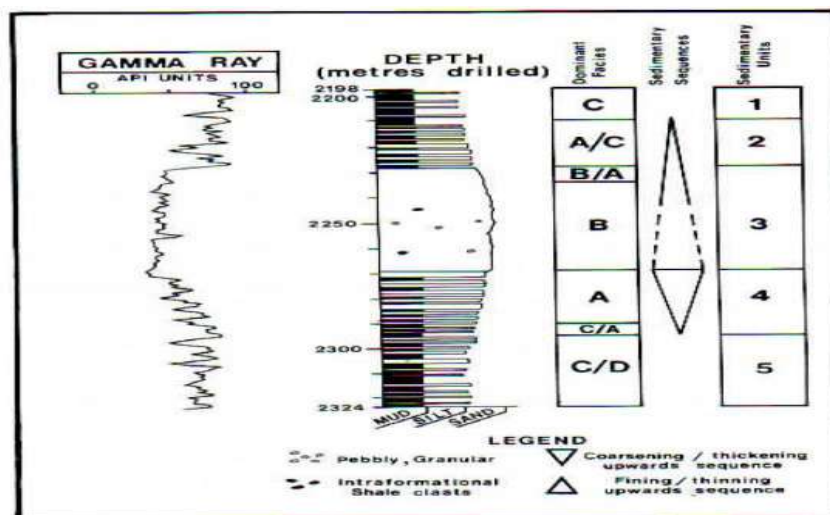
Әр литофацияның құмтастар арасындағы кеуектілік пен өткізгіштіктің айырмашылықтары FC 22 ұңғымасының көмегімен көрсетілуі мүмкін, одан 25 см аралықпен қабаттың барлық учаскесінде Керн тығынын рутинді өлшеу

жүргізілді. А құрылымының құмтас құмдарының орташа арифметикалық кеуектілігі В құрылымы үшін 24,9% - бен салыстырғанда 25,2% және С құрылымы үшін 17,5% - ды құрайды. Көлденең өткізгіштіктің өзгеруі саздың таралуын көрсетеді. Б құрылымының құмтастарының орташа геометриялық өткізгіштігі 639 МД, ал А және С құрылымы үшін сәйкесінше 418 МД және 8,6 МД. D фациясы шегінде құмтас тапшылығы статистикалық салыстыруды болдырмағанымен, бірақ кеуектілік пен өткізгіштіктің төмен болуы үрдісі байқалады.

1.4.Құрылымдар және шөгінді тізбектер тобы

Фортис кенорын аймағының қайта шөгуге ұшырауы тек қана құрылымдық топтардың вертикалдылығында ғана өте керемет реттілік көрсетіп қана емес, сондай-ақ шөгінділердің дамуында да өте жақсы реттілік көрсетті. Бұл шөгудің тәртібі су асты қайығының желдеткішіне шөгуді болжайды және үздіксіз керн алу арқылы зерттелген 21/10-5 және FC22 ұңғыаларына өте жақсы сипаттама береді (1-сурет.). Әр ұңғыадағы көрсеткіштер бейресми шөгінді топтарға бөлінген. (3 және 4 суреттер). Бұл бірліктер сипаттама мен түсіндіруді жеңілдету үшін анықтамалық мақсатта ғана анықталады. Олар ұңғымалар арасындағы корреляция емес.

21/10-5 ұңғысы (3-сурет). Базальды 28 м керн қимасы (Блок 5, 3-сурет) жұқа қабатты лайланулардан тұратын, 13 гемипелагиялық жұқа қабатпен байланысқан, бассейндік жазық және төменгі веерлік шөгінділер болып есептеледі. Жұқа қабатты турбидеттер 4-блоқтың базальды бөлігінде сақталады, онда олар А құрылымының проксимальды турбидиттерімен байланысады және олармен жабылады. Барлық 4 блок тізбегі, қалыңдату және жоғары бөлігі 26 м. Тізбектің бұл түрі әдебиетте жақсы құжатталған (мысалы, Walker and Mutti, 1973) және орташа желдеткіш супрафан жапырақтары шөгуге тән. 3-блоқтың қалыңдығы 42 м және негізінен массивті және кейде галечты болып табылатын амальгамирленген құмнан тұрады (В құрылымы). Құм элементі өзінің жоғарғы жартысында құрғақтанады және 18 м кең, бірақ тұрақсыз, жұқа және проксималды турбидиттер жоғарғы бөлігінен жауып тұр(2-Блок). Нәтижесінде алынған ірі масштабты жоғары көрсеткіштер тізбегі (3 және 2 бірліктері) біртіндеп тасталған орташа желдеткіш арнасын толтыруды сипаттайды(Ricci-Lucchi, 1969; Walker, 1978). Жапырақшаның негізгі шөгіндісі (4 бірлігі) - прогрессивті каналдың түбінде эрозия болған жағдайдағы жапырақшалардың берілуі. Керн аралығының қалған бөлігі (1-блок) байөалатын ретті құрмайтын жұқа қабатты турбидиттерден тұрады. Шөгінділер негізгі шөгіндінің аяқталуын және, мүмкін, арнааралық аймақта (Mutti, 1977) кейінге қалдырылуын білдіреді.



3-сурет. 21/10-5 керндік интервалдағы шөгінді кезектілігі(ұңғыманы орналастыру үшін, 1–суретті қара) [1].

Мұнда сабақтастық 21/10-5 - ке қарағанда қиын. Базальды 10 м қима (блок 7, 4-сурет.) Д құрылымының сиретілген гемипелагиялық шөгінділері бар жұқа қабатты турбидиттерінен (С құрылымынан) тұрады, ал жауын-шашын бассейндік жазықтық немесе төменгі веерлік шөгінділер ретінде түсіндіріледі. Жоғарыда жатқан шөгінділер жоғары (6, 5 және 4 бірліктері) қалыңдатудың үш тізбекті реттілігін құрайды. 6- блок 45м қалыңдықты құрайды және жылдам проксималды турбидиттерге айналған қалың қабатты турбидиттерден тұрады. Құмтастар қалыңданады және, ішінара, дөрекі жоғары және бірлік бассейн жазықтығында прогрессивті сарафан үлесінің шөгуі ретінде түсіндіріледі.

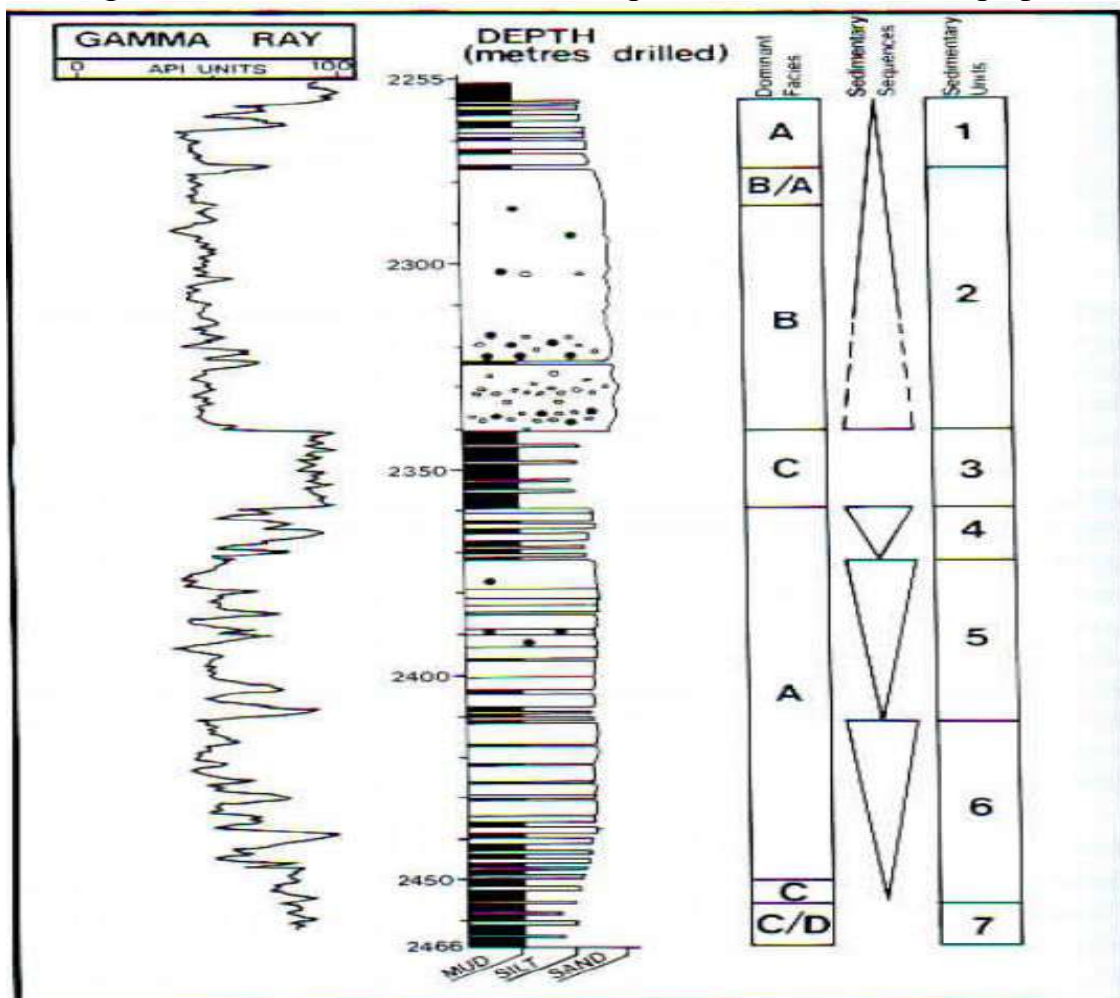
Номері 5 блоктағы (қалыңдығы 40 м) кезектілік диффузды, және проксималды турбидиттер арасында кесілген массивті құмтастарды (В құрылымы) қамтиды. Алайда құм / сланецтің арақатынасы құмтастар толығымен жоғары қалыңдығына қарай ұлғаяды және супрафан үлесінде тұндыру қайта қарастырылады. 4-Блоктың қалыңдығы тек 12 м , бірақ проксималды турбидиттер қалыңдатылып және жоғарғы бөлігі өрескел келеді, мұнда 5-блок үшін қолданлған интерпретация қолданылады. Құмды дененің көп қабатты дамуының бұл түрі Риччи-Луччи (1975) сипатталған және супрафан арналарын ауыстыруға жауап болып саналады.

19 м жұқа қабатты турбидиттерді (Блок 3) кен орнының барлық батыс бөлігінде (ауданы шамамен 40 км²) бақылауға болады. Олар ешқандай көрінетін тізбекті құрмайды. Супрафан үлес негізінде жатқан қалдықтармен және отыру, шөгу процестерінен кейін бассейндік жазығында немесе арнааралық аймақта жинақталған деп саналады. 2-Блок бір ғана өте жұқа тақтатас интервалы бар 64-метрлі амальгамирленген, көбінесе массивті құмдардан тұрады(Б құрылымы). Құмды дене шыңына қарай құрғақтанады және проксималды турбидиттердің жоғары басымды жұқару ретімен жабылып қалады. Осылайша, 1 және 2 блоктарының аралас шөгінді сипаттамалары біртіндеп қалдырылған орташа желдеткіш арналарының

кешенін көрсетеді. Жоғарғы 5 м керндік интервал Фортис формациясын орынсыз жабатын сұр, пиритті саз тастардан тұрады.

Кең геологиялық корреляциядан (ары қарай қараңыз) 21/10-5 қабаттың барлық қимасы тек FC22-дегі 4-7 бірліктерге тең екенін көруге болады. Осылайша, құрылымдар тобы және кен орын аумағындағы шөгінділердің кезектесу реті су асты желдеткішінің ортасынан төменгі бөлігіне дейін тұнғанына жақсы дәлел береді.

Солтүстік-батыс бағыттағы шөгінділердің жалпы палеогеографиясы



4-сурет. FC22 үшін Керн аралығындағы шөгінді кезектілік (ұңғыманың орналасуы мен шартты белгісі 1 және 3-суретке тиісінше). Ұңғыманың 25 градуста ауытқуы қалыңдықтың жоғарылауына әсер етпеген. [1].

2 АРНАЙЫ БӨЛІМ

2.1. Геофизикалық және каротаждық зерттеу жұмыстары нәтижелері

Жобада қолданылған деректер «Statoil Petroleum Company» жүргізген геофизикалық және каротаждық зерттеу нәтижелерінен алынғын. Мұнда 1973-75 жылдар аралығында жүргізілген геофизикалық зерттеулер арасынан тандап алынған 6 ұңғыманың деректерін қамтиды. 145-3631 м аралығын қамтыған бұл зерттеулер кен орын аумағы туралы толық мәлімет беріп қана қоймай, зерттеу ұңғымалары арқылы алдын – ала алынған керн үлгілері көрсеткен нәтижелердің дәлдігін анықтауда да үлкен роль атқарды. Деректер нейтрондық-тығыздық каротаж, электрлік, сондай-ақ акустикалық каротаж нәтижелерін көрсеткен. Солар арқылы бұрғылауды бастауға қажетті және бұрғылау барысындағы керекті мәліметтерді анықтаған. Бұл мәліметтердің алдын қабаттың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттері бастап тұр, себебі кеуектілік пен тығыздылық коллектор қабаттың алғышарты ғана болып қоймай, жобаның экономикалық бөлігін реттеуде өте маңызды орынды алады. Осыған орай, біздің дипломдық топ Статойл деректері арқылы Фортис кенорнының кеуектілік және өткізгіштік қасиеттерін табу, зерттеу, салыстыруды мақсат етіп алып, осы жобада жүзеге асырдық.

Алғаш болып кеуектілік гамма-гамма тығыздық каротаж нәтижесінен табылды. 10 см жиілікпен түсірілген тығыздық шамасы тереңдікпен салыстырылып, график тұрғызылды(5-сурет). Бұл график мыңдаған мәліметті минимум уақытта сандық деректерді визуалды дерек етіп көрсету үшін құрылған. Кеуектілікті төмендегі формула арқылы есептедік:

$$\varphi = (\rho_m - \rho) / (\rho_m - \rho_f) \quad (2.1)$$

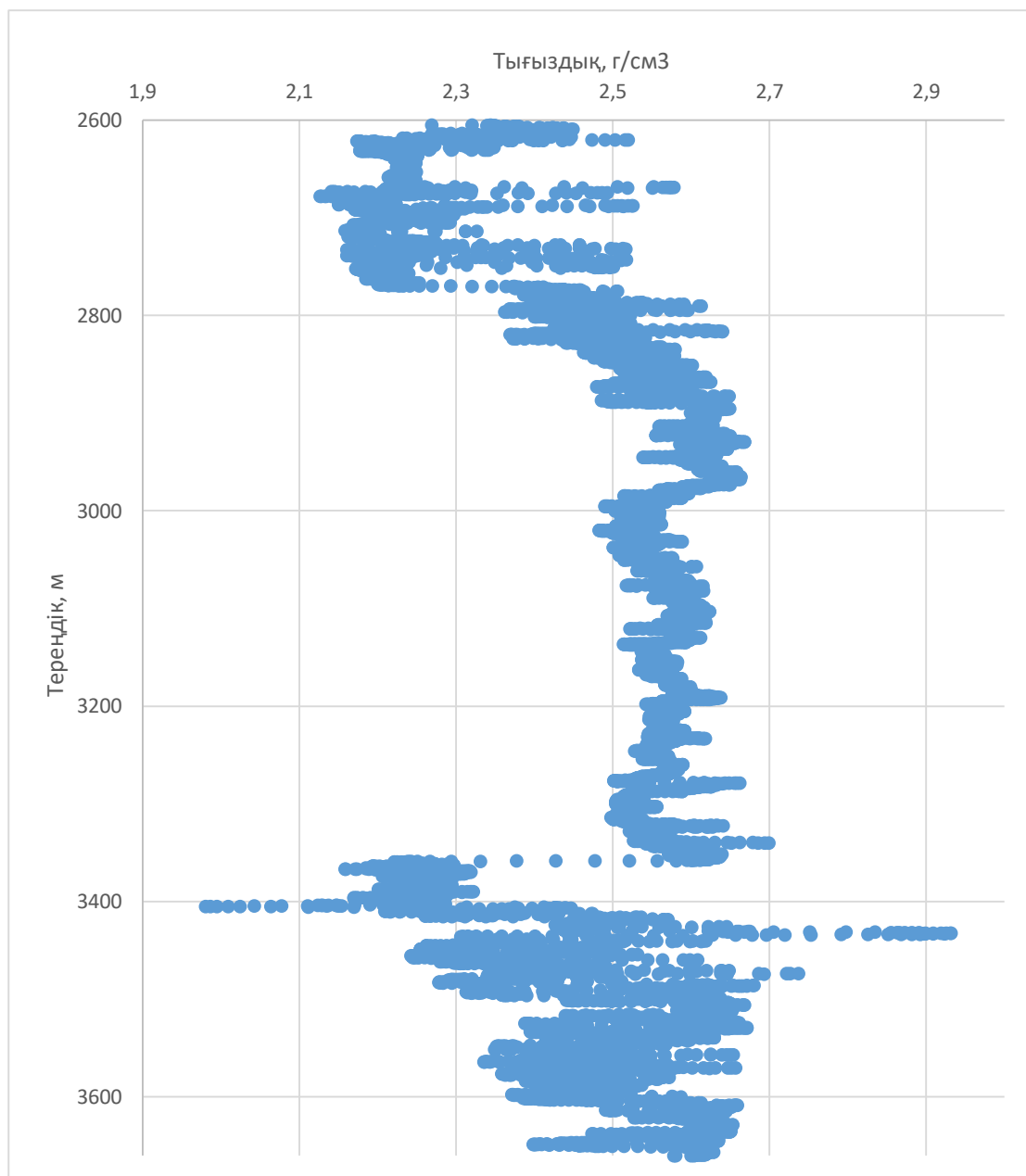
Мұндағы ,

ρ_{matrix} = тау жынысы матрицасынаң(қаңқасының) тығыздығы, кг/м³;

ρ_{fluid} = тау жынысындағы сұйықтықтың тығыздығы, кг/м³;

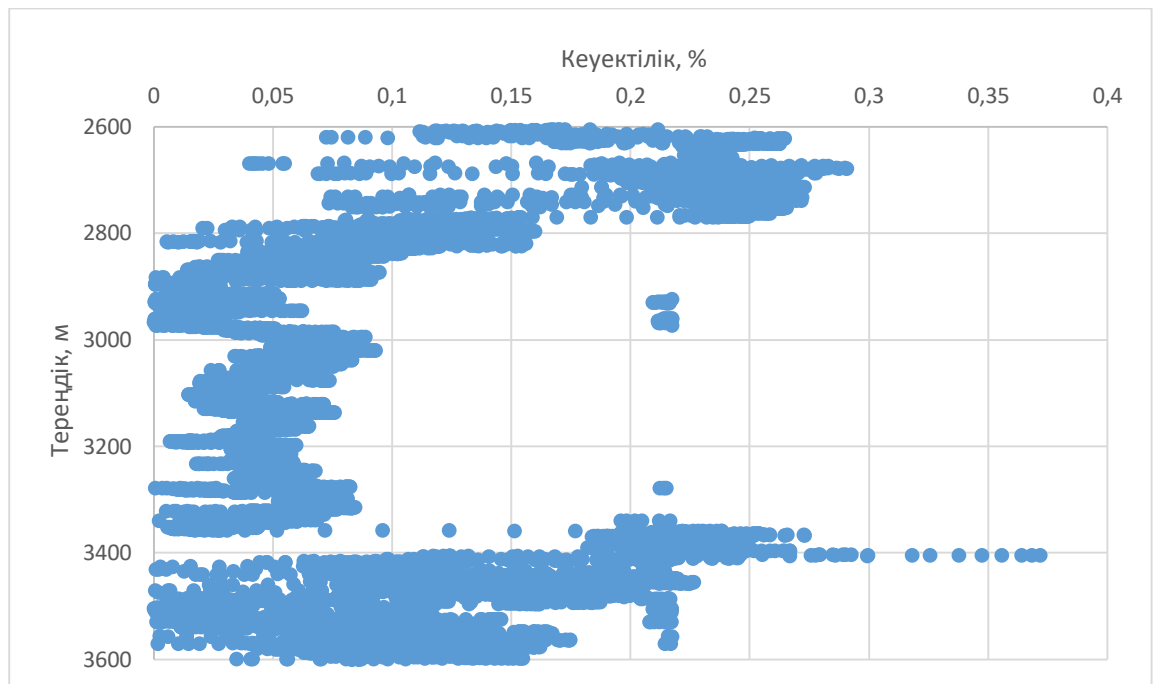
ρ = геофизикалық каротаж көрсеткен қабат тау жынысы тығыздығы, кг/м³;

15_9-F-1A ұңғыма

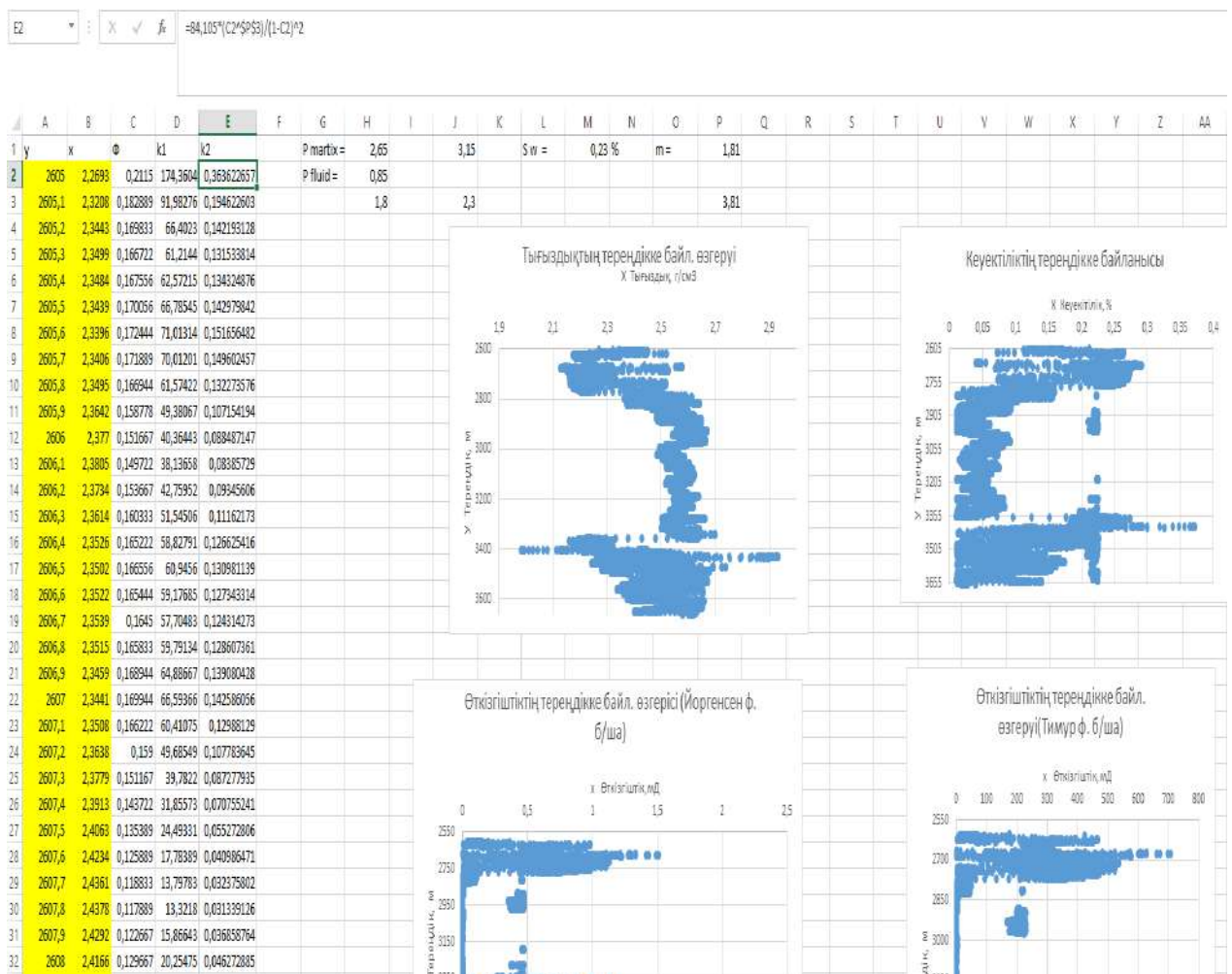


5-сурет. 15_9-F-1A ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.

Одан кейін тығыздық арқылы кеуектілікті таптық, мұнда көрініп тұрғандай жұмыс барысындағы аномальды жоғары кеуектілік 3350-3450м аралығында байқалады. 40%-ға жеткен кеуектілік қате деп саналып, ресми түрде қабаттың немесе зерттеу құралдарының кездейсоқ аномалиясы деп табылды.



6-сурет. 15_9-F-1A ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Кеуектіліктің тереңдікке байланысты өзгерісі.(1.1)



7-сурет. Excel программасындағы атқарылған жұмыстан көрініс.

Келесі жұмыс Тимур және Йоргенсен формулаларын қолдана отырып кеуектілігінен өткізгіштікті анықтап алдық.

Тек бір ғана формуланы қолданып қана қоймай, екі формулаға жүгінуіміз себебі, Йоргенсен өткізгіштікті тек кеуектілікке сүйеніп есептеп шығарып берсе, келесі формула суға қанығу және цементтеу факторлары сияқты қосымша әрі маңызды мәліметтерге де сүйенуді жөн көргені. Себебі, толықтырылған деректер, толықтырылған нәтижеге алып келуі мүмкін болуы.

Төменде Тимур формуласы:

$$K = 8581 * (\varphi^{4.4} / S_w^2) \quad (2.2)$$

Мұндағы,

k = өткізгіштік, Мд;

φ = кеуектілік, %;

S_w = суға қанығуы, %;

Төменде Йоргенсен формуласы:

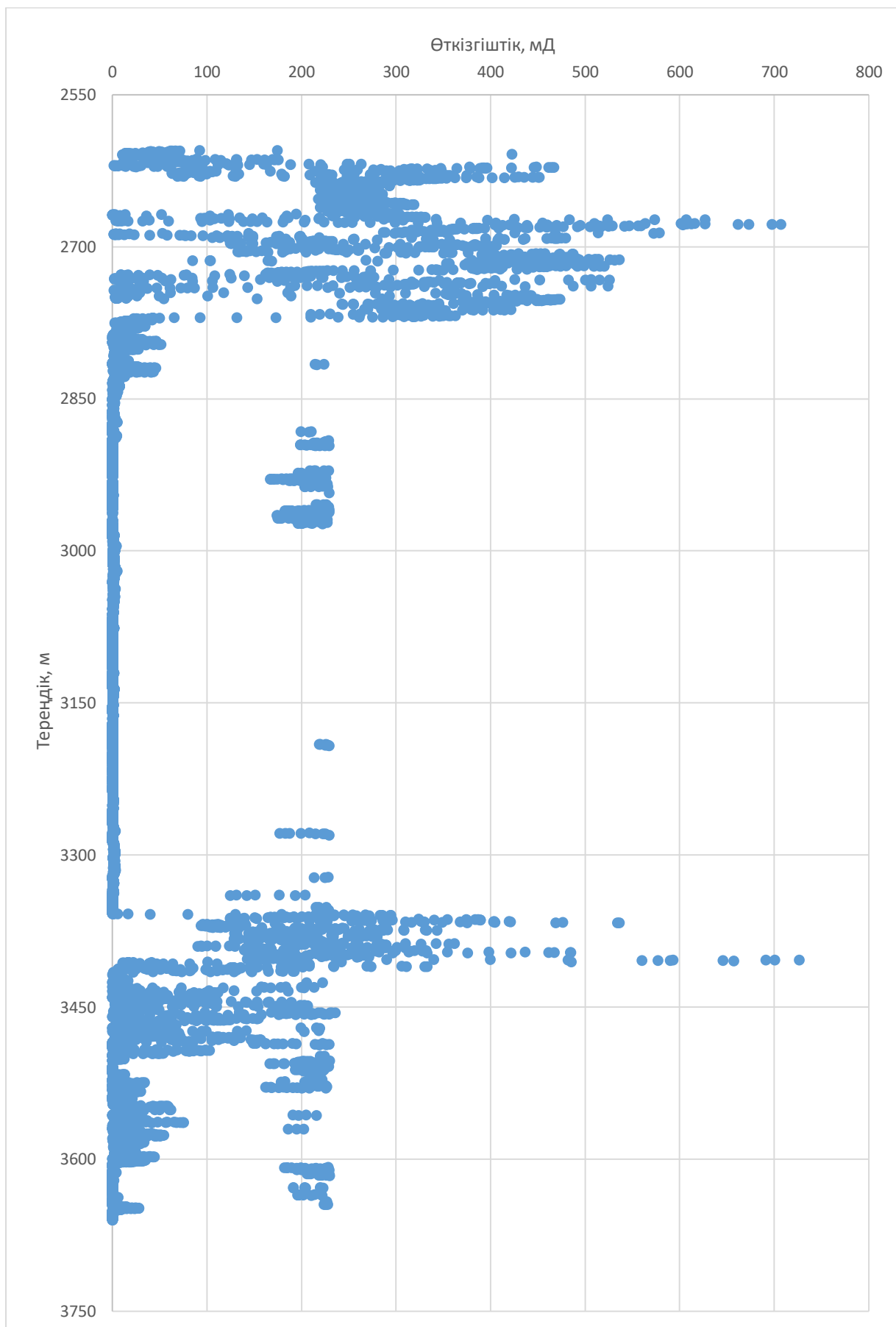
$$K = 85.105 * \varphi^{m+2} / (1 - \varphi)^2 \quad (2.3)$$

Мұндағы,

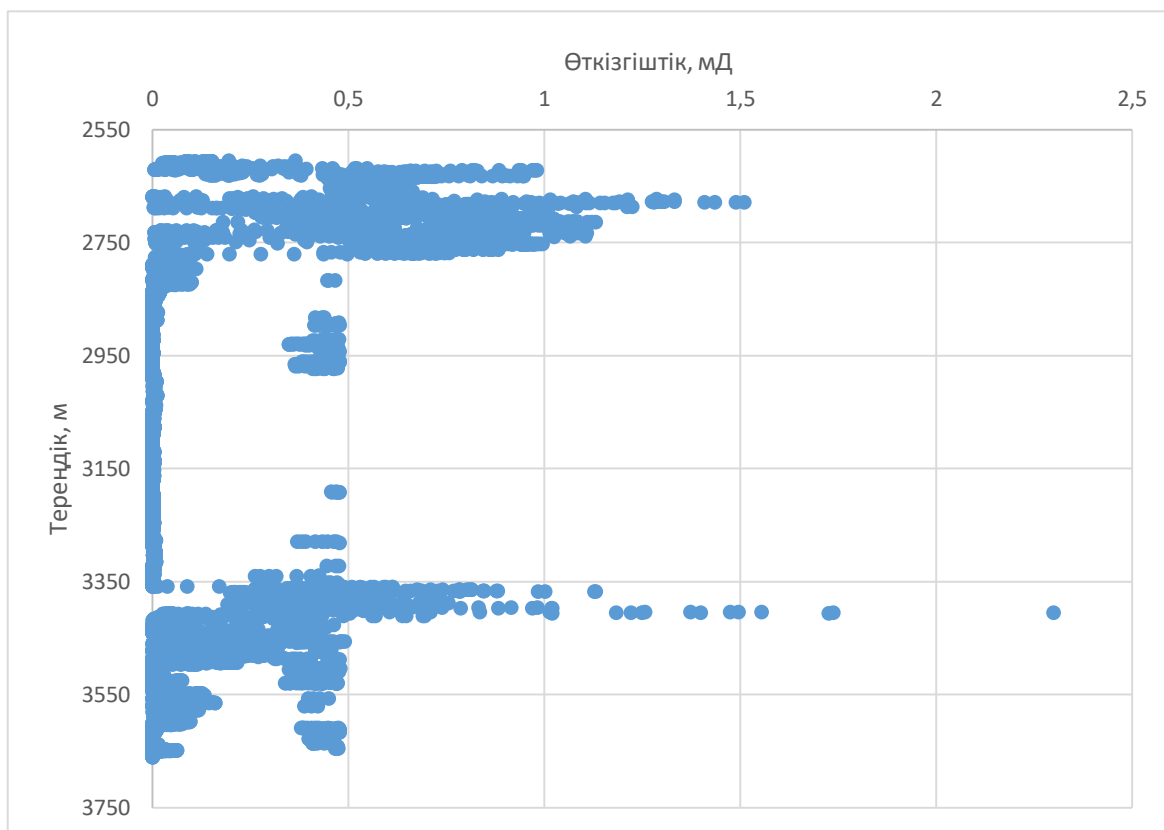
k = өткізгіштік, м;

φ = кеуектілік, %;

m = цементтелу дәрежесі (Фортис ұңғымалары үшін 1,81);



8-сурет. 15_9-F-1A ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тимур формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.



9-сурет. 15_9-F-1A ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Йоргенсен формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі

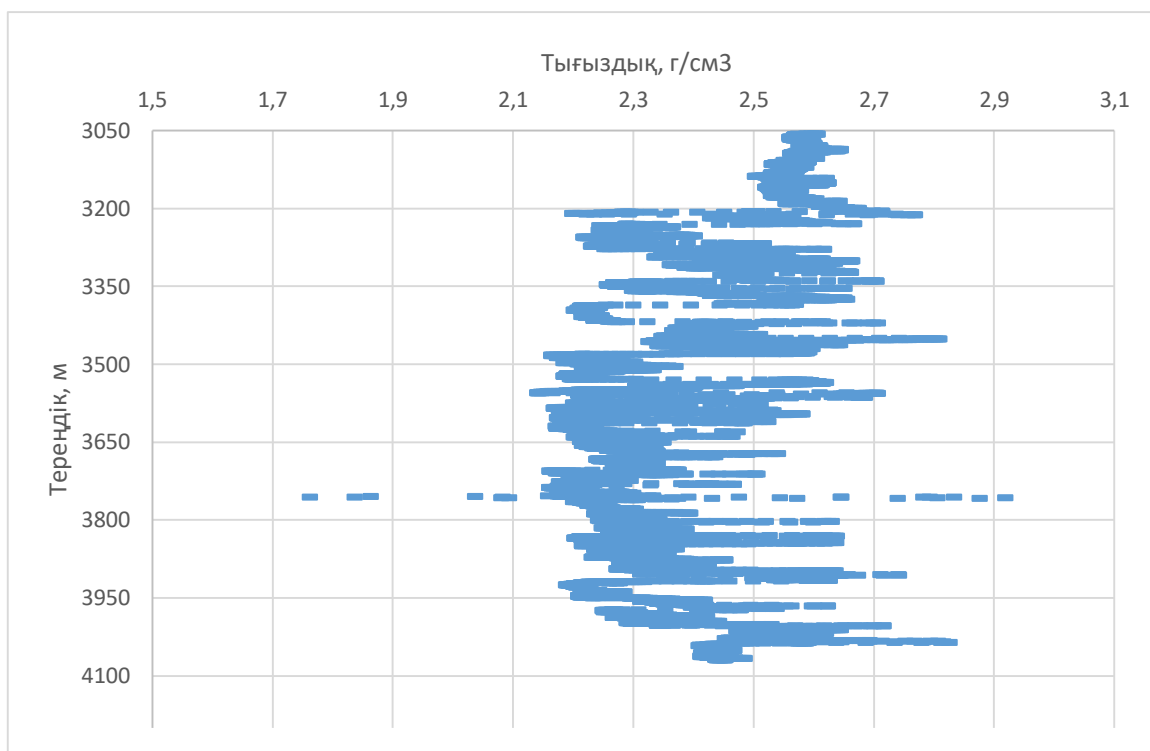
2.2. Жұмыс барысында кездескен қиындықтар және оларды шешу

Дәл осы тәртіпте Статойл берген деректерді өңдеп, дипломдық тақырыптың мазмұнын ашу мақсатында, ұңғыманың кеуектілік және өткізгіштігіне есептеліп шығарылды. Алғашқыда зерттеуге ұсынылған ұңғымалар саны сегіз болатын, бірақ, жұмыс барысында каротаж мәліметтері аномальды төмен тығыздықты көрсетті, сәйкесінше кеуектілікпен өткізгіштік те қате мәндерді беріп, каротаждық қисықтарымыз бұрыс болу себеінен, алты ұңғының нәтижелері мен графиктері жалпылай келе орташа мәліметті бере алады деген бір шешімге келдік.

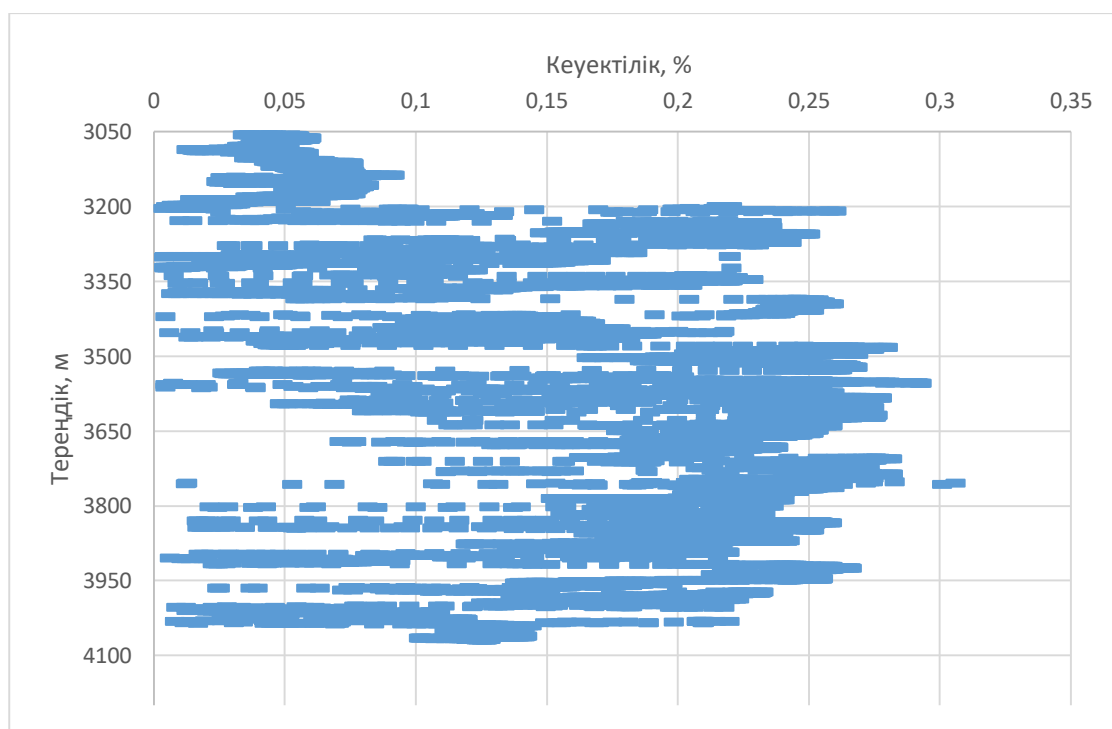
2.3. Ұңғымалардың геофизикалық ерекшеліктер

15_9-F-1C ұңғысында мынадай ерекшеліктерді байқай аламыз: тығыздық 3750-3780 м аралығында тым жоғары жіне тым төмен көрсеткішке ие, бұл сол тереңдікте гипс, андигрит, хромит, және пирит қабаты немесе тығыздығы төмен құм мен құмтас аралас қабаттың бар екеніне сілтеме беріп отыр. Дәл сол аймақта кеуектілікте номиналды 28%- дан асып кеткенін көре аламыз. Зерттеу барысында 43-47 %-ға жеткен кеуектілік көрсеткішін көре алдық, бұлар тағы да құрал қателіктері мен қабат аномалиясына жатқызылды.

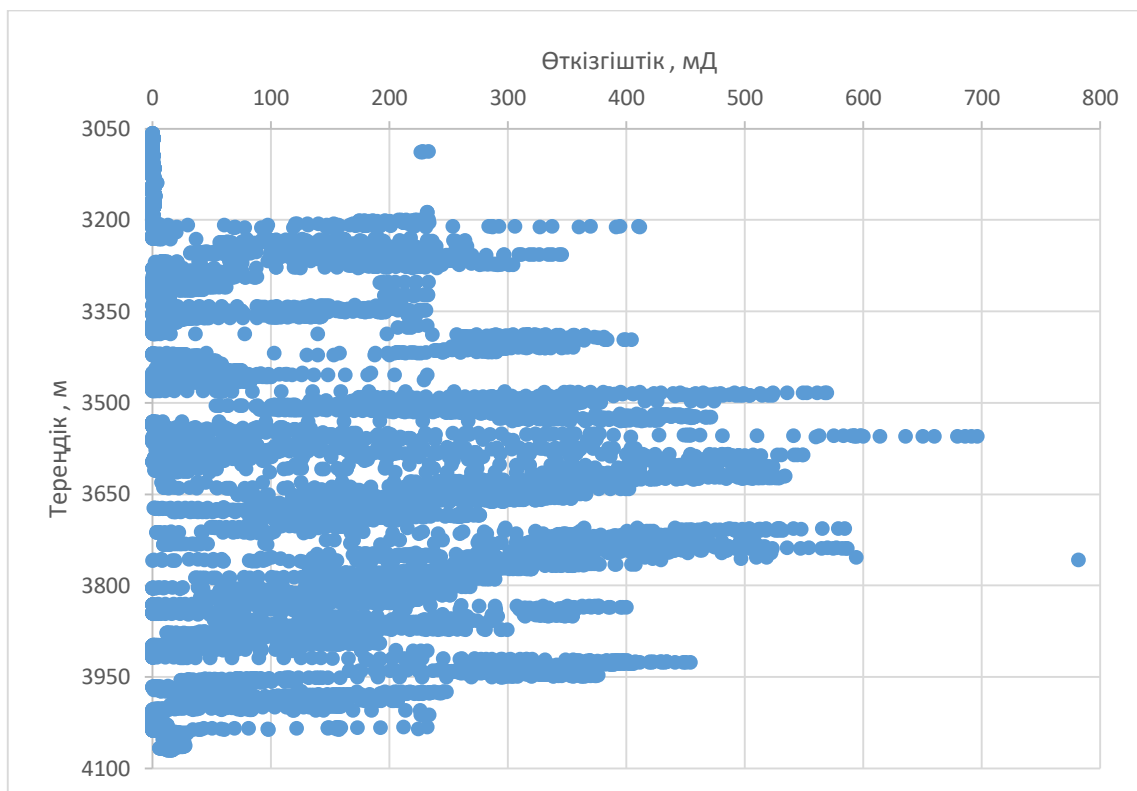
15_9-F-1C ұңғыма



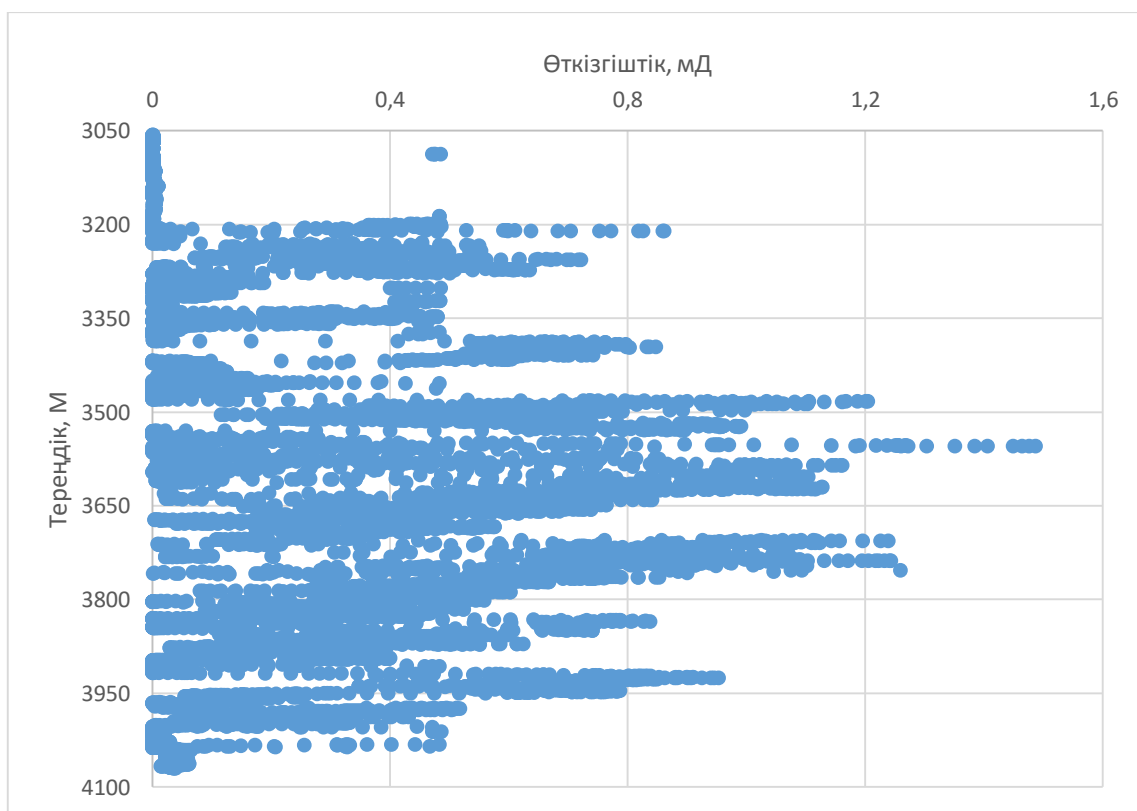
10-сурет. 15_9-F-1C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.



11-сурет. 15_9-F-1C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Кеуектіліктің тереңдікке байланысты өзгерісі.



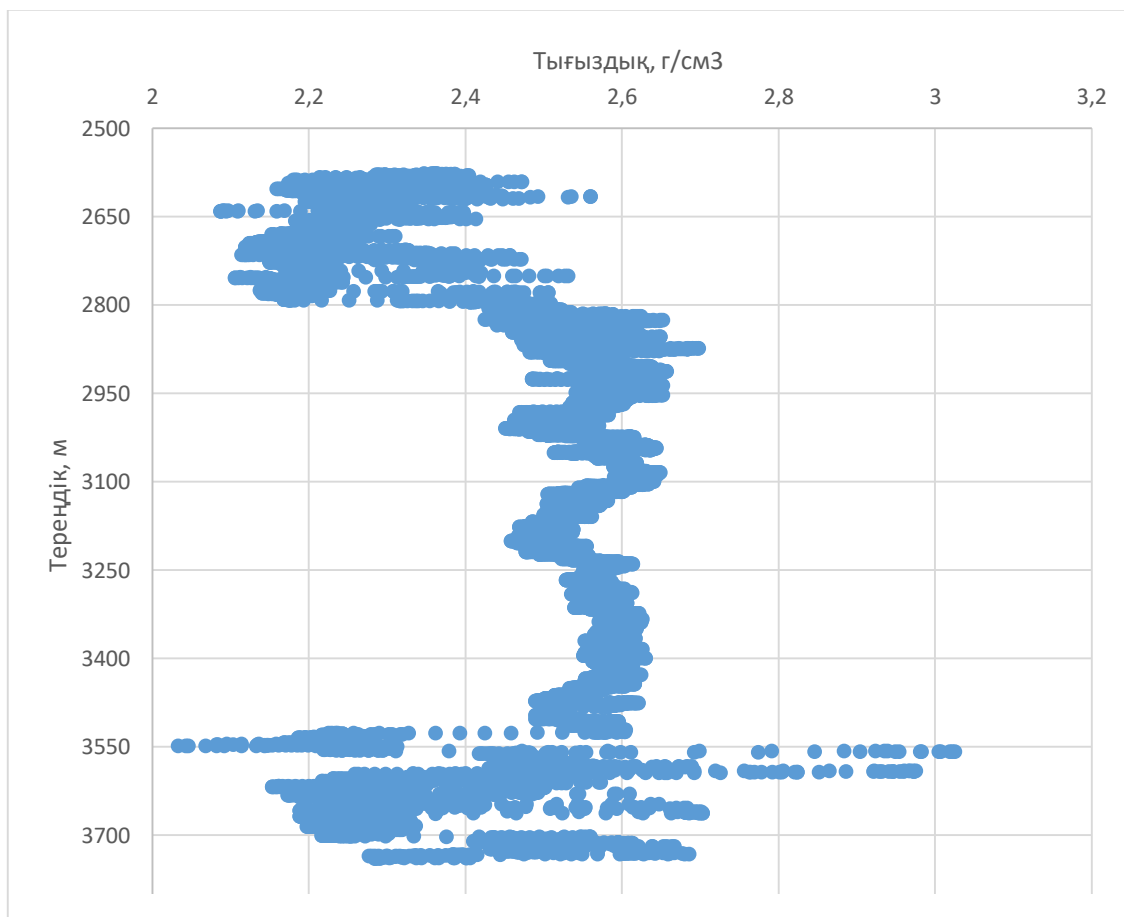
12-сурет. 15_9-F-1С ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тимур формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі



13-сурет. 15_9-F-1С ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Йоргенсен формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі

Эксельде тұрғызылған нүктелік диаграмма қажетті мәліметтерді визуализациялауда нақтылық пен мәліметтерді өңдеу қабілеті жоғары болғандықтан таңдалып алынды.

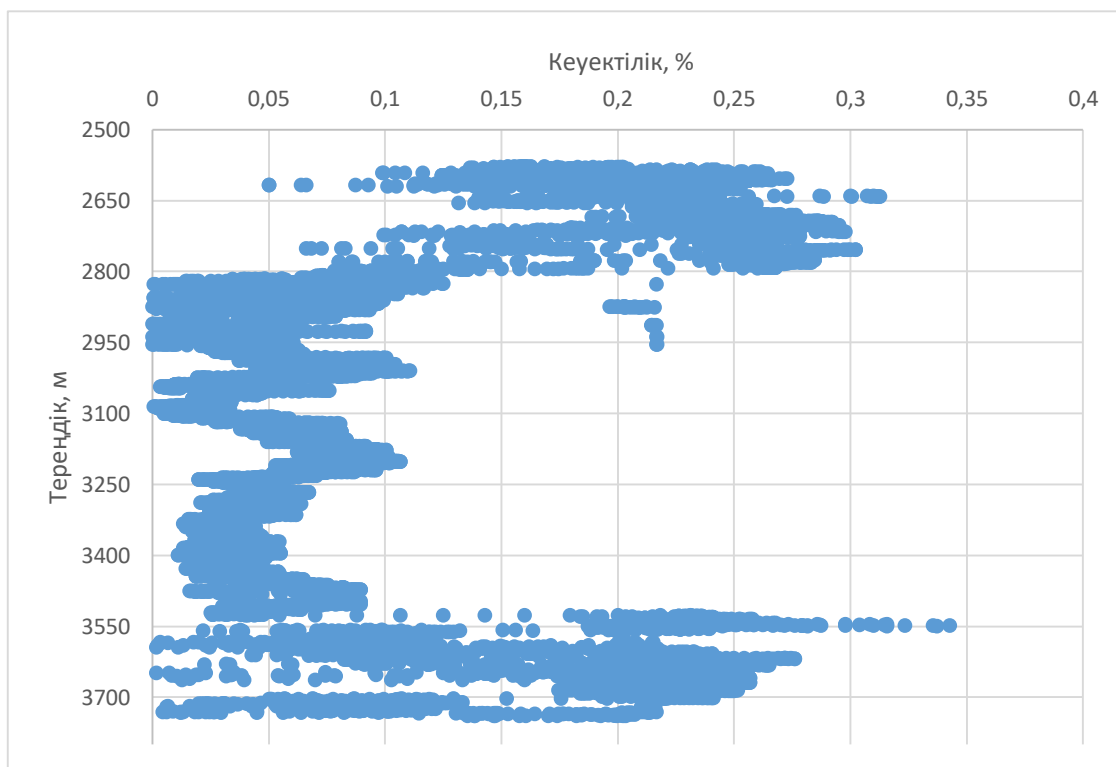
15_9-F10 ұңғыма



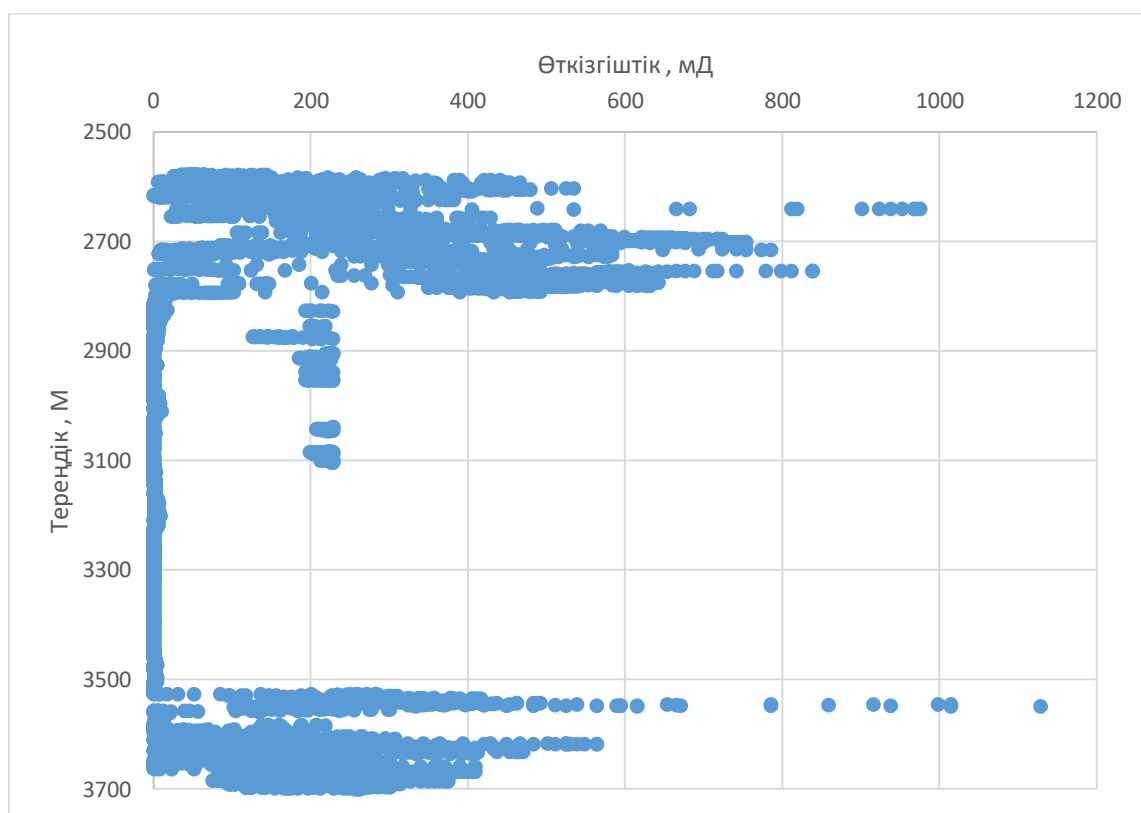
14-сурет. 15_9-F10 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.

Бұл ұңғыманың басқа ұңғымаларға қарағанда ерекшелігі диаграммалан анық көрініс табады. Мұнда тығыздық Фибс диаграммасындағы қисыққа максималды ұқсап, алғашында минимум нүктеден максимум нүктеге ығысады, яғни тереңдеу барысында 2800 м- ге дейін тек бастапқы фазаны көреміз. Ал одан тереңдей бере тығыздық 2,4-2,65 аралығында үлкен өзгеріссіз 800 м тереңдікке түседі, бұл қабаттың жаралу кезінде литологиясы мен стратиграфиясының деформацияға түспегенін көрсетеді.

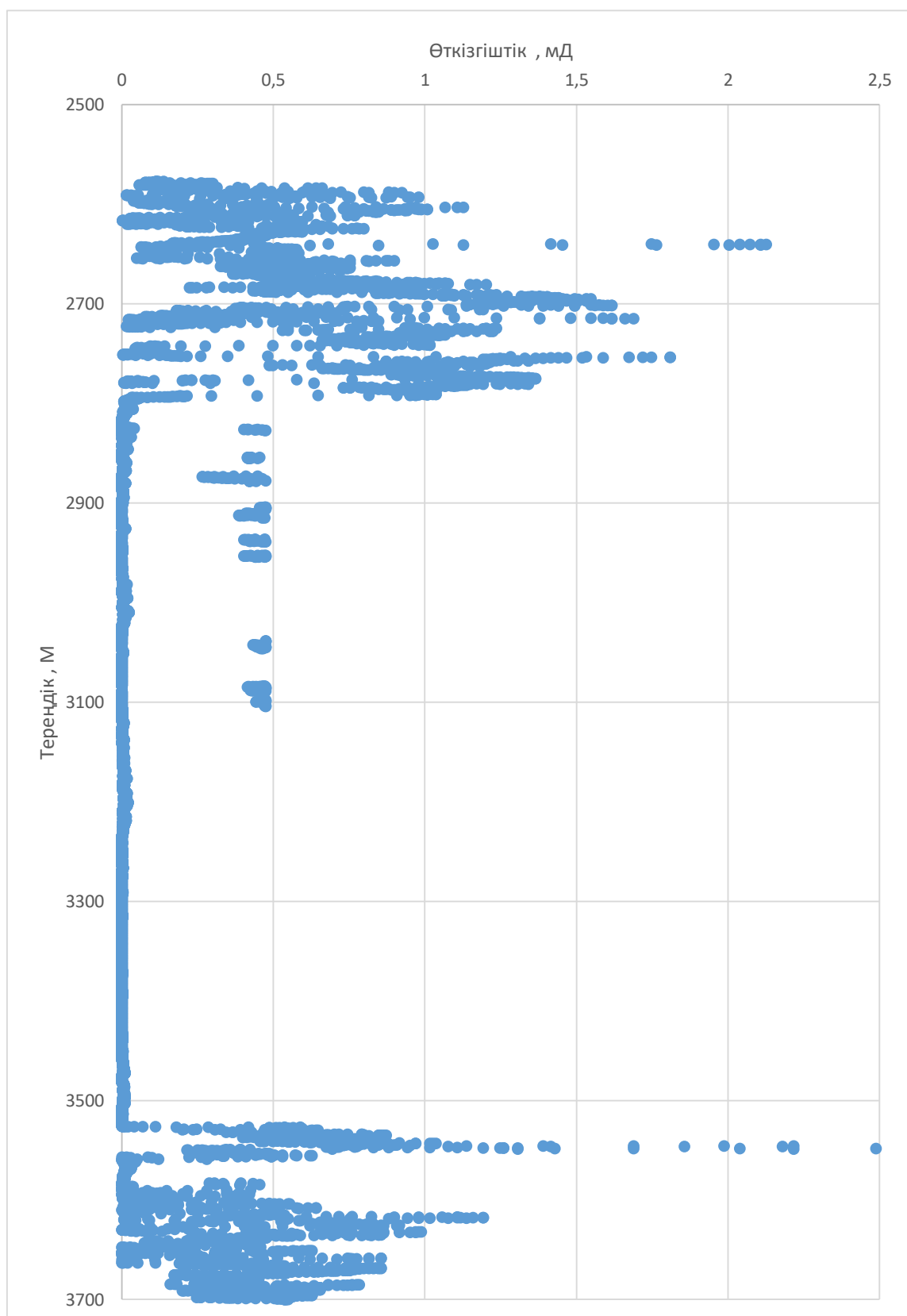
Ал кеуектілік пен тереңдік қатынасын көрсететін диаграммада (14-сурет) дәл сол 2800м-ден кейін төмен жатқан 800 м шамасындағы үлкен ауытқуды байқаймыз. Ол 2800-2900 м аралығында байқалады. Бұл кеуектіліктің өте төмен және орташа көрсеткішін көрсетіп тұруы дәл сол аралықта кеуектілігі жоғары бірақ кеуекті қуыстардың өзара байланыспаған саз қабатымен саздың тығыздалған кеуектілігі төмен қабаты аралас екенін көрсетеді.



15-сурет. 15_9-F10 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.

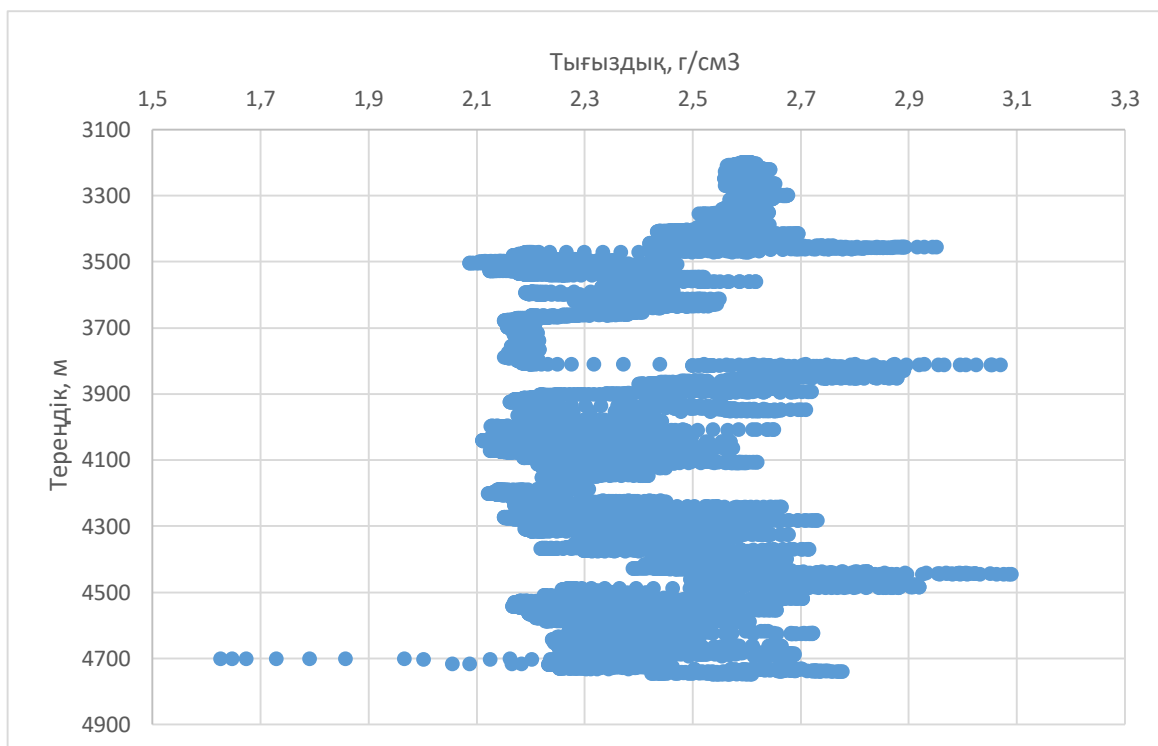


16-сурет. 15_9-F10 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тимур формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.

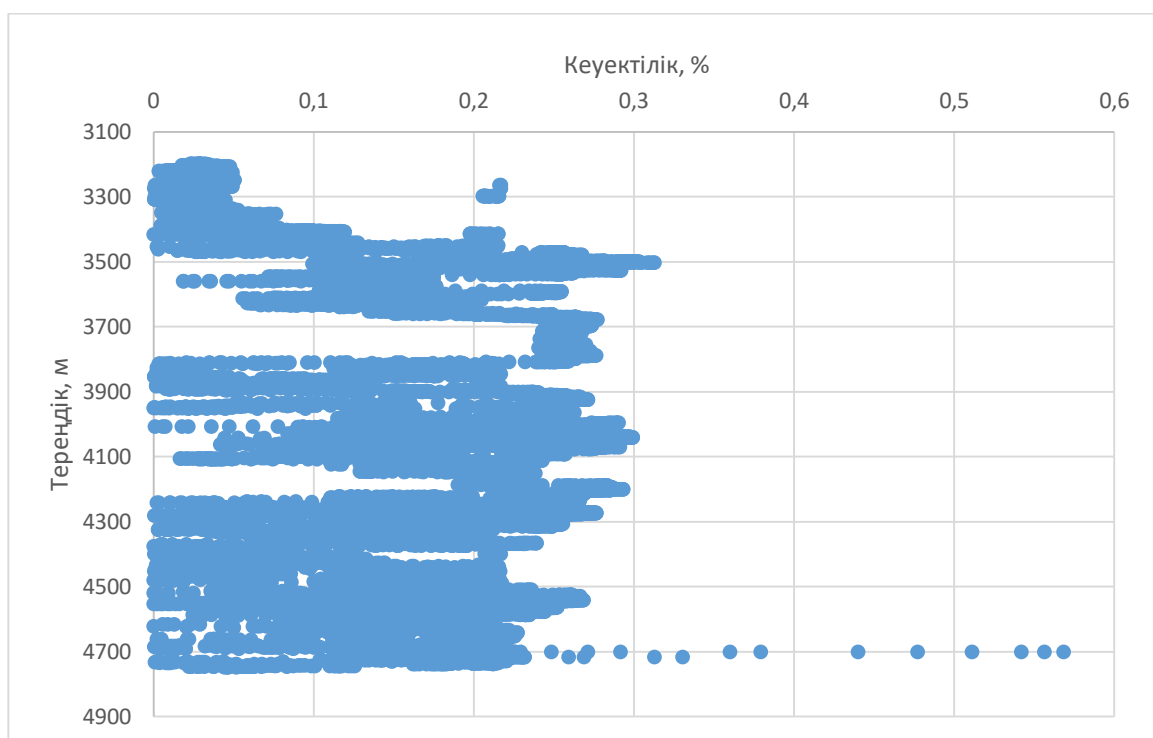


17-сурет. 15_9-F10 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Йоргенсен формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.

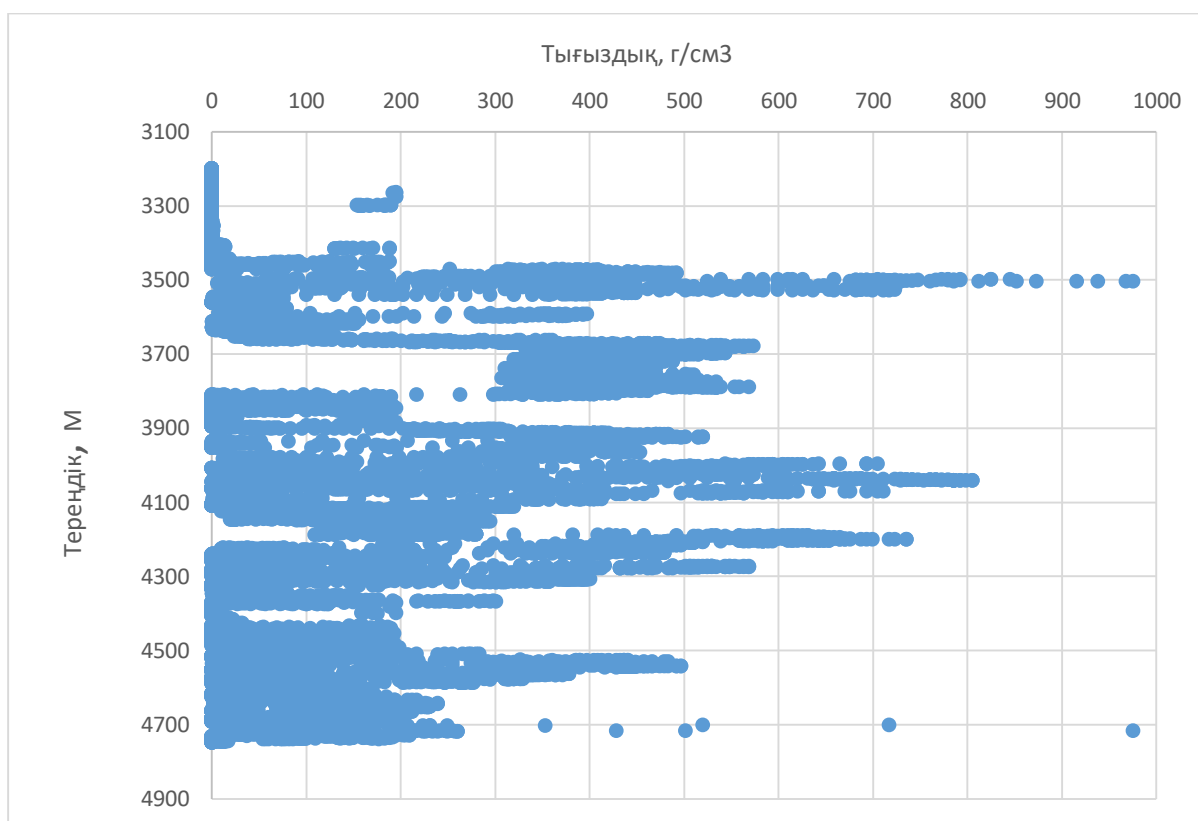
15_9-F10C ұңғыма



18-сурет. 15_9-F10C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.



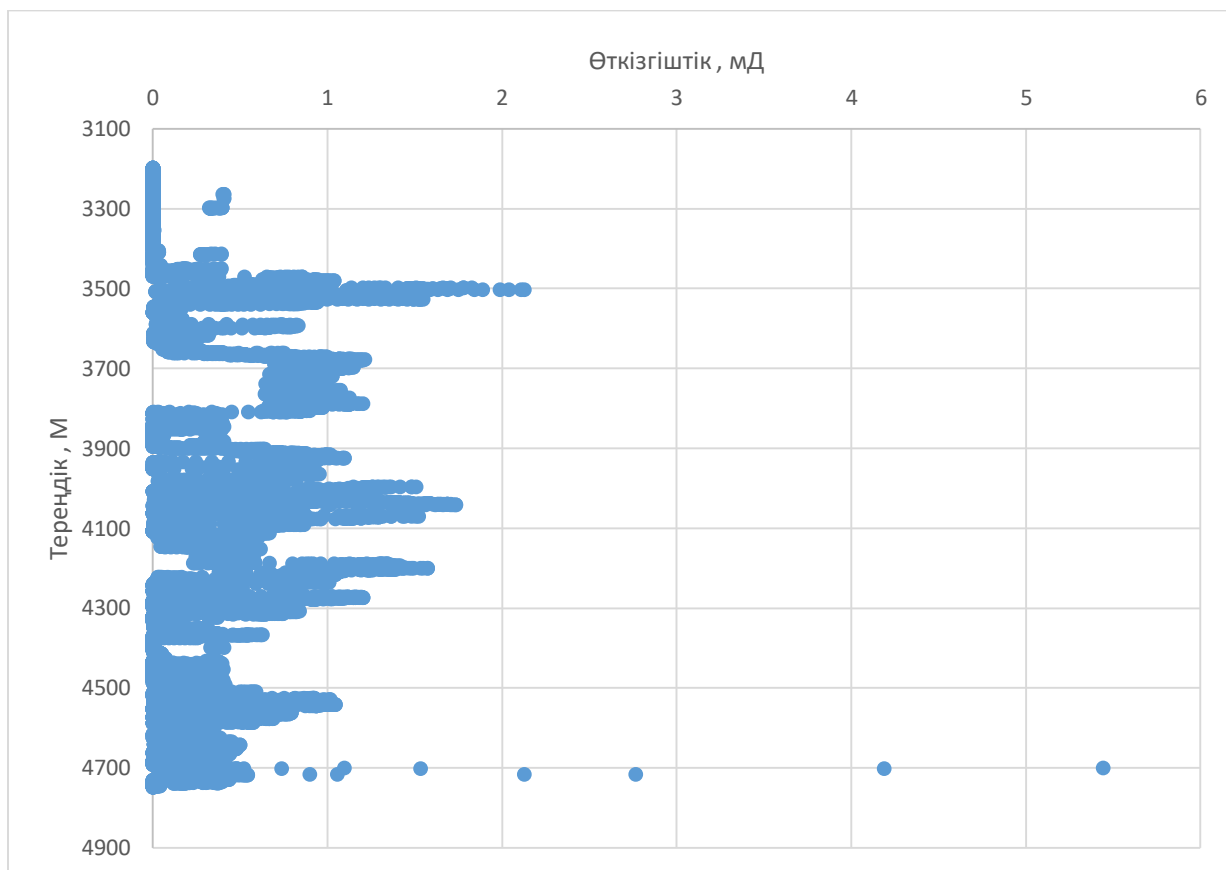
19-сурет. 15_9-F10C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Кеуектіліктің тереңдікке байланысты өзгерісі.



20-сурет. 15_9-F10C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тимур формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.

Өткізгіштікті анықтаудың Йоргенсен және Тимур формулаларынан өзге Вилли-Роуз эмприкалық теңдеуі де қатар қолданста бар. Ол 1950 жылы ұсынылып, Карман-Козени теңдеуінің модификациясы болып табылады. Беттің меншікті ауданын тікелей дәстүрлі әдістермен өлшеу өте қиын болғандықтан, ол кеуектердің өлшемімен байланысты, бұл өз кезегінде суға қанығу коэффициентіне тікелей тәуелді.

Теңдеу меншікті бет үшін қуатты суррогат айнымалы ретінде жұмыс істейді деп алып, және бұл кеуектілігі қосу кезінде өткізгіштікті бағалаудың жақсаруын түсіндіруге әкеледі. R және Q тұрақтылары негізгі өлшемдерден шығады, содан кейін ұңғымалар журналының деректеріне қолданылады. Бұл негізгі деректер бойынша калибрлеу кезінде сенімді болып табылатын өткізгіштікті бағалаудың ең көне әдістерінің бірі.



21-сурет. 15_9-F10C ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Йоргенсен формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.

Өтпелі аймақтың үстіндегі көмірсутекті аймақтарда су қанықтығы кез келген сланец әдісінің су қанықтығының (S_w) мәніне тең қабылданады. Көмірсутекті аймақтан төмен (яғни суда және өтпелі аймақта) біз мынадай формула бойынша су қанықтығын есептейміз

$$S_w = C / (\phi / (1 - V_{cl})) \quad (2.4)$$

мұндағы:

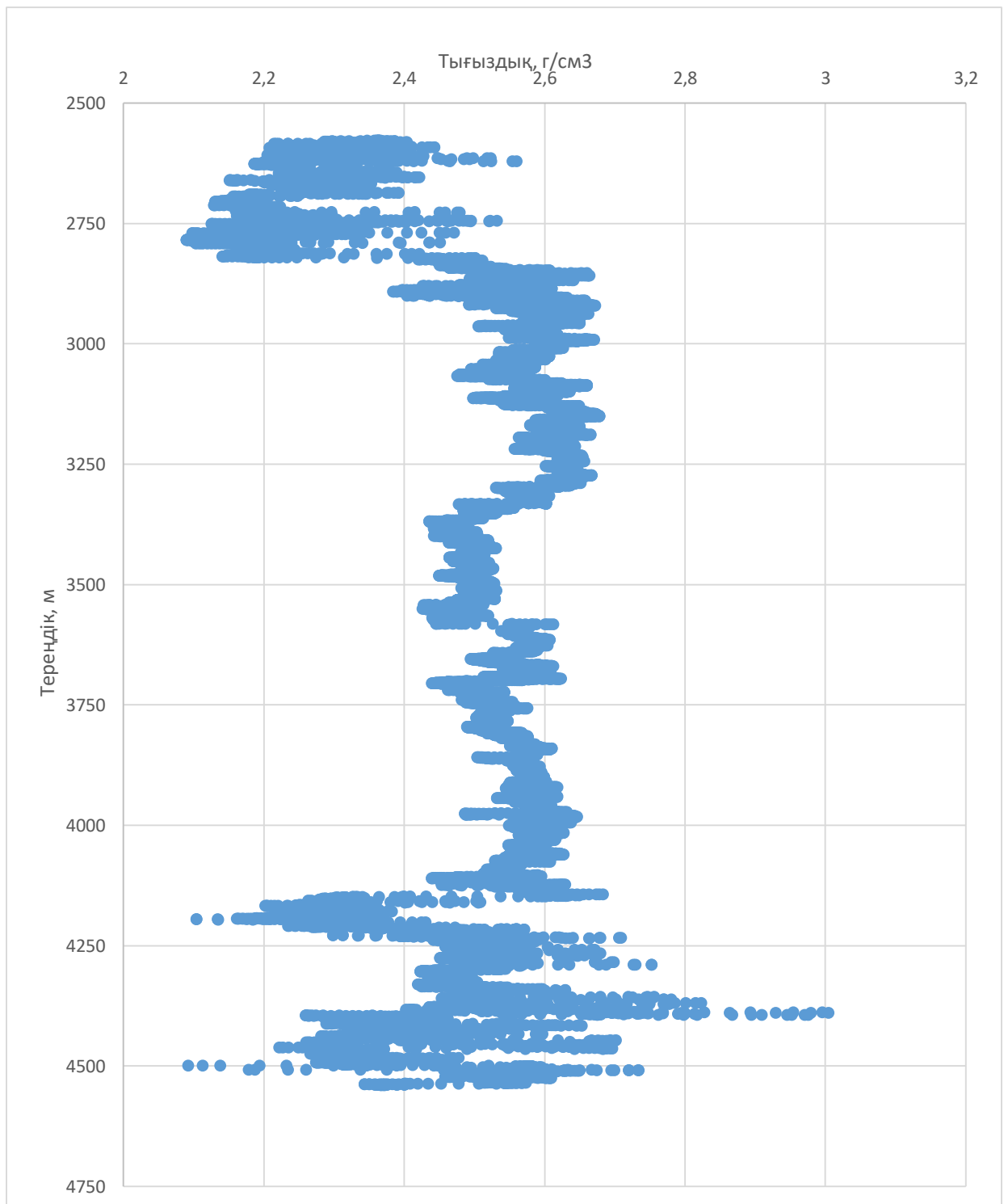
V_{cl} = саз көлемі;

C = Баккл тұрақтысы;

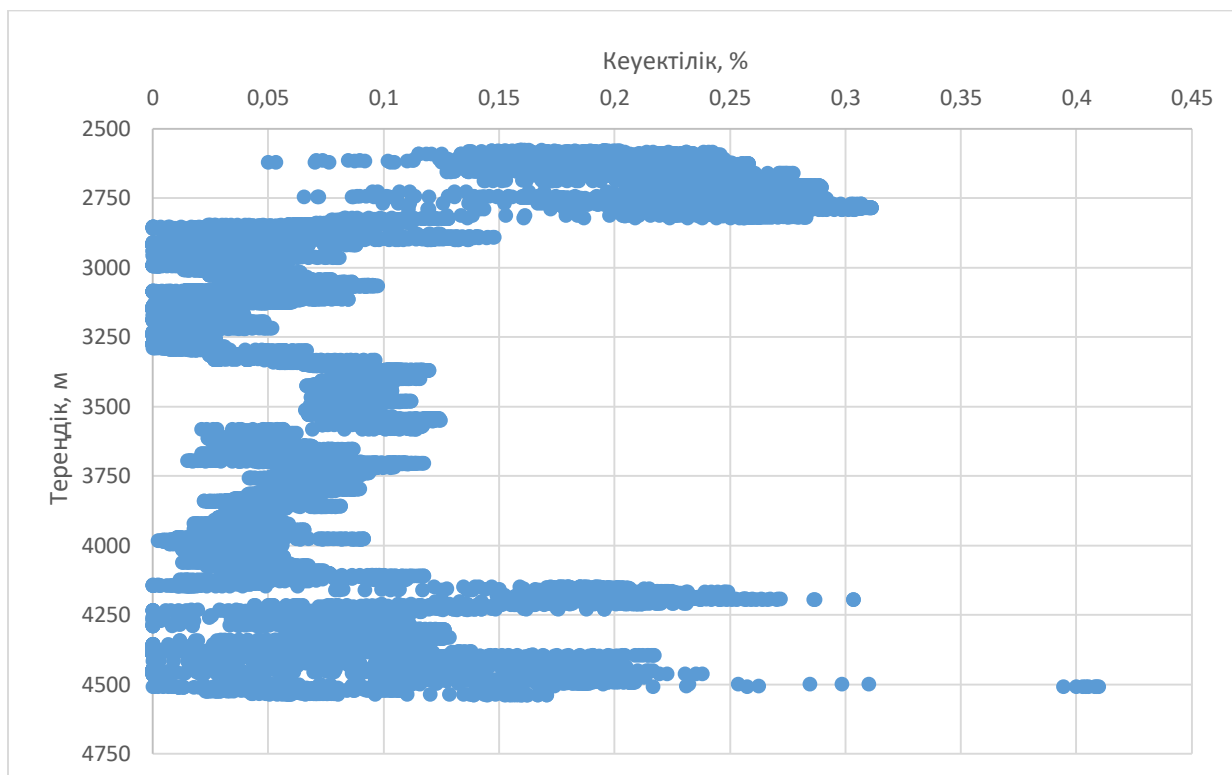
Коллектор қабат негізінен Триасқұмтасы болғандықтан, біз Тимурның параметрлері ретінде белгілі Вилли мен Роуз (1950) жалпылама теңдеуінде құмтас үшін констант Тимур (1968) мәнін қолдандық.

$P = 3400$ (Мұнай Үшін), 340 (Газ Үшін), $Q = 4,4$, $R = 2,0$

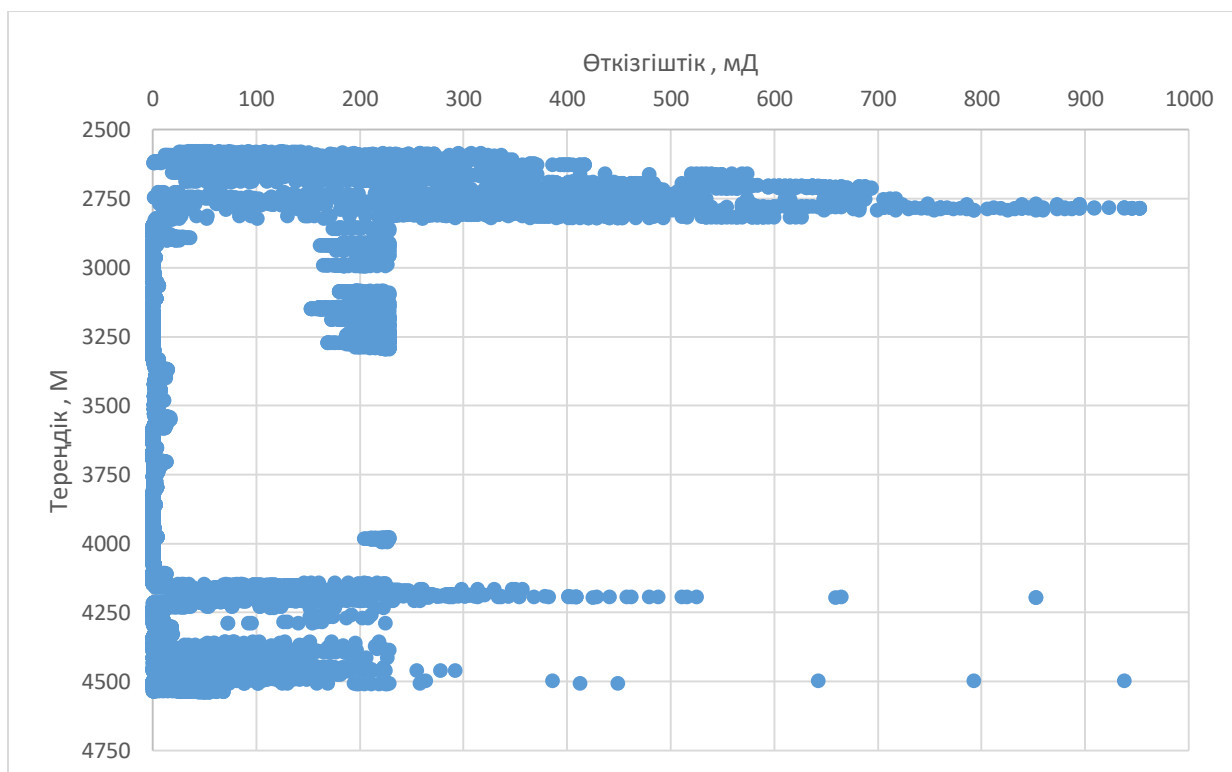
15_9-F5 ұңғыма



22-сурет. 15_9-F5 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тығыздықтың тереңдікке байланысты өзгерісі.



23-сурет. 15_9-F5 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Кеуектіліктің тереңдікке байланысты өзгерісі.



24-сурет. 15_9-F5 ұңғысынан алынған мәлімет бойынша. Тимур формуласы бойынша табылған өткізгіштіктің тереңдікке байланысты өзгерісі.

Геофизикалық зерртеулер нәтижесін алып болған соң біз кернен алынған мәліметтермен салыстыруда және ол деректерді орташалауды

бастаймыз. Бұл жағдай міндетті болып табылып, өлшеніп отырған шаманың мәнін максимальды нақтылайды. Бірақ, салыстыру барысында ауытқулар болуы сөзсіз, оны былай түсіндіреміз: Петрофизикалық зерттеулер нәтижесі, яғни керн алу фильтрациондық-сыйымдылық қасиетті анықтауда анығырақ деректер береді, бірақ, керн алу кезіндегі техникалық ауытқуларға байланысты геофизикалық зерттеу әдістері тереңде орналасқан коллекторлардың ФСК табуда жетістікке жетіп отыр.

Көріп тұрғандарыңыздай (29-сурет) салыстырудағы ауытқулар көп бөлігінде мардымсыз кіші болып келеді. Бұл акустикалық және тығыздықты гамма-гамма каротаж кезінде алынған мәліметтерді керн нәтижелерімен салыстырғанда да көрініп тұрады. Мұндағы керннің кеуектілігі Преображенский немесе гозоволюметрлік әдіспен есептелінеді, және ГЗӨ берген нәтижедегі кеуектілікпен сәйкестендіріделі. Сонда – да, салыстырудағы максимум және минимум нүктелері дәл сәйкес келмей тұр. Бұл қабаттың сұйыққа қанығуы, саздылығы және басқа да қабат жағдайларының әсерінен болып отыр. Сол себепті ГЗӨ алынған мәліметті тереңдікке өте дұрыс анықтылықпен тіркеп немесе жалғау салыстыруда өте маңызды міндет атқарады.

Мұндағы қызыл нүктелер керн нәтижелері болса, сары аймақ есептелген нәтижелерді қамтиды.

3 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

Экономикалық бөлімде зерттелген 6 ұңғыманы үлгі ретінде қарастырып геофизикалық зерттеулер нәтижесі бойынша экономикалық бөлімді есептейміз. Содан соң алынған нәтижелерді салыстырып модельдеу кезінде қолдануға болатындай етіп тұжырым қорытамыз. Бұл дегеніміз, төменде көрсетілген STOIP формуласын қолдану арқылы, яғни тек аталған ұңғының ғана кеуектілік көрсеткіштерін мән ретінде ала отырып есептейміз.

$$\text{STOIP} = B_v \times \phi \times (1 - S_w) / B_o \quad (3.1)$$

Мұндағы:

B_v – барлық кеуекті кеңістік көлемі;

ϕ - кеуектілік көрсеткіші;

S_w – қалдық су қанықтылығы көрсеткіші;

B_o – мұнайдың көлемдік көрсеткіші;

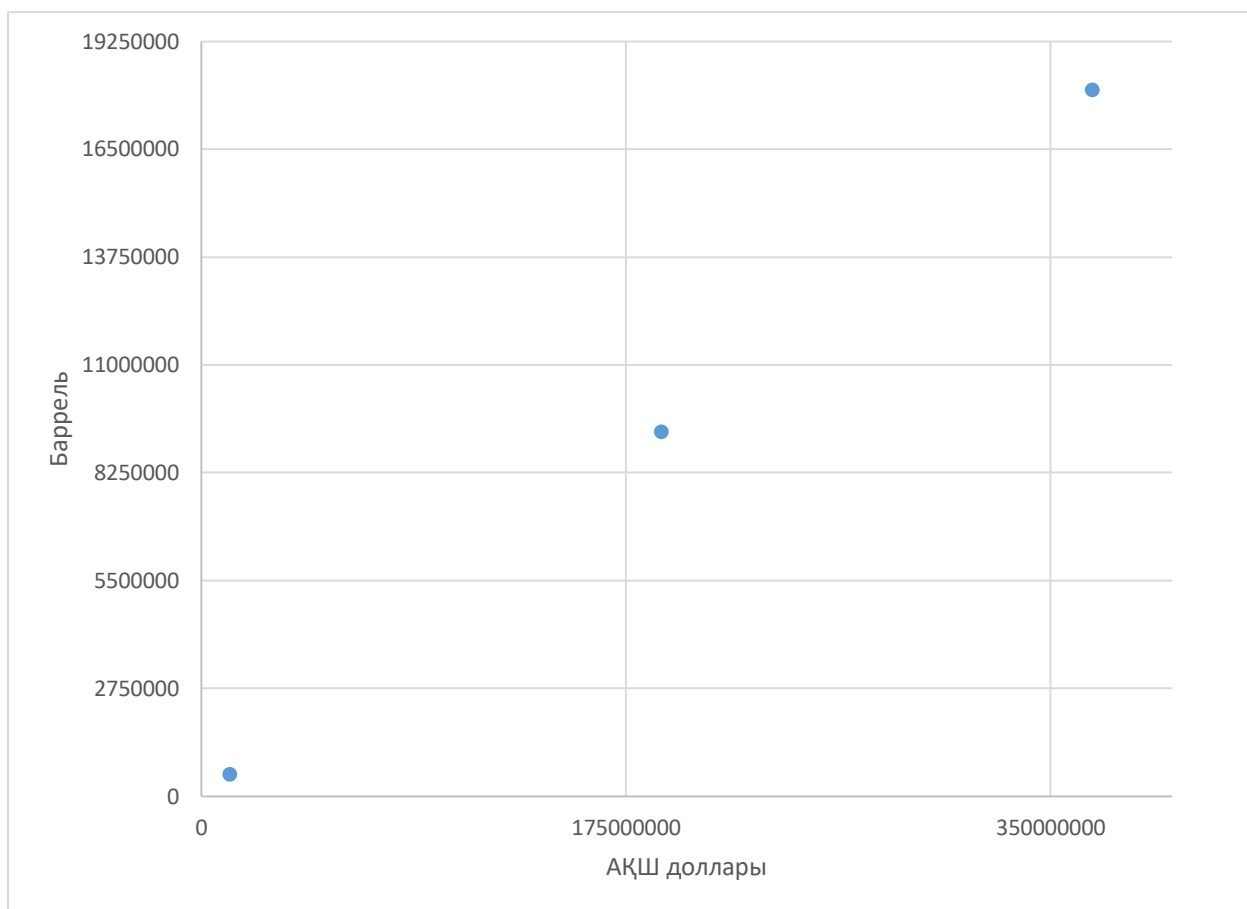
Формулада қолданылған кенорын қабатының барлық кеуекті кеңістік көлемі 93 шаршы км, ал қалдық су қанықтылығы 0,23% . Ал мұнайдың көлемдік көрсеткіші 1,253. Бұл мәліметтер желіден алынды. Осы кезде атап кететін болсақ, жоғарыда көрсетілген формула кеуектілікті біз зерттеген 6 ұңғының орташа максимум және минимум мәндерін қолдану арқылы есептелді. Бұл кенорынның потенциалды 100%-ға жұмыс жасағанда және ең төмен көрсеткіштермен шыққандағы табысты есептеуге мүмкіндік берді.

Ағымдағы жылдардағы мұнай өнеркәсібі нарығындағы көмірсутек өнімдерінің орташа бағамы туралы толық деректерді пайдалана отырып жоғарыда аталған ұңғының мүмкін болған орташа кірісін есептеп көрсеттік. Алынған нәтиже геофизикалық зерттеулердің тиімділігін көрсетіп қана қоймай, есептелген мәліметтер мен деректердің перспективалық планда үлкен жетістікке жететінін, қарастырылатын проблемалардың шешу жолдары алдағы 20-30 жылдық пландарда да актуалды болып қалатынын айқын көрсетіп отыр.

Жыл	мұнай бағамы (АҚШ долларында)
1975	10,43
1976	11,6
1977	12,5
1978	12,79
1979	29,19
1980	35,52
1981	34
1982	32,38
1983	29,04
1984	28,2
1985	27,01
1986	13,53
1987	17,73
1988	14,24
1989	17,31
1990	22,26
1991	18,62
1992	18,44
1993	16,33
1994	15,53
1995	16,86
1996	20,29
1997	18,86
1998	12,28
1999	17,44
2000	27,6

31-сурет. 1975-2000 жылдар аралығындағы орташа мұнай бағасы, (Brent) ОПЕК деректері бойынша.

Жоғарыдағы мәліметтердің орташа мұнай өнімінің орташа бағамын алып, кенорын потенциалын анықтаймыз:



32-сурет. 1975-2000 жылдар аралығындағы кен орынның кіріс көрсеткіші.

ҚОРЫТЫНДЫ

Біз, өзіміздің дипломдық проектімізді орындау кезінде Фортис кен орнының фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерін каротаждық зерттеу әдісі арқылы анықтадық. Ол үшін Фортис кен орнының 6 ұңғымасынан алынған каротаждық жұмыстар деректерін пайдаландық. Алынған деректерді «Excel» компьютерлік программасына салып, есептеу жұмыстарын жүргіздік. Есептеулерден алынған мағлұматтар көмегімен өткізгіштіктің, кеуектіліктің тереңдікке байланысты өзгерісін сипаттайтын нүктелік диаграммалар тұрғыздық. Жұмыс барысында табиғи жағдайда орын алатын физикалық заңдылықтарды түсініп, жер қойнауының құрылымын терең зерттедік. Есептеулердегі қателердің орын алмауы үшін біз қиыншылықтың шешудің аналогиялық жолдарын қолданып, шештік. Барлығы 24 нүктелік диаграммадан және Фортис кен орны туралы кең түрде түсінік беретін дипломдық жұмысымыз геофизикалық зерттеу жұмыстарымен жақын түрде таныстырады. Проектіміз соңында геофизикалық зерттеулердің экономикалық негіздемесі жасалынып, кен орын жылдық орташа кірісі есептелінді. Ғылыми жетекшіміз бізбен осы саладағы өзінің барлық білімі және тәжірибесімен алмасты. Есептеулер жүргізу кезінде бағыт - бағдар берді. Жұмыс кіріспеден, арнайы және экономикалық бөлімнен, қорытындыдан және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

Дипломдық проектіміз біздің геофизика ғылымы бойынша білімімізді жетілдіре түсті. Келешекте, өз мамандығымыздың жетік кәсіпкерлері болуға осы алған тәжірибеміз көп септігін тигізеді деп сенеміз.

Пайдаланылган әдебиеттер

1. Чармэн Г. Ж., Янг Р., (1981). Petroleum geology of the continental shelf of North Sea. 371-379с. Институт нефтегаза, Лондон.
2. Перьков, Н.А. (1963). Интерпретация результатов каротажа скважин . Недра, Мәскеу, Ресей.
3. Мстиславская Л.П., Павлинич М.Ф., Филиппов В.П. Основы нефтегазового производства: (2005). Основы фильтрационных исследований Экономика, Алматы, Қазақстан.
4. Шакиров, А.Ф.(1987).Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин. Недра, Мәскеу, Ресей.
5. Григорян Н. Г., Купалов-Ярополк И. К. (1965) Каротаж производительности нефтяных и газовых скважин. ЦНИИТЭфтенегаз, Мәскеу, Ресей
6. Атюцкая, Л. Ю., Козлов И. В., (2014). Сравнение емкостных свойств пород-коллекторов получаемых из геофизических и петрофизических исследований скважин.104-110с. Мәскеу, Ресей.
7. Уиллс Джей-Эм, Питти ДК. Месторождение сороковых годов и Эволюция стратегии управления коллекторами в нефтегазоносных коллекторах Северного моря-II, Лондон, Специальные публикации 1993; 53(1):147-158.
8. Мищенко Игорь Тихонович., (2008). Расчеты при добыче нефти и газа/ И.Т. Мищенко. – М. : Нефть и газ, 296с
9. Щуров Виктор Иванович., (2009). Технология и техника добычи нефти, 510с
10. А.Т.Buller, E.Berg, O.Hjelmeland, J.Kleppe, O.Torsaeter, J.O.Aasen., (1989). Нефтяные и газовые резервуары Северного моря,452с
11. Орлов Л. И. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин / Л. И. Орлов, И. А. Слободянюк, В. А. Богино // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1974. – Вып. 2. – С. 46–50
12. В. Н. Косков, Б. В. Косков., (2007) (1) (1) Геофизические исследование скважин и интерпретация данных ГИС, - 304с. Издательство Пермского государственного технического университета
13. Долина Л. П., (1959). Определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по геофизическим данным и опыт использования их для подсчета запасов нефти / Л. П. Долина // Тр. ВНИИ. Вопросы нефтепромысловой геологии. – Вып. XX. – М.: Гостоптехиздат.
14. Тоби Дарлинг., (2011). Практические аспекты геофизических исследований скважин , - 388 с. пер. с англ. под ред. Султанова Т. А. - Москва : Премиум Инжиниринг