

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 инженериясының кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі


М. К. Омыздықов

« 17 » 05 2019ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: «Теңіз кенорында ұңғының түп аймағына әсер етудің әдістерін жобалау»

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған:

Амангельдиева Н.М.

Тойлыбаев А.С.

Бақытали Е.

Ғылыми жетекші:

Msc., Лектор _____



Нүсіпқожаев А.І

« » 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 инженериясының кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі


М. К. Сыздықов

« 15 » 01 2019ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар: Амангельдиева Н.М., Тойлыбаев А.С., Бақытали Е.

Тақырыбы: «Теңіз кенорында ұңғының түп аймағына әсер етудің әдістерін жобалау»

Университет ректорының "17" қазан 2018 ж. № 1167-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « 30 » сәуір 2019 ж.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

- а) геологиялық бөлім
- ә) техника-технологиялық бөлім
- б) арнайы бөлім
- в) экономикалық бөлім
- г) еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы
- ғ) қоршаған ортаны қорғау және экология

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс): шолу картасы, геологиялық қима, тектоника сұлбасы, блоктардың орналасу сұлбасы, игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің динамикасы, техникалық-экономикалық көрсеткіштер

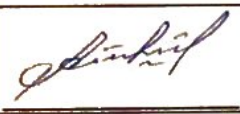
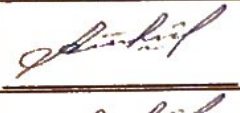
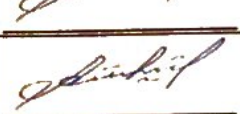
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 25 атаудан тұрады

**Дипломдық жобаны дайындау
КЕСТЕСІ**

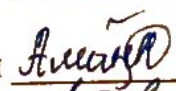
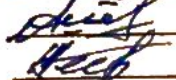
Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Техника-технологиялық бөлім	22.04.2019	Ластану(Скин эффект) дәрежелері туралы кесте, график қосу
Арнайы бөлім	24.04.2019	Қабатты гидрожару мен қышқылдық өндеудің айырмашылықтары
Экономикалық бөлім	24.04.2019	Экономикалық тиімділікті анықтау
Қауіпсіздік және еңбекті қорғау бөлімі	26.04.2019	Қышқылмен өйдеу кезіндегі қауіпсіздік ережелері
Қоршаған ортаны қорғау	02.05.2019	Қышқылдың қоршаған ортаға зияны

Дипломдық жоба бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының
аяқталған жобаға қойған

қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Техника-технологиялық бөлім	Нүсіпқожаев А.І (MSc, лектор)	2.05.2019	
Арнайы бөлім	Нүсіпқожаев А.І (MSc, лектор)	2.05.2019	
Экономикалық бөлім	Нүсіпқожаев А.І (MSc, лектор)	2.05.2019	
Қауіпсіздік және еңбекті қорғау бөлімі	Нүсіпқожаев А.І (MSc, лектор)	2.05.2019	
Қоршаған ортаны қорғау	Нүсіпқожаев А.І (MSc, лектор)	2.05.2019	

Ғылыми жетекші _____ Нүсіпқожаев А.І 

Тапсырманы орындауға алған білім алушы  Амангельдиева Н.М.
 Тойлыбаев А.С.
 Бақытали Е.

Күні

" _____ " _____ 2019 ж.

МАЗМҰНЫ

	КІРІСПЕ
1	Геологиялық бөлім
1.1	Стратиграфия
1.2	Тектоника
2	Кен орнының мұнайгаздылығы
3	Технико – технологиялық бөлім
3.1	Кен орнын игеру жүйесі
3.1.1	Игерудің ағымдағы жағдайын талдау
3.1.2	Ұңғылар қорының және олардың ағымдағы дебиттерінің, игерудің технологиялық көрсеткіштерін талдау
3.1.3	Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу
3.1.4	Қабат қысымының жүйесі және қабаттардың қолданыстағы мұнай бергіштігін арттыру әдістері
3.1.4.1	Қабатты қышқылмен жару
3.1.4.2	Қышқылдық өңдеу
3.2	Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы
3.2.1	Ұңғыны пайдалану көрсеткіштерінің сипаттамасы
3.2.2	Ұңғыларды пайдалану кезінде қиындықтың алдын-алу шаралары және олармен күрес
4	Арнайы бөлім
4.1	Диплом жобасының тақырыбы бойынша қысқаша шолу
4.2	Тәжірибелік зерттеу жүргізу бағдарламасы
4.2.1	Кварцтың (кварц әйнегі) еру жылдамдығын анықтау әдістемелері
4.2.2	Карбонаттың еру жылдамдығын анықтау әдістері (әктас дискісі)
4.2.3	Сазды минералдардың еру жылдамдығын анықтау әдістемелері
4.2.4	Қышқылдық құрамның коррозиялық белсенділігін анықтау әдістемесі
4.3	Жоғары температуралы, өткізгіштігі төмен карбонатты коллекторларды жетілдіру үшін қышқыл құрамдарын өңдеу
4.3.1	Негізгі қышқылдық құрамды таңдау
4.5	Ұңғыманың түп маңы аймағын тұз қышқылымен өңдеу бойынша жүргізілген есептеулер
4.5.1	Тұз қышқылымен өңдеу үшін ұңғымаларды таңдау
4.5.2	Тұз қышқылының жұмыс ерітіндісін дайындау
4.5.3	Ұңғыманың түп маңын тұз қышқылымен өңдеуді есептеу
4.5.4	Қажетті қышқыл ерітіндісінің санын анықтау.
4.5.5	Ұңғыманың түп маңы аймағын тұз қышқылымен өңдеу бойынша жүргізілген есептеулер
4.6	Ұңғыманың түп маңы аймағын Қабатты қышқылмен жару әдісі бойынша жүргізілген есептеулер
4.6.1	Қиын құрылымды коллектордың ҚҚЖ-дан кейінгі ұңғы дебитін анықтау.

5	Экономикалық бөлім
6	Техникалық қауіпсіздік және еңбекті қорғау
6.2	Қышқылмен өңдеу кезіндегі қауіпсіздік
7	Қоршаған ортаны қорғау
	Қорытынды

КІРІСПЕ

Әлемдегі алып кен орындардың бірі Теңіз кен орны 1979 жылы ашылған. Ең алғаш мұнай фонтаны зерттеу нәтижесінде 1981 жылы №1 ұңғымадан атқылады. БК «Тенгизшевройл» Қазақстан Республикасы мен «Шеврон» корпорациясы арасында сәуір айының 6 күні 1993 жылы меморандумға қол қойылған кезде құрылды. [1]

Теңіз кен орнында төрттіктен жоғарғыдевонға дейінгі жастағы шөгінділер ашылған. Негізінен шөгінділер қимасында үш ірі литолого-стратиграфиялық кешен бөлінеді: тұзасты (жоғарғы девон - артиндік), тұзды (кунгур) және тұзүсті (жоғарғы пермь - төрттіктер).

Тұзасты шөгінділер негізінен әртүрлі корбанатты жыныстармен көрсетілген. Керн материалдары мен корреляция мәліметтерін талдау бойынша стратиграфиялық ярустарға бөлу нақтырақ жүргізілген. Ашылған карбонатты шөгінділердің қалыңдығы 100 ден 300 метрге аралығында ауытқиды. Т-22, Т-24 ұңғыларында қалыңдық 1000 метрге жетеді.

Теңіз кен орнын игеру бірнеше сатыда жүреді, осы үрдістер кезінде кеніштің термобаралық жағдайы мен онда қаныққан флюидтердің физико-химиялық қасиеттері өзгереді. Осыған байланысты мұнай және газдың құрамы мен қасиеттеріне үнемі бақылау жүргізіп тұруы керек, бұл мүмкін өзгерістерді болжауға және игерудегі, мұнай мен газды өндіру және дайындаудағы қиыншылықтардың алдын алуға мүмкіндік береді.

Теңіз коллекторы әлемдегі ең ірі мұнайлы коллекторлар қатарына жатады. Кен орынды игеру мен өндіру үрдістерінде бірқатар қиыншылықтар бар. Күкіртсутегінің артық мөлшері, жоғары қабат қысымы, бұрғылаудың күрделілігі, құбыраралық қысымның болуы және жоғары қабат температурасы мұнай өндіруді қымбаттатады және қиындатады.

Теңіз кенорны Қазақстандағы қабат температурасы жоғары кенорындардың бірі болғандықтан дәстүрлі қышқылдарды қолдану тиімділігі мардымсыз, сол себепті қабат температурасы жоғары кен орындарда жаңа құрамды қышқылды қолдану өзекті мәселе болып табылады.[1]

1 Геологиялық бөлім

1.1 Теңіз кен орны туралы жалпы мағлұмат

Әкімшілік жағынан алғанда Теңіз кен орны Қазақстан Республикасының Атырау облысындағы Жылыой ауданында орналасқан (1-сурет).



1 сурет – Аудандық шолу картасы

Географиялық жағынан кен орын Каспий маңы бассейнінің оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан.

Осы аймақтағы барланған мұнай қорының негізгі бөлігі бассейнінің перефериясы бойынша полеозой қимасының тұз асты бөлігіне кіреді. Бұл жерде Теңіз кен орнынан басқа тұз асты қабатына жататын бірнеше мұнай, газ және конденсат кен орындары бар. Оларға Қарашығанақ, солтүстіктегі Оренбург, Кеңкияқ және солтүстік-батыстағы Жаңажол, батыстағы Астрахань сияқты кен орындары және жақында ашылған Каспий теңізі шельфінің солтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан Қашаған кен орны жатады. Теңіз кен орны диаметрі 500 км болатын ірі шеңбер тәрізді карбон-атты құрылым кешенінің бөлігі болып табылады және бұл құрылымға Королев, Каратон, Тәжғали, Пустынная және Қашаған кен орындары кіреді[3].

Рельефтің орташа абсолюттік белгілері минус 25 м құрайды.

Шөл далаға лайықты, территория өсімдіктері кедей және тікенекті. Жантақ, жусан көп тараған әр жерде қамыста кездеседі. Өсімдік әлемінің кедейлігіне тәуелді жануар әлемі де аса байлығымен ерекшеленбейді, жануарлар әлемінің басым бөлігін кемірушілер тобы құрайды. Өзендер жүйесі жоқ.

Аймақ климаты күрт континентальді қысы суық (-30°C дейін), жазы ыстық ($+45^{\circ}\text{C}$ дейін). Әдетте қар қарашаның ортасына таман түсіп, наурыздың аяғына дейін сақталады. Топырақтың қату тереңдігі 1,5-2 м жетеді.

Жауын шашынның негізнен көктемгі және күзгі мезгілдерінде жауа-ды, оның жылдық орташа көлемі 200 мм аспайды. Аймақ күшті желдермен сипатталады: қыста шығыс және солтүстік-шығыс бағытындағы, жазда батыс және солтүстік батыс бағытандағы желдер басым болып келеді. Қыста қарлы борандар, жазда құрғақ желдер және құмды борандар жиі болып тұрады [1].

1.2 Стратиграфиясы

Теңіз кен орнында төрттіктен жоғарғыдевонға дейінгі жастағы шөгінділер ашылған. Негізінен шөгінділер қимасында үш ірі литолого-стратиграфиялық кешен бөлінеді: тұзасты (жоғарғы девон - артиндік), тұзды (кунгур) және тұзүсті (жоғарғы пермь - төрттіктер).

Тұзасты шөгінділер негізінен әртүрлі корбанатты жыныстармен көрсетілген. Керн материалдары мен корреляция мәліметтерін талдау бойынша стратиграфиялық ярустарға бөлу нақтырақ жүргізілген. Ашылған карбонатты шөгінділердің қалыңдығы 100 ден 300 метрге аралығында ауытқи-ды. Т-22, Т-24 ұңғыларында қалыңдық 1000 метрге жетеді.

Атриндік шөгінділер көбінесе қайта шөккен әктас сынықтары бар терригенді жыныстардан түзілген. Күмбезді бөлігіндегі көтерілім қалыңдығы 20 дан 100 метр аралығында ауытқиды. Қанатында қалыңдық 700-1000 метрге дейін артады.

Кунгур жасындағы тұзды шөгінділер сульфатты-галогенді жыныстармен көрсетілген және үшмүшелі құрылымнан тұрады: астарлап жатқан ангидрит қабатынан, тас тұзы және жауып жатқан қабат – ангидриттен тұрады. Кунгур шөгінділерінің қалыңдығы 500 ден 1700 метрде өзгереді.

Тұзүсті кешені негізінен бүкіл оңтүстік – шығыс Каспий маңы ойпатына тән терригенді шөгінділермен көрсетілген.

Теңіз коллекторы үш негізгі блокқа бөлінген: объект 3 (девон шөгінділері); объект 2 – туль шөгінділері, «Тула» (ерте – орта визей және турней); және объект 1 (башкир шөгінділері, серпухов ярусы, жоғарғы визей).

Палеозой тобы – Рз

Девон жүйесі D

Теңіз платформасының девон шөгінділері 3 объект ретінде қарастырылады. Теңіздің карбонатты платформасы болжам бойынша өзінің өсуін ортаңғы девондағы терригенді шөгінділерден тұратын жергілікті палеорельефті биіктіктерде бастаған. Девон кезеңінің соңына қарай карбонатты платформаның жалпы қалыңдығы 2300 метрге жетті. Девон коллекторының шамамен 500 метрі 5450 метрді құрайтын болжамды СМЖ деңгейінен жоғары жатқан мұнай бағанасына қосылған.

Ок горизонтының орташа қалыңдығы 297 метр.

Серпухов ярусы - C_{1s}

Серпухов ярусы негізгі келісімсіздікті көрсететін латеринді тақта-таспен жабылған. Бұл келісімсіздік бірнеше миллион жылдар бойы түзілген. Тақтатастардың қабаттасуы көптеген ГК диаграммаларында толқулар туды-

рады. Литологиялық ярус астарлаушы ок шөгінділеріне ұқсас және сол шөгінді жиналым стилінің жалғасы болып табылады. Серпухов аралығы платформаның ішкі қимасы бойынша, төрт отыз метрлік нашар кеуекті жынысты жіңішке келісімсіздіктермен байланысқан шөгінді жиналыс циклдерінен тұрады.

Серпухов аралығы таязсулы криноидты, брахиоподты және фораминиферлі пакстоундармен жабылған. Ол пакстоундар микритті матрица ішіндегі мол балдырлы материалдан тұрады. Бөлек коралдар бұл жерде бағынышты жағдайда, бірақ сонымен бірге ашылған серпухов аралығын сипаттайды. Кеуектілік берілген аралықтың көп бөлігіне таралған. Ол жарықшақты, ізді, кавернді-қуысты және түйіраралық кеуектілік түрлерін көрсетеді.

Серпухов ярусы төрт шөгінді жиналым цикліне сәйкес келетін төрт зонаға (31-34) бөлінеді. Өндіру бойынша каротаждың мәліметтері Т-113 ұңғысымен ашылған 31 және 34 кеуекті зоналары ұңғы оқпанына 80 % флюид ағынын қамтамасыз етеді.

Серпухов ярусының орташа қалыңдығы 197 метрді құрайды.

Башкир ярусы - С_{2b}

Башкир аралығының шамамен 100 метрі Теңіз коллекторының жабыны маңындағы балдырлы-олитті тақтасты грейнстоун кешенімен түзілген. Ол перм және артин аргилиттерімен жабылады. Башкир ярусының карбонаты тереңдігі 1-2 метрге дейінгі таяз сулы бассейінде шөккен ұсақ, жұмырланған балдырлар түйірлерінен, жергілікті бай ооид мекенінен, беттік ооид және онкоидтардан құралған.

Башкир аралығының кеуектілігі серпухов және окск шөгінділеріне қарағанда біртекті.

Шөгінді жиналу циклдерінің жоғары қарай таяздануы керн бойынша жақсы бақыланады, бірақ бұл циклдер жеткілікті жіңішке (максималды қалыңдығы 5 метр), бұл шөгінді жиналудың таязсулы жағдайда жүргендігімен түсіндіріледі.

Бастапқыда корреляцияның башкир аралығы деңгейлерінің белгілері ГК шыңдарының корреляциясына негізделген, олар тақтатас қабатшаларының болуын көрсетті. Башкир аралығында төрт белгі (Б1-Б4) орнатылған болатын. Бұл қабаттар қалыңдықтары кейбір ұңғылармен өту кезінде өзгермелі болып келеді, бұл жергілікті шайылу нәтижесі болып табылады.

Башкир ярусының қалыңдығы 204 метр.

Перм жүйесі-Р

Теңіз ауданындағы перм жүйесінің қимасы жоғарғы артин ярусасты-мен және кунгур ярусымен көрсетілген.

Жоғарғы артин ярусасты. Жоғарғы артин шөгінділері Т-1, Т-2, Т-11, Т-15, Т-33, Т-38, Т-39, Т-41, Т-42, Т-43 және басқа да ұңғылар кернімен ашылған және сипатталған. Жоғарғыартин ярусастының базальді қабаты орта және төменгі таскөмір түзілімдерінің шайылған бетінде жатыр. Қима толығырақ Т-11 ұңғысымен көрсетілген. Қиманың төменгі бөлігі ұсақ түйірлі, мол дитритті және микрофауна кешенді: остракодтар, гониатит қуыршақтары, фораминиферлі сазды қою сұр, қара дерлік әктастардан тұрады. Жоғары жағында қара

тісті, аса сазды, сирек детритті ганотитті ұсақ түйірлі әктастар жатады. Жоғарғы артин ярусасты қимасы қабаттық строматолит реликтері бар строматолитті құрылымды сазды әктастармен аяқталады. Базальді қабаттың биологиялық құрамы аудан бойынша өзгереді. Т-33 ұңғысындағы аргелиттер қою-сұр, қара дерлік, жіңішкешашыранды, біркелкісіз жарықшақты. Т-38 ұңғысында қою-сұр, қара дерлік көп көлемде битумды заты бар доламитті мергельдер байқалады.

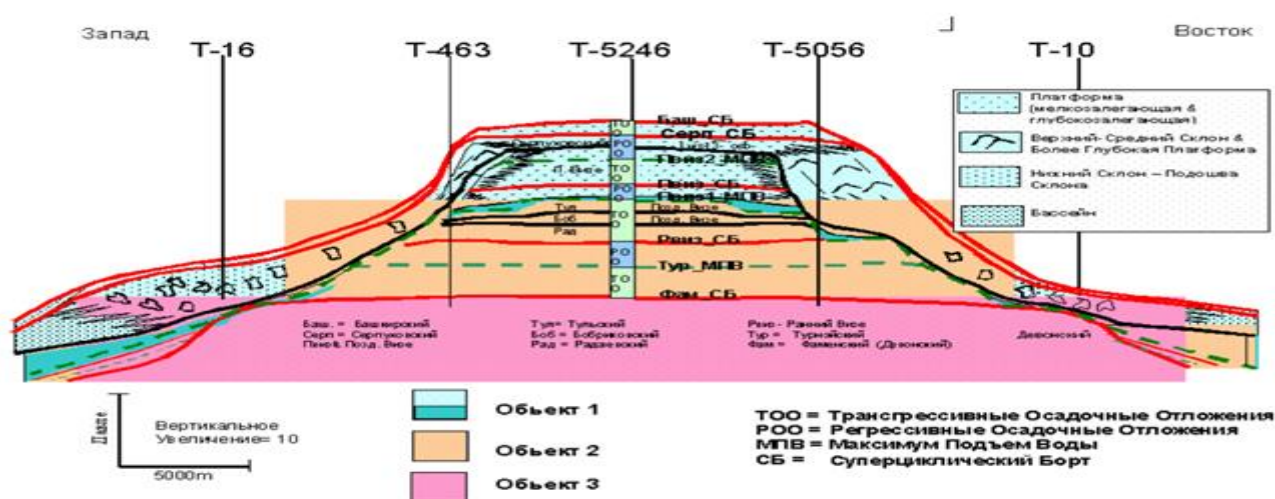
Қалыңдық 10-150 метр аралығында ауытқиды[2,3].

1.3 Кен орнының тектоникасы

Теңіз кен орнындағы ашылған шөгінді жыныстар қалыңдығы төрттік-тен жоғарғыдевонға дейінгі шөгінділермен көрсетілген.

Шөгінді қимасында үш ірі литолого-стратиграфиялық кешен бөлінеді: жоғарғыдевон және артин шөгінділерінен тұратын тұзасты, тұзды-кунгур, жоғарғыпермнен төрттікке дейінгі-түзүсті.

Максималды ашылған тереңдік 6455 метрді құрайды, ұңғы Т-53. Девон шөгінділері 01.01.93 ж. ВолгоградНИПИнефть зерттеулеріне сәйкес төрт ұңғымен ашылған Т-10, Т-17, Т-22, Т-41 оларға сәйкес қалыңдықтар 38, 5, 84, 87 метр. ЖШС «Тенгизшевройл» жүргізген зерттеулері бойынша девон шөгінділері тек екі Т-10 және Т-17 ұңғыларында ашылған. Т-22 ұңғысында жүргізілген палеонтологиялық зерттеулер девон шөгінділерінің бар болуын күптамайды. Т-41 ұңғысы бойынша ешқандай түсіндірулер келтірілмейді, бірақ ЖШС ТШО мағлұматтарына сәйкес, онда тек қана тульск шөгінділері ашылған.



1.1 сурет – Геологиялық профильде I, II, III объекттердің орналасуы

Төменгі таскөмір шөгінділері қалыңдығы 607 метр (Т-22 ұңғысы) горизонтүсті яснополянск көлемінде ашылған, және мұнда ары қарай максималды қалыңдығы 297 метрге дейінгі ашылған окск горизонтүсті қалыңдығы

және жалпы қалыңдығы 197 метрге дейінгі (Т-16 ұңғысы) серпухов ярусы келтіріледі; ортатаскөмір шөгінділері башкир ярусы қалыңдығы 204 метрге дейінгі көлемде (Т-40 ұңғысы); төменгі перм шөгінділері артин және кунгур ярусы қалыңдығы 1876 метрге дейінгі көлемде; жоғырғы перм шөгінділерінің қалыңдығы 942 метрге дейінгі көлемде; триас шөгінділерінің қалыңдығы 500 метрге дейінгі көлемде; юра шөгінділері қалыңдығы 1798 метрге дейін; бор шөгінділері 2675 метрге дейінгі қалыңдығы; палеогенді шөгінділерінің 240 метрге дейінгі қалыңдығы және неогенді және төрттік жүйелер ашылған.

Тұзасты шөгінділермен байланысып анықталған мұнайлылық кеніші шығу тегі оргоногенді литологиялық карбонатты жыныстармен көрсетілген. Таскөмір түзілімдерінің шайылған бетінде жатқан артин шөгінділері көбіне қайта шөккен әктас сынықтары бар терригенді жыныстардан құралған.

Кунгур жасындағы тұз шөгінділері өте қалың сульфатты-галогенді қалыңдығы 500-1700 метр аралығында өзгеретін жыныстармен көрсетілген.

Тұзүсті кешеннің шөгінділері Примор күмбезінің шығыс бөлігіне жата-тын Теңіз көтерілімінің терригенді жыныстарынан тұрады. Солтүстігінде ол кулисті тәрізді болып Королев көтерілімімен жалғасады, ал оңтүстігінде және шығысында Култук террасымен шектелген.

Осы зонаны біріктіріп тұрған элементі ретінде құрамына девон және таскөмір кезендеріндегі шөгінділері бар карбонатты платформаның тұз асты қалыңдығы болып табылады. Осы платформа шектерінде жоғары амплитуда-лы массивтермен байланысқан құрылымдар реті анықталған, олардың ішіндегі ең ірісі және бұрғылау мәліметтері бойынша толық зерттелгені Теңіз құрылы-мы.

Карбонатты шөгінділер жабыны бойынша Теңіз көтерілімі (горизонт II көрсетеді) амплитудасы 1600 метр тұйық 5900 метр изогипс бойынша өлшем-дері 33x27 шақырым құрайтын изометрия пішінді ірі қыртыс болып келеді.

Қазіргі жағдайдағы Теңіз тұзасты массив құрлымына үш фактор ұсы-нады: тектоникалық, седоментациондық және эрозионды, нәтижесінде кунгур-артин шөгінділері ортатаскөмірден девонға дейінгі әр кезеңдегі карбонатты түзілімдерді жауып тұр. Сонымен, құрылымдық карта бүкіл тұзасты карбонатты кешендерді қоса алғандағы бірінғай гидродинамикалық табиғи резервуар бетін көрсетеді.

Құрылым кең жазық күмбез бөлікті және эрозионды жанасу зонасында канатының тік енуі бар.

Екінші объектінің беті туль және девон шөгінділерінен тұрады. Олар негізінен туль горизонтының жабынын көрсетеді және соған байланысты канаттарының құлауы жазығырақ болып келеді. Ал жанасудың көбірек енген бөліктерінде карбонат шөгінділері девонға дейін шайылған және толығымен бірінші объект бетін қайталайды.

Жоғарыда айтылғандарға сәйкес құрлымның платформа бөлігінде және оның бортында жарылымды бұзылымдар жүргізілмеген. ЖШС «ТШО» мамандарының келтірулері бойынша Теңіз құрлымы платформа шегінде және ең алдымен борт бөлігінде дезюктивті бұзылымдармен күрделеген.

Мұнай кеніші бар Теңіз табиғи резервуары қимасы бойынша үш қалыңдыққа бөлінген. Бірінші қалыңдыққа башкир, серпухов және ок шөгінділері, екінші қалыңдыққа туль және одан да көне карбон шөгінділері, үшінші қалыңдыққа девон және өз кезегінде төменгі-терригенді және жоғарғы карбонатты бөлікке бөлінген бөлімдер жатады. Қазіргі уақытта карбонатты бөлімнің 3 қалыңдығы ашылған.

Ауданы бойынша құрылым платформаға бөлінген, ол дегеніміз салыстырмалы түрдегі көтерілімнің орталық жазық бөлігі және құрылымның қанатты-етегі.

Массивтің орта бөлігіндегі ұңғылармен ашылған қималар Ресей, Қазақстан және ЖШС «ТШО» мамандарымен жасалған корреляциялары бірдей, ал борт маңы мен борт бөлігінде әртүрлі, бұл карбонатты құрылыстың түзілуіне әртүрлі көзқарастың болуымен түсіндіріледі және сәйкесінше морфологиясына.

«ТШО» ЖШС көрсетілуіне сәйкес жарықтар карбонатты құрылысты солтүстік, батыс және шығыс платформа борты бойымен мүшелейді, ал платформаның өзі жалғаспалы майда жарықшақты бұзылымдармен күрделенген.

Теңіз кен орнының өнімді шөгінділерін құрайтын жыныстар оргоногенді, оргоногенді сынықты, оргоногенді-детритті, жұмырлы және оолитті, көбіне сазсыз (5% аз), жарықшақты, негізінен қиманың көп бөлігінде қабыршақтанған әктастардан тұрады.

Теңіз коллекторындағы тектоникалық жарылымдар сейсмикалық және бұрғылау кезінде алынған мәліметтерді кешенді түрде талдай отырып, Каспий маңы ойпатының оңтүстік бөлігіндегі палеозой шөгінділерінің тектоникалық бұзымдарының уақытымен табиғатын анықтау-ға болады.

Сейсмикалық мәліметтерді алғашқы талдау кезінде орта девонның ығысуы айқындалып, барлық Теңіз құрылысының келесі аралықтарында экстраполирленген. Орта девонның жарылым картасын құру- бұл субъективті үрдіс және түсіндіруді жүргізуші мамандардың көз-қарастарына байланысты әртүрлі нәтиже алынуы мүмкін. Жаңа ұңғылармен тереңірек горизонттардың ашылуы, қазіргі ұңғыларды тереңдетумен және сейсмикалық мәліметтердің дәлірек талдалуынан кейін төменде шөккен горизонттардағы тіпті маркер Т3 төменгітурней ярусына дейінгі көрінетін ығысулардың жоқтығына байланысты қандайда бір едәуір каротажды мәліметтердің корреляциясын жүргізу қажет етілмейді. Төменгі турней ярусы көптеген ұңғыларда алғашқы таралу бетінен (жазықтығынан) бірнеше метрде байқалады және бұны бортты зонаның екі жағынан орналасқан ұңғылар мәліметтерімен мақұлданады [2].

2. Кен орнының мұнайгаздылығы

Кен орнындағы орта және төменгі карбон қалыңдығының өзгерісі сонша, ол ұңғылармен ашылған қимадан толығымен жоқ болып кеткенше өзгереді.

Т-10 ұңғысы дәлелденген өндірістік мұнайгаздылықтың төменгі шек-арасын ашты (5410 м – құрамында суы жоқ мұнай алудың ең төменгі белгісі). Су мұнай жапсары (СМЖ) 5960 м төмен емес тереңдікте болуы мүмкіндігі болжамдалады. Сейсмикалық зерттеулердің мәліметтері бойынша Теңіз бен Королев кен орындарын бөліп тұрған эрозионды ойық, 5690 метрде орналасқан. Болжамдалып отырған ойық тереңдігі Теңіз кен орны кенішінің максималды таралу тереңдігін бақылаушы деп қарастыруға болады. «Тенгизшевройл» СМЖ белгісі ретінде 5450 м қабылдаған, бұл қазіргі кездегі кен орнындағы мұнай алудың ең төменгі белгісінен 40 метрге төмен. Бұл болжамдар Королев кен орнымен гидродинамикалық тепе-теңдікке негізделген, онда да СМЖ анықталмаған, бірақ су деңгейінің ең жоғарғы белгісі 4922 м деп саналады. Теңіз кен орнындағы СМЖ қысым градиентін экстраполциялау әдісімен есептелген.[2]

Игерудің I объектісі туралы башкир, серпухов және ок шөгінділерін ашқан 16 ұңғыма бойынша білуге болды.

II объект жеклелеген ұңғылармен ашылған, әрі кейбір ұңғылар объектінің әр түрлі жастағы бөліктерін ашқан, ол өз кезегінде өнімді қабатты жалпы объект бойынша бағалауға мүмкіндік бермейді. II объектінің максималды қалыңдығын ашқан Т-22 ұңғысындағы бүткіл қимасы II және III топтарының коллекторларынан тұрады, Т-24 және Т-41 ұңғылары ашқан сәйкесінше 210-225 метр қалыңдықтың 95% осы коллекторлар құрайды.

Қабат және газсыздандырылған мұнай үлгілеріне «Гипровостокнефть» институты және қазіргі заманғы технология орталығы «Корлабороториз» компаниясымен жасалған зерттеулер нәтижесінде анықталған, мұнай және газдың құрамы мен сипаты келесі кестеде келтірілген[3].

1.1 кесте – Теңіз кен орны мұнайының қасиеттері

Көрсеткіш	Шамасы
Мұнай тығыздығы	797 кг/м ³
Бастапқыдағы коллектор қысымы (4250 м)	80,8 МПа
Еріген газ кезіндегі газ факторы	450 м ³ /м ³
Қанығу қысымы	24,7 МПа
Қабаттық көлем коэффициенті	2,306
Мұнай тұтқырлығы	0,22 мПа · с

Қабат мұнайының үлгілерін алу ұңғы сағасында жүргізілсе де, онда қысым қанығу қысымынан жоғары деңгейде сақталып тұрды. Бұл шығып жатқан флюид бірфазалы және ол қабат флюидіне сәкес екендігін дәлелдейді.

Мұнай мен газдың физико-химиялық қасиеттері. Теңіз кен орнының мұнайы-жеңіл, күкіртті, аз шайырлы, парафинді. Мұнайдың жеңіл құрамдылығы қабат жағдайындағы мұнайдың қолайлы тұтқырлықты-тығыздық қасиеттеріне негізделген. Оның ерекшелігі құрамындағы меркаптанды күкірт мөлшерінің көп болуы. 34 үлгі бойынша орташа шамасы миллионға 824 бөлікті құрады, ол тауарлы мұнай нормасынан 20 есе артық[3].

Мұнай газының ерекшелігі ондағы күкіртсутек құрамының жоғарылығы, бір ретті газсыздандырылатын мұнайдағы газ құраушысы – 20,6 % моль.

Алынған мұнай үлгілері қазіргі заман технологиялар орталығы «Core Laboratories» компаниясында ішкі методика бойынша талданды[3].

3 Технико – технологиялық бөлім

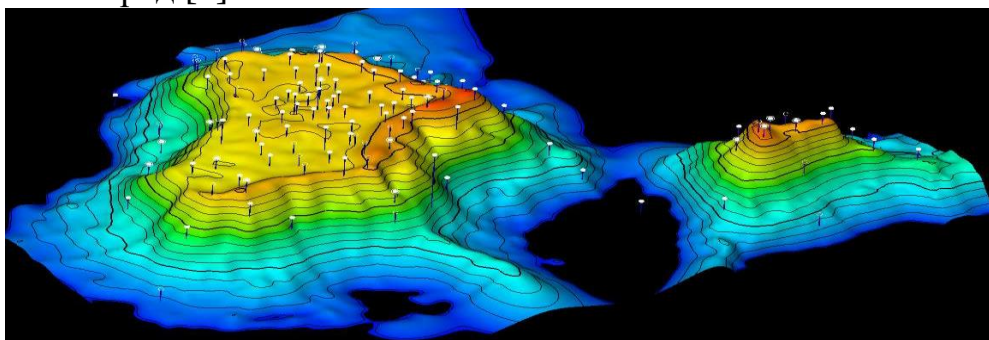
3.1 Кен орнын игеру жүйесі

Теңіз кен орнының ашылуы 1981 жылы №1 ұңғымасынан мұнай фонтанын алуымен байланысты. Кен орнын игерудің бірінші технологиялық сұлбасы 1986 ж. Гипровостокнефть институтымен құрастырылған және КСРО-ның ЦКР Миннефтепр омымен № 1226 протоколымен 28.11.86 жылы бекітілген.

Теңіз кен орны 1991 жылдың сәуір айында тәжірибелі-өндірістік пайдалануға енгізілді, ал 1993 жылдың 6 сәуірінен бастап кен орынды “Тенгизшевройл” игеруге алды[2].

Жобада кен орынды тәжірибелі-өндірістік игеруді (ТӨИ) 2002 жылға дейін жүргізу қарастырылған. Ондағы мақсат кен орнының ауданы бойынша бағалау-пайдаланушы ұңғыларды бұрғылау және сынау арқылы, коллектор мен кима бойынша флюидтердің қасиеттерін толығырақ зерттеу. Жобаға байланысты ТӨИ кезеңінде 19 ұңғы бұрғылау, 7 ұңғыны консервациядан шығару (28, 29, 31, 41, 45, 109, 5050) және 12 ұңғыны тереңдету (14, 17, 30, 60, 70, 108, 118, 125, 211, 220, 430, 463) қарастырылған болатын[2].

ТӨИ жобасында екі пайдалану объектісі бөлініп көрсетілген: I объект – башкир, серпухов және ок стратиграфиялық кешендерінің шөгінділер, II объект – тульден девонға дейінгі стратиграфиялық кешендерінің шөгінділерінен тұрады. Ұңғымалар торының орналасу тығыздығы 200 га/ұңғ болатын бірыңғай төртбұрыш жүйесі жобаланған. Ұңғыларды пайдалану коэффициенті 0,88; қолдану коэффициенті 0,809. Барлық қарастырылған варианттарда кеніш серпімді-тұйық тәртіпте игеріліп жатыр. Ұсынылған вариант 1986 жылғы бекітілген игерудің технологиялық сұлбаның вариантына бір беткей жағдайлары бойынша сәйкес келеді және ол нақты қалыптасқан игеру жүйесін ескереді[3].



2-сурет.Тенгиз кен орнының 3D картасы.

Қазіргі кезде кен орын 2002 жылғы «Гипровостокнефть» институты жасаған «технологиялық сұлбасына» сәйкес игерілуде.

Газ айдаудың көлемі мен ұңғымалардың саны артқан сайын мұнай алу деңгейі 2010 ж. өзінің максималды шамасына жетеді. Бұл көрсеткіш 28,5-29,8 млн.тонна аралығында 2021 жылға дейін сақталады. Қарастырылып отырған уақыт мерзімінде сулану 4,2 % аспайды. Газ айдау 2022 жылдан кейін өнімнің

алудың күрт төмендеп кетуінен сақтайды және ақырғы мұнай бергіштік коэффициентті арттыруға мүмкіндік береді[3].

3.1.1 Игерудің ағымдағы жағдайын талдау

Ертерек байқалғандай, түгелдей кен орны бойынша игерудің 4 варианты қарастырылды. Мұнда 1 объекті мұнайы құрғамайтын тыңайған жерді бұрғылауды қарастырады.

Теңіз кен орнының жағдайында мұнай өндірудің (максимум) деңгейі, газ өңдеуші зауыттың қуаттылығымен анықталады. Ол бір мезгілде екі мұнай кен орнына қызмет етеді -Теңіз және Королевское. Газ өңдеуші зауыттың максималды жобалық өндірісі жылына - 32 млн тонна мұнай. Сондықтан да Теңіз бойынша мұнай өндіру, Королевский кен орнының мұнай өндіруін есепке алғанда да, 30 млн т. аспайды. Осыған байланысты барлық қарастырылған игеру варианттарының динамикасы және максималды мұнай өндіру деңгейі өте жақын. Мұнай өндірудегі айырмашылығы тек тыңайған жерді бұрғылау қарқынымен қабатқа әсер ету әдістерімен байланысты. Алғашқы екі жылы (2002-2003ж) сұрыпталған мұнай деңгейі және сұйықтық барлық варианттарда бірдей[2].

1-вариант бойынша мұнай өндіруді игеру 2006 ж. дейін жылдан-жылға өсіп келеді 11,0 млн т., бұл жинау жүйесінің қуаттылығымен байланысты, тек 2006 ж. ол 15,8 млн т. көрсетеді. Содан, жерлік құрылыс деңгейінің шамасы, жинақталған мұнай қоры өседі, ол 2011 ж максималды (мұнай) деңгейде мұнай өндіреді, 2021 жылға дейін сақталады, әрі тербеледі 28,3 млн тоннадан 29,5 млн т. дейін. Сұрыптау қарқыны алғашқы алынатын қордың 2,2% құрайды. Бұл есептемелер және категориядағы қордың есебімен бүкіл кен орнының көрсеткіштерімен жасалған[3].

Бұдан, қорытындыға келер болсақ жаңартудың нәтижесінде игерудің техникалық көрсеткіштері алынды, ол су жинаудың техникалық тиімділігін көрсетті.

Айтып өтетін жағдай, тәжірибелі-өндірістік газ және су жинақтау тәсілдері барлық кен орындарында жүзеге асырылу жолдарын қарастыру тиіс. ҚҚҰ технологиясының шешуші таңдау өндірістік сыннан өткен соң таңдайды.

3.1.2 Ұңғылар қорының және олардың ағымдағы дебиттерінің, игерудің технологиялық көрсеткіштерін талдау

Теңіз кен орны тәжірибелі-кәсіптік игеруге 1991 ж. Сәуір айынан бастап енгізілген, әрине технологиялық сұлбасымен, ол “Гипровостокнефть” институтымен құрылған және ЦКР Мұнай кәсіп министрлігімен СССР 1986 ж. бекітілген (протокол №1226 28.11.86).

1999 ж. наурызынан осы уақытқа дейін кен орнын игеру “тәжірибелі-кәсіптік игеру жоспарымен” жүзеге асырылып отыр, “НИПИ мұнай газ” институтымен ЦКР РК жасалған (протокол №3 25.03.99 ж.).

Жобамен тәжірибелі-кәсіптік игерулерде кен орнын 2002 ж. қарастырылған, мақсаты коллектордың қасиеттерін толық зерттеу және флюид қисығы және ауданы бойынша кен орнының бұрғылау және бағалаушы-пайдаланатын ұңғылар. ТКИ кезеңінде жобаға сәйкес 19 ұңғыны бұрғылау көзделіп отыр, 7 ұңғыны расконсервациялау (28, 29, 31, 41, 45, 109, 5050) және бұрғылаумен 12 ұңғыны тереңдету (14, 17, 30, 60, 70, 108, 118, 125, 211, 220, 430, 463)[5].

ТКИ жобасы бойынша 2 пайдаланушы объектіні болу көзделген: I объект -Башкирлық, серпуховтық және оксық шөгінділердің стратиграфиялық кешені, II объект -Тульскийдан Девондық шөгінділерінің стратиграфиялық кешені.

2.1 кесте – Ұңғылар қорының сипаттамасы

Аты	Ұңғылар қорының сипаттамасы	Ұңғылар саны		
			II	Σ
Өндіруші ұңғылар қоры	Бұрғыланған	105	8	107
	Басқа көкжиектерге қайтарылған			
	Барлығы	105	8	107
	Соның ішінде			
	Жұмыс істеуші	53*	7*	54
	Оның ішінде су атқыштар	53	7	54
	ЭЦН			
	ШГН			
	Компрессорсыз газ жеделсаты			
	Ұңғы ішіндегі газ жеделсаты			
	Жұмыс істемейтін	5	-	5
	Сынауада		1	1
	Консервацияда	27	-	27
	Бұрғылауда	5	-	5
	Бақылаушы			
	Ликвидация күтуші			
	Ликвидацияланған	14		14
	Анғарушы	1		1

01.04.2006 ж. күйі бойынша кен орнында 107 ұңғы бұрғыланды. Нақты қаланған тордың қалыңдығы 200 га/ұңғ. Кейбір жерлерінде тор 50 га/ұңғ. қалыңдаған. Кен орнының біраз ауданы игерумен қамтылмаған.

Пайдаланушы ұңғылар қоры 59 тұрады (Т-1К, 3К, 5К, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 20, 21, 23, 25, 27, 28, 38, 40, 42, 43, 44, 47, 72, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 220, 317, 318, 320, 419, 463, 1100, 1101, 5050, 5056, 5857). Қызмет етуші қорда 54 орналасқан, оның ішінде өнім беретіні 45 ұңғы, уақыттық жай – 9 ұңғы. Жұмыс істемейтін қорда 5 есептелген, оның біреуі КРС-та (Т-106), КРС күтіліп отырған үш ұңғы – (Т-11, 42, 328) және бір ұңғы – кәсіптік тізбекте күту үстінде. Бұрғылауда 5 ұңғы бар (Т-46, 4346, 6853, 5059, 6261), консервацияда – 27 ұңғы. Сынауада – Т-7252 ұңғысы[4].

Жойылған қорда-14 ұңғы бар. Бұрғыланған ұңғылардың санына, байқаушы Т-100 ұңғысы кіреді. Ұңғылар қорының сипаттамасы 3.3. кестеде берілген. Барлық ұңғылар фонтандық әдісімен пайдаланады.

Дебиттер динамикасына белгілі бір әсер ететін, сұрыптау бойынша завод қуаттылығын шектеудегі реттеу әсері.

Жоғарыда айтылғандай, Теңіз кен орнының тыңайған мұнайы тым жоғары қабат қысымымен сипатталады. (ТЖҚҚ), бастапқы қабат қысымының гидростатикалық қысым әсерінен өсуі, немесе тым жоғарылық коэффициенті 1,826 жетеді, қабат қысымымен тынығу қысымының айырымы[4].

Алғашқы қабат қысымы минус 4500 м 82,35 МПа құрайды, мұнайдың газбен тынығу қысымы -25,6МПа. Қазіргі күнгі игеруде, кен орнының ұңғыларында кіргізуші қысымының тынығу қысымынан төмендеуі байқалмаған[6].

3.1.3 Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу

Теңіз кен орнындағы тыңайған жер мұнайы жоғарғы қабат қысымымен сипатталады. Бастапқы қабат қысымын бағалау үшін ұңғылар бойынша тереңдікпен қабат қысымының маңызды байланыстың болуында. Ол қарастырылып жатқан кен орнында КВД өңдеу нәтижесінде алынған және замердің статикалық (SGS) градиентінің геологиялық барлау деңгейінде көзге көрінеді. Градиенттегі бастапқы қабат қысымы вертикальді қысым 0,0183 МПа/м, -4500 м тереңдікте 82,35 МПа құрайды.

– 4500 м тереңдіктегі қабат қысымының t° -сы $109,4^\circ\text{C}$ тең, тереңдік - t° өңделу нәтижесіне байланысты. Геотермикалық градиенттің көлемдігі, термометрлік зерттемелер нәтижесінде алынған, бастапқы қысым $1,86^\circ/100$ м құрайды[4].

Тым жоғары қабат қысымының t° -дан көретініміз, резервуардың табандық бөлігіндегі төмен кіреулі коллектордың болуы және қиықтың төменгі жағындағы қабат суының ағыны әлсіздігінен болады. Кен орынды игеру тәртібінде жүзеге асырылады.

Теңіз кен орнында бақылау бағытымен гидродинамикалық зерттемелер жүргізіледі. Олар:

– Қысымды қайта орнату әдісімен зерттеу ұңғыны КВД тіркеу үшін жабу арқылы және оның бір тәртіпте жұмыс істеуі.

– Кешенді гидродинамикалық зерттемелер, ұңғының 2 немесе бірнеше тәртіптегі жұмысының орналастырылған сұрыптау әдісін қолдану және КВД алу үшін ұңғыны тоқтатудағы орналастырылмаған тазартқышының зерттемелері.

– Ұңғы булары арасындағы интерференцияны зерттеу.

Қысым статикалық градиентінің өзгеруі бойынша зерттеулер жүргізу кезінде ұңғыманы тоқтату 4 аптаға дейін созылуы мүмкін, коллектордың қасиетіне байланысты. Мұндай уақытша мерзім қабат қысымының коллекторда тұрақталуы үшін керек. Қабат қысымы келесі әдістермен анықталады:

- Ұңғыманы қатты қысым тұрақтанғанға дейін тоқтату, содан кейін статикалық градиентті (СГ) анықтау үшін зерттеулер жүргізіледі.
- Ұңғыманы қысымды қалпына келтіру қисығын әдісінің көмегімен сынақ жұмыстары және коллектордағы қабаттық қысымы мен қабаттың өткізгіштігі параметрлерін қысымды қалпына келтіру қисығын талдау арқылы анықтау .
- Ұңғымада орнатылған стационарлық тереңдік манометрден алынған деректерді пайдалану.
- Бұл ретте сағадағы қысымды өлшеу жөніндегі деректерді және осы шамаларды ұңғыманың кенжарындағы қысым шамасына түрлендіру жөніндегі технологиялық бағдарламаны пайдалана отырып, қысымды қалпына келтіруге байланысты зерттеулер жүргізу.

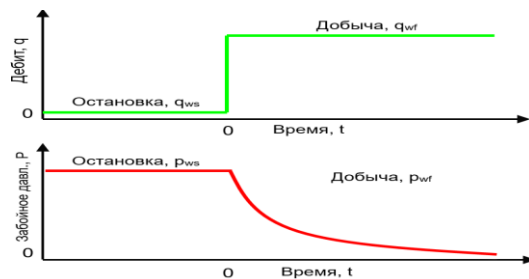
КВД интерпретация жұмыстары ұңғыларда ТШО-да Pan system программасының қолдануымен жүреді. Зерттеулердің көбісінде таңдалған ұңғылар моделінің түйісуін айта кеткен жөн, сонымен қатар қабат, шекара және игеру нәтижелерінің жақсы ұқсауы айқын[4].

Алынған скин-фактордың мағыналары (-6,5)-тен (-1,1) дейін, ұңғының кіргізуші аймағының жағдайы жақсарғанын айтады: Т-11, Т-12, Т-40, Т-103, Т-124, Т-318 ұңғылар. Ұңғы аймағында жарықтың болуынан скин-нәтиженің көрінуі маңызды емес. ($s_{max} = 0,806$). Скин-фактордың жоғары мәні, ұңғы аймағының ластанғанын көрсетеді, мына ұңғылар үшін алынған: Т-4, Т-5к, Т-9, Т-102, Т-106[4].

Гидродинамикалық зерттеулердің динамикасы мұндай параметрлердің өзгеруін анықтады, өткізгіштік, өнушілік, скин-фактор, өнімділік коэффициенті.

Теңіз кен орнында көп тараған әдіс - гидродинамикалық зерттеулерді жүргізу әдісі. Мұнда 2 режимде жұмыс істейтін ұңғылар үшін (әр режимге 5 күн) қалыптасқан таңдау әдісі (ҚТӨ) қолданылады.

Өндіру ұңғымаларын зерттеудің гидродинамикалық әдістері қабаттың және ұңғымалардың маңызды сүзгіш параметрлерін, қабаттың өткізгіштігін K , өткізгіштік дәрежесін- kh , ұңғыма қабатының ашылуын жетілдіру-скин-фактор, қабаттық, забойлық қысымды өлшеуге мүмкіндік береді, ұңғымалардың өнімділік коэффициентін және басқа параметрлерін анықтай аламыз. Гидродинамикалық зерттеу нәтижесіне сүйене отырып кен орынды игерудің ағымдағы жай-күйіне талдау жүргізіледі, бұл деректер кен орнын игеруге арналған технологиялық құжаттарды жасау кезінде пайдаланылады. Әсіресе тиімді зерттеулер жүйелі түрде жүргізілетін зерттеулер[5].



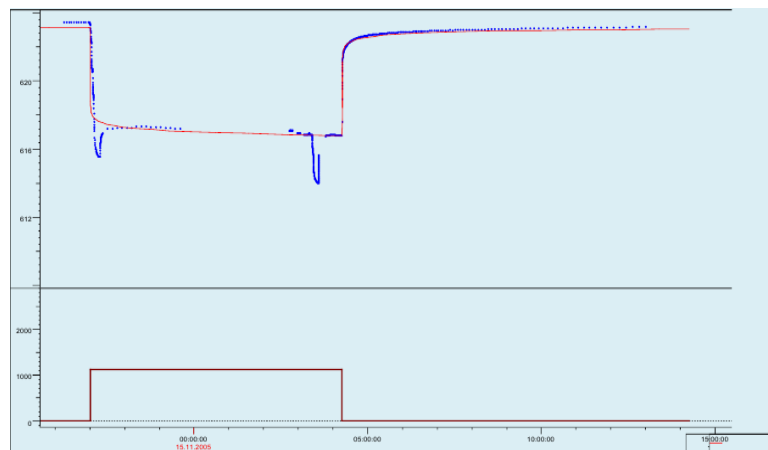
3-сурет.КВД және КПД қисықтары.

Қазіргі уақытта Теңіз кен орнындағы жүргізілетін гидродинамикалық зерттеулерді 2 топқа бөлуге болады[5].

1. Бірінші топқа- ұңғыңы қалыптасқан режимде зерттеу жұмыстары жатады . Ұңғыманы зерттеудің осы әдістерінде қабат пен ұңғыманың параметрлерін анықтау тұрақты дебит $q = \text{const}$; уақыт мезетіне қарай $T = 0$ қабат статикалық күйде болады.
2. Ұңғыманы зерттеудің екінші тобы-ұңғымалар жұмысының қалыптаспаған режимінде зерттеу, қысымды қалпына келтіру қисығы әдісі . Q тұрақты дебиті бар белгілі бір уақыт жұмыс істеген ұңғыма тоқтайды және ұңғы түп маңындағы қысымды қалпына келтіру өлшенеді. Бұл зерттеу әдісімен Теңіз кен орнының көптеген ұңғымалар қоры қамтылған. Бұл әдіс арқылы қабаттың түп маңы аймағының жай-күйін бағалау жөніндегі маңызды ақпаратты, скин-әсерді анықтайды.

Теңіз кен орынында скин параметрін анықтау көбінесе бұрғылау кезінде өте маңызды.Себебі, қабаттарды ашу циркуляциясыз суда жүргізіледі. Осыған байланысты шлам жер бетіне шығарылмайды қабаттың түп маңы аймағында қалады, ал түп маңы аймағында қабаттың сүзу қасиеттері төмендейді. Шламды жою,және түп маңы аймағының сүзу қасиеттерін қалпына келтіру скин-әсерінің шамасы мен белгісі бойынша бағаланады және төмендегі формула бойынша анықталынады[5].

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (1)$$



3.1 Сурет. Гидродинамикалық зерттеу интерпретациясы

Осы интерпретация нәтижелерімен k , S және скин әсерінен қысымның құлауын **Horner** әдісі арқылы анықтау үшін негізгі төменде көрсетілген формулаларды пайдаланамыз. Идеалды жағдайда, зерттеу шексіз резервуарда, яғни ешқандай шекаралық әсер болмайжы деп қарастырамыз. Резервуар бір текті және қасиеттері бірді, аздап сығылатын бір фазалы сұйықтан тұрады. Осы кезде Хорнер әдісін пайдаланған тиімді болып келеді.

3.1.4 Қабат қысымының жүйесі және қабаттардың қолданыстағы мұнай бергіштігін арттыру әдістері

Қабатқа әсер ету тәсілдері. Теңіз кен орнының игеру технологиясында, соның ішінде 1 объектіні игеруде қабаттық қысымды ұстаудың екі тәсілі қарастырылады: су айдау және ілеспе газды айдау. Мұнай өндіруді арттыру тәсілін таңдауда мұнай алудың соңғы көрсеткішіне жетудегі тәжірибе түрінде осы тәсілді жүзеге асыруға кететін техникалық құрылыстарды салу және пайдалану шығындар-ын ескерудің маңызы зор. Құрылыстың құрамы жұмыс агентінің сапасына қойылатын талаптарға негізделі құралады[6].

Айдауға қолданылатын су сапасына қойылатын талаптар. Теңіз кен орнының өнімді қабаттарына су айдау мына екі су қамсыздандыру көздерінен жүргізілмек:

- альбсеноман кешенінің артезиан сулары;
- теңіз сулары.

Теңіз кен орнының технологиялық мұқтажының (су айдау жүйесі) сумен қамсыздандыру көзі ретінде Еділ өзенінің (Қазақстан Республикасының территориясына қарайтын бөлігі) атырауын қолдану Қазақстан Республикасының экологиялық заңдарына сәйкес жол берілмейді, сондықтан бұл вариантты жұмыста қарастырмаймыз.

Қабаттық қысымды ұстауда қолданылатын ілеспе газ сапасына қойылатын талаптар. Ілеспе мұнай газын айдауды жүзеге асыру ЖШС «Тенгизшевройл» жоспарына сәйкес екі кезеңде жүргізіледі.

Бірінші кезеңде құрамында күкіртсутексіз газ айдалады. Екінші кезеңде Екінші буынды зауытты (ЕБЗ) пайдалануға берілгеннен кейін, H_2S - 17-20 % күкіртті газ айдалуы жоспарлануда[6].

Екінші кезең Теңіз кен орнының өнімді шөгінділері газбен әсер етуді жүзеге асырудың негізгісі болып табылады. Сондықтан жұмыс агенті – ілеспе мұнай газына қойылатын талаптар газ айдау шарты үшін екінші кезеңде қарастырылуда.

Бұл талаптар газ айдауда қабаттың коллекторлық қасиеттері парафин, шайыр және асфальтендердің шөгуінен нашарламау тиіс[4].

- Соңғысы келесі шарттардың орындалумен қол жеткізіледі:
- Айдалатын газдағы су мөлшері - 0,001 %;
- Газдағы ылғалдың конденсациялану температурасы;
- Максималды қыстағы - (-10 °С), минималды жаздағы - (-3 °С);
- Күкіттің жалпы мөлшері – 0,05% аз;
- Вобба көрсеткіші – 41,2-54,5 МДж/м³ (МЕСТ 2667-82);
- Механикалық қоспалардың мөлшері – 0,001 ppm.

Айдалатын судың құрамы, физико-химиялық қасиеттері және тұрақтылығы. Теңіз кен орнының маңындағы ауданда өнімді қабатқа су айдауға қолданылуы мүмкін су қамсыздандыру көздері бар, бұл: Мыңғыр, Жаңасу кен орындарындағы альбсеноман горизонтының суы және теңіз суы.

3.1.4.1 Қабатты қышқылмен жару

Тенгиз кен орнында мұнайбергіштікті арттыру мақсатында жиі қолданылатын әдістің бірі ҚҚЖ (Қабатты қышқылмен жару) үш принципті операциядан тұрады[7]:

1. коллекторда жасанды жарықтар жасау (немесе табиғи жарықтарды кеңейту));
2. жарықтарды толтырғышпен сұйықтықты НКТ бойынша ПЗС айдау;
3. толтырғышы бар сұйықтықты оларды бекіту үшін жарықтарға үрлеу.

Осы операцияларда сұйықтықтың үш санаты қолданылады:

- жару сұйықтығы
- құм тасушы сұйықтық
- үрленетін сұйықтық.

Жұмыс агенттері келесі талаптарды қанағаттандыруы тиіс:

1. ПЗС өткізгіштігін азайтпауы тиіс. Бұл ретте, ұңғыманың санатына байланысты (өндіруші; айдау; өндіру, суды айдауға ауыстырылатын), өзінің табиғаты бойынша әртүрлі жұмыс сұйықтықтары пайдаланылады.

2. Жұмыс сұйықтықтарының ПЗС тау жынысымен немесе қаттық флюидтермен байланысы, бақыланатын және бағытталған әсері бар арнайы жұмыс агенттерін қолдану жағдайларын қоспағанда, ешқандай теріс физикалық-химиялық реакцияларды тудырмауы тиіс.

3. Бөгде механикалық қоспалардың едәуір саны болмауға тиіс (яғни олардың мазмұны әрбір жұмыс агенті үшін регламенттеледі).

4. Арнайы жұмыс агенттерін пайдалану кезінде, мысалы, мұнай қышқылды эмульсия, химиялық реакциялар өнімдері қабат өнімінде толығымен еритін және ТҚС өткізгіштігін төмендетпеуі тиіс.

5. Пайдаланылатын жұмыс сұйықтықтарының тұтқырлығы тұрақты және қыс мезгілінде қату температурасы төмен болуы тиіс (әйтпесе ҚҚЖ процесі жылытуды пайдалана отырып жүргізілуі тиіс).

6. Қол жетімді, тапшы емес және қымбат емес болуы тиіс.

Тенгиз кен орнында ҚҚЖ жүргізу технологиясы:

Ұңғыманы дайындау-үзілу қысымын, үзілу сұйықтығының көлемін және басқа да сипаттамаларды бағалау үшін деректерді алуға мүмкіндік беретін ағуға немесе қабылдағыштыққа зерттеу.

Ұңғыманы жуу-ұңғыманы жуу сұйықтығымен, оған белгілі бір химиялық реагенттер қосумен жуылады. Қажет болған жағдайда декомпрессиялық өңдеуді, торпедалауды немесе қышқыл әсерін жүзеге асырады. Бұл ретте диаметрі 3-4 сорғы-компрессорлық құбырларды пайдалану ұсынылады " (аз диаметрлі құбырлар қажет емес, өйткені үйкеліс шығыны үлкен)[7].

АЖС - да бар жарықтарды ашу және жаңаларын құру үшін тау жынысын жару үшін қажетті қысым жасалады. ПЗС қасиеттеріне және басқа параметрлерге байланысты сүзілетін немесе аз сүзілетін сұйықтықтарды пайдаланады.

Жарылу сұйықтықтары: өндіруші ұңғымаларда

- газсыздандырылған мұнай;
- қойылтылған мұнай, мұнай-газут қоспасы;
- гидрофобты мұнай қышқылды эмульсия;
- гидрофобную водонефтяную эмульсияға;
- қышқыл-керосин эмульсиясы және т. б.;

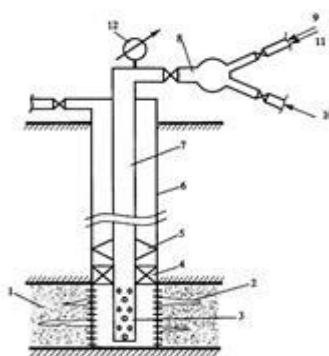
Айдау ұңғымаларында

- таза су;
- тұз қышқылының су ерітінділері;
- қоюлатылған су (крахмал, полиакриламид-ПАА, сульфит — спиртті барда-ССБ, карбоксиметилцеллюлозамен-КМЦ);
- қоюлатылған тұз қышқылы (концентрацияланған тұз қышқылының СҚБ-мен қоспасы) және т. б.

Жару сұйықтығын таңдау кезінде балшықтың ісінуін ескеру және алдын алу қажет, оған суланған кезде (саз балшықты гидрофобизациялау) балшық бөлшектерін тұрақтандыратын химиялық реагенттерді енгізу қажет[7].

Жоғарыда айтылғандай, үзілу қысымы тұрақты өлшем болып табылмайды және бірқатар факторларға байланысты болып табылады.

Түп қысымының жоғарылауы және үзілу қысымының шамасына жету сұйықтықты қабатпен сіңіру жылдамдығын айдау жылдамдығымен озу кезінде мүмкін болады. Төмен өткізбейтін жыныстарда үзілу қысымына сұйықтық ретінде жоғары емес тұтқырлық сұйықтықтарды айдау жылдамдығы шектеулі болған кезде қол жеткізуге болады. Егер жыныстар жақсы өткізілсе, онда айдаудың аз тұтқыр сұйықтықтарын пайдалану кезінде айдаудың үлкен жылдамдығы талап етіледі; айдаудың шектеулі жылдамдығы кезінде жоғары тұтқырлық үзілу сұйықтықтарын пайдалану қажет. Егер ТҚС өткізгіштігі жоғары коллектормен ұсынылған болса, онда айдау жылдамдығы мен жоғары тұтқыр сұйықтықтарды қолдану керек. Бұл ретте ұңғыманың қабылдағыштығын анықтайтын өнімді горизонттың қалыңдығы да ескерілуі тиіс. Жарықтың пайда болу сәтін және оның белгілерін анықтау маңызды технологиялық мәселе болып табылады. Монолитті коллекторда жарықтың пайда болу сәті "айдау сұйықтығының көлемдік шығыны — айдау қысымы" тәуелділігіне және айдау қысымының едәуір төмендеуімен сипатталады. ПЗС - да болған жарықтардың ашылуы "шығыс — қысым" тәуелділігінің бірқалыпты өзгеруімен сипатталады, бірақ айдау қысымының төмендеуі байқалмайды. Екі жағдайда да жарықтың ашылу белгісі ұңғыманың қабылдау коэффициентін арттыру болып табылады[7].



3.1 -сурет.ҚҚЖ жүргізу үшін ұңғыма жабдықтарының принципті схемасы.

1-өнімді пласт; 2 — трещина; 3 — хвостовик ; 4 —пакер; 5 — якорь; 6 — шегендеу бағанасы; 7 — НКТ бағанасы; 8 — сағалық жабдық; 9 —жару

сұйықтығы; 10-құм тасушы сұйықтық; 11 — үрлеу сұйықтығы; 12 — манометр.

ҚҚЖ жүргізу үшін ұңғыма жабдықтарының принципті сұлбасы сурет. ҚҚЖ жүргізу кезінде НКТ колоннасы қапталуы және Зәкір болуы тиіс[7].

ҚҚЖ жүргізу кезінде маңызды мәселелер орынын, кеңістіктік бағдарды және жарықтардың мөлшерін анықтау мәселелері болып табылады. Мұндай анықтамалар жаңа өңірлерде ҚҚЖ өндіру кезінде міндетті болуы тиіс, себебі процестің ең жақсы технологиясын әзірлеуге мүмкіндік береді. Аталған міндеттер радиоактивті изотоппен белсендірілген, мысалы, кобальт, цирконий, темір порциясы толтырылған жарықтан гамма-сәуле шығару қарқындылығының өзгеруін бақылау әдісі негізінде шешіледі. Осы әдістің мәні таза толтырғышқа активтендірілген толтырғыштың белгілі бір порциясын қосу және жарықтар пайда болғаннан кейін және активтендірілген толтырғыштың порция сызаттарына айдалғаннан кейін гамма-каротажды жүргізу болып табылады; гамма-каротаждың осы нәтижелерін салыстыра отырып, пайда болған жарықтардың саны, орналасқан жері, кеңістіктік бағдарлануы және көлемі туралы айтады. Аталған зерттеулерді мамандандырылған кәсіпшілік-геофизикалық ұйымдар орындайды[7].

ҚҚЖ қолдану мәселелері. Өнімді қабаттың жанында су бар қабаттар бар. Бұл су табаны болса, су қабаттары болуы мүмкін. Сонымен қатар, өңделген қабаттың жанында қабаттар болуы мүмкін.

ҚҚЖ кезінде пайда болатын тік жарықтар мұндай жағдайларда ұңғыманың Сулы аймағымен гидродинамикалық байланысын жасайды. Көп жағдайда сулы аймақ ҚҚЖ жүргізетін өнімді қабатпен салыстырғанда үлкен өткізгіштікке ие. Сондықтан ҚҚЖ Ұңғымаларды толық суландыруға әкелуі мүмкін. Ескі кен орындарында көптеген ұңғымалар апатты жағдайда. Мұндай жағдайларда ҚҚЖ жүргізу пайдалану колоннасының үзілуіне әкеледі. Мұндай ұңғымаларда колонналарды қорғау үшін теориялық тұрғыдан пакер қолданылады, бірақ колоннадағы майысудан және тоттанудан осындай ұңғымаларда пакер өз рөлін орындамайды. Бұдан басқа, ҚҚЖ салдарынан цемент тас жойылуы мүмкін[7].

ҚҚЖ кезінде жарықшақтар әртүрлі өткізгіштігі бар қабықтарда жасалады, бірақ өте жиі жоғары өткізбейтін пропласток төмен өткізбегеннен оңай. Үлкен өткізгіштік сызат ұзын болуы мүмкін. Мұндай нұсқада ҚҚЖ кейін мұнай бойынша ұңғыманың дебиті және егер ұңғыма суланған болса, сулануы

артады. Сондықтан, ҚҚЖ дейін және кейін ұңғымада судың қайдан пайда болғанын білу үшін өндірілетін суды талдау жүргізу қажет.

ҚҚЖ кезінде, кез келген қарқындату әдістерімен қатар, үлкен іріктеуді айдау арқылы өтеу туралы мәселе туындайды[8].

Қабатты қышқылдық жару- қышқыл қабаттың жарылуы үшін жеткілікті қысым кезінде қабатқа айдалатын ұңғымалардың өнімділігін интенсификациялау процесі болып есептелінеді.

Қабатты қышқылдық жарудың негізгі мақсаты жеткідікті ұзындықта арнайы жарықтар жасау арқылы коллекторларды дренаждау.Қабатты қышқылдық жару кезінде скин фактор мөлшері -4 тен -6 шамасында болады.Қабатты қышқылдық жару түрі өнімділіші мен өткізгіштігі төмен ұңғыларда жүргізіледі.1993 жылдан бастап 2002 жылдың маусым айына дейін Тенгиз кен орнында ҚҚЖ процесі негізгі 17 ұңғыда жүргізілген болатын(№№21,111,112,113,320,72,116,40,11,42,419,5050,43,119,15,101,3-К).Жүргізілген процесстің эффектілігі негізгі гидродинамикалық зерттеу жұмыстары кезінде анықталған.1995 жылы қазан айында № 21 ұңғымада қабатты қышқылдық жару процесі жүзеге асырылып,(жасалынған интервал 63м).Өнімнің келу дебиті 720т/кун ден 1039т/кунге дейін артқан.Өнімдік артуы 319т/кун яғни 44% пайызды құраған болатын[6].

1996 жылы өнімді ҚҚЖ процесі арқылы арттыру үшін негізгі 4 ұңғы жұмысқа енгізілген (№№111,112,113,320).Гидродинамикалық зерттеу жұмыстары жүргізілгеннен кейін №№111 ұңғымада өнімділік 12 есе артқан және де скин эффект 1,1 ден 0,202 ге дейін төмендетілген,ұңғыманың дебиті 69% артқандығын дәлелдеген.

№112 ұңғымада 6 ай аралығында дебиттің төмендеуі 170-220 т/ кунге көрсеткен және өнімді ҚҚЖ процесс арқылы арттыру жүргізілгеннен кейін 205% артқан[6].



3.2 - сурет.ҚҚЖ статистикалық мәліметтері.

1.2-суретте көк бағаналар ҚҚЖ санын, жасыл сызық ҚҚЖ-ның тиімділігін, қызыл сызық-қосымша тиімді мұнайбергіштікті арттыру тәсілдерін көрсетеді.

3.1.4.2. Қышқылдық өңдеу

Теңіз кен орнында, ұңғыға сұйықтың ағу қабілетін қарқындату үшін екі әдіс қолданылады. Олар Тұз қышқылымен өңдеу (ТҚӨ) және Қышқылмен Қабатты қышқылмен жару (ҚҚГ). Теңіз кен орнының коллекторлары әктастан құралғандықтан, ол тұз қышқылымен жылдам, әрі оңай реакцияға түседі.

Қышқылдық өңдеу – бұл қышқыл ерітіндісін қабат жыныстарының құрамдас бөліктерін еріту жолымен ұңғыманың түп маңы аймағына, қабаттың гидрожарылуы болмайтын максималды қысыммен айдау әдісі. Оның негізгі мақсаты – ұңғы түп маңы аймағының өткізгіштігін арттырып, жыныстардың ластанған бөлшектерін тазалау. Ұңғының түп маңы аймағы көбінде бұрғылағанда, қабатты игеру кезінде және ұңғыларды қолдану барысында ластанады, және оны дәстүрлі қышқылдан (HCl) басқа қышқылдық коспалармен өңдеудің түрлері бар[5].

Тұз қышқылы ерітіндісінің әктаспен әсерлесу реакциясы:



Тұз қышқылымен өңдеу кезінде ұңғының түп маңы аймағының ластануымен күресу үшін, және коллектордың өткізгіштік қабілетін арттыру үшін серпімді СКҚ қолданылады. Серпімді СКҚ ұңғымаға түсіріліп, тұз қышқылы ерітіндісі минутына 1 баррельмен қарқынды түрде айдалады. Айдалатын қысым Қабатты қышқылмен жару қысымынан төмен болуы қажет. Серпімді СКҚ қышқыл ерітіндісін айдай отырып, барлық өнімді аймақ бойымен жоғары-төмен қозғалады. Осылайша СКҚ қышқылды ығыстырып араластыратын рөл атқарады. Әдетте ұңғыманы өңдеу үшін тұз қышқылының 15%-ы алынады, және шамамен 50-100 м³ қышқыл ерітіндісі қолданылады[5].

Кен орнында қабатты тұз қышқылымен өңдеу 1988-1993 жж кен орнын игеру барысында 24 ұңғымаға және 2000-2001 жж 4 ұңғымаға қолдану барысында жасалған. Жасалған өңдеулердің нәтижелері бойынша, ұңғымалардың жалпы шығымы 1,7 - 3 есеге дейін өскен. Кей ұңғымаларда, уақыт өте келе ұңғы шығымының кемуі байқалғандықтан, тұз қышқылымен өңдеулер қайта жүргізіліп отырылды.

Тұз қышқылымен өңдеу тиімділігіне әсер ететін негізгі факторларына: жыныстың химиялық-минералогиялық құрамы, жынысты қанықтыратын сұйықтықтың қасиеттері, қабаттық температуралар мен қысым, көлемі мен концентрациясы қышқыл ерітіндісінің әрекет ету уақыты, жыныспен қышқылдың әрекет ету уақыты жатады[5].

Қабаттағы 1м радиустағы аймақты өңдеу үшін кейде кеуекті толтыратын қышқыл ерітіндісінің ұңғы түп маңының 1,5м радиусын толтыратын мөлшерін қолдану жеткілікті деп есептеледі, ал орташа өлшенген кеуектілік кезінде 15

% (0,15), 1 м радиусындағы қабатты өңдеуге қажетті қышқыл көлемі мынадай болады:

$$V = \phi \frac{\pi d^2}{4} \quad (2.1)$$

$$V = 0,15 \cdot 3,14 \cdot 2,25 / 4 = 1,06 \text{ м}^3$$

Ал кеуектілігі 10% болатын тау жыныстары үшін қышқыл көлемі: 0,71м³. Мұндай есептеулер арқылы тек болжамды қышқыл көлемін анықтауға болады.

Зерттеулер көрсеткендей, қышқыл ерітіндісі қабатта жарықшақтар немесе өткізгіштігі жоғары каналдар арқылы қозғалады. Қышқылдың әсерінен олардың өту қимасы мен қышқылдың осы арналарға түсу көлемі артады. Қышқыл айдау әсерінен қабатта бір немесе бірнеше арналар пайда болады, сондықтан қышқыл барлық бос кеңістіктерді толтырмайды. Сонымен қатар, қышқыл ерітіндісінің арналар арқылы қозғалысы қабаттың өңдеу аймағын тереңірек кеңейте түседі. Жарықшалардың өткізгіштігі кеуекті ортаның өткізгіштігінен жоғары болғандықтан, кейде қышқылдардың аз көлемін қолданып өндегеннен кейін де ұңғымалардың өнімділігі жоғары болып шығады. Өңдеу тиімділігі мен оның құны техника мен технология деңгейіне және коллектордың зерттелу дәрежесіне байланысты болады[5].

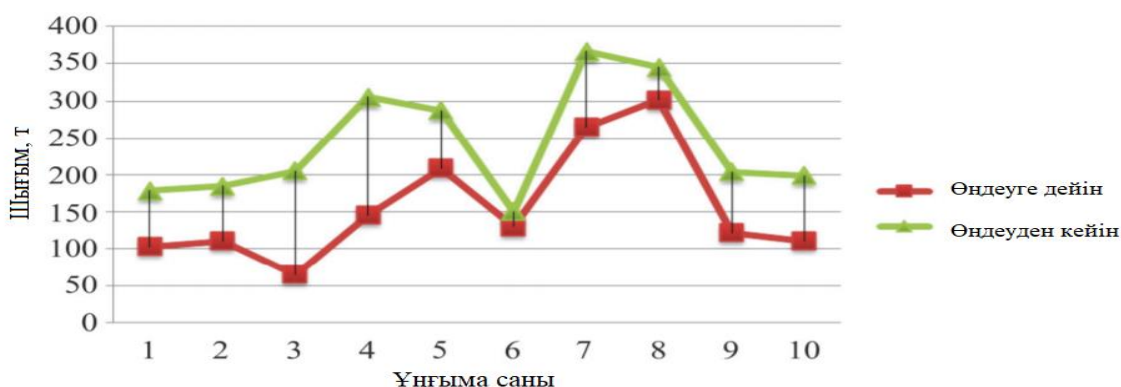
Теңіз кен орнында тұз қышқылымен өндеудің нәтижелерін қарастырайық

3.1.4 –кесте

Ұңғыманың саны	Өнде күні	Мұнай шығымы, т/тәу		Әсер ету уақыты, тәу
		Өндеуге дейін	Өндеуден кейін	
1	07.06.13	103,4	178,9	174
2	22.06.13	111,1	184,6	196
3	25.02.13	65,1	205,2	210
4	15.07.13	145,4	305,7	153
5	12.08.13	209,1	287,2	149
6	13.03.13	130,1	150,5	183
7	12.04.13	264,9	366,5	171
8	29.09.13	301,5	345,2	160
9	23.05.13	122,0	204,4	189
10	17.04.13	110,9	199,2	229
Орташа мөлшері				181,4

Тұз қышқылымен өндеудің тиімділігіне мониторинг жасай отырып, оның тиімділігіне жоғары баға беруге болады. Бұл технология өңделетін учаскенің толық қамтылуын қамтамасыз етуге көмектеседі және ұңғының

сағасындағы жабдықтар мен пайдалану колонналарын коррозиялық жұмыс сұйықтықтарымен тікелей байланысқа түсуінің алдын алады[4].



4– сурет. Тұз қышқылымен өндеудің тиімділігі

3.2 Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы

3.2.1 Ұңғыны пайдалану көрсеткіштерінің сипаттамасы

Ұңғылардан сұйықтықты көтеру тәсілдері, пайдаланудың комплекстік шарт анализі негізінде параметрлермен техникалық күйдегі жұмыста мына өндіру жабдықтарын қолдануға кепіл беріледі:

- дебит динамикасы, суландырылуы, өнімнің газдық факторы, саға қысымымен жобалық (забой) қысымы

- ұңғылардың конструкциясы – пайдаланған саптың диаметрі, діңгек қырының қисықтығы

- мұнай, газ, су өнімінің физика-химиялық қасиеттері, температурасы, минералдануы, тот басу агенттерінің, смаланың және парфиннің құрамда болуы

- қиыншылықтың туындау мүмкіншіліктерін бағалау – смаланың, парафиннің, гидраттың, өнім ағынының забойдан сағаға жылжу кезіндегі тұздың термобарикалық шарттарының әсерінен өзгеріп түседі

- формальды емес шарттар – табиғи-климаттық жағдай, жасау-пайдалану қорының болуы, қажетті құралдармен, реагенттермен және технологиялармен жұмыс істей алатын жұмысшылар.

Пайдаланудың рационалдық тәсілін анықтау үшін ұңғымалардан өнімді көтеру бойынша есептеулер жүргізілді. Ұңғыма діңгегіндегі процесті есептеу үшін өнімдік қабаттың параметрлері қадылданып, төмендегі кестеге орналастырылған[5].

3.2 кесте – Өнімді қабаттың параметрлері

Параметрлері	Өлшемдігі	Көлемі
Мұнай тығыздығы	т/м ³	0,7821
Газ тығыздығы	кг/м ³	1,047
Су тығыздығы	т/м ³	1,01
Газ факторы*	м ³ /м ³	466
Мұнай тұтқырлығы (207°С)	МПа*с	2,6
Тереңдігі**	м	4500
Температурасы	°С	110

*Стандартты жағдайдағы бір қабаттық газдандыру

**Осы тереңдікте ұңғыманың қабаттық және забойлық қысымы жүреді.

3.3 кесте – Игеру көрсетілімдеріне сәйкес параметрлер

Параметрлері	Өлшемдері	Маңыздылығы
Дебиттік сұйықтықтың есептік диапазоны	м ³ /тәул	250-2000
Минималды кіргізуші қысым	МПа	11,5
Сағаның есептік қысымы	МПа	1,5-10
Өнімнің сулануы	өлшем бөлш.	0,01-0,40
Өнімділік коэффициенті	м ³ /тәул.МПа	10-200

Сағалық және кіргізушілік қысымның есептік маңыздылығы бірнеше деңгейде қабылданды. Бұл ұңғыманың қабаттық қысымының төмендеуінің өнімді жоғары қысымдық сепоратордан, орташасына кейін, төмен қысымға ауыстыруымен байланысты.

Өнімді дайындау жүйесінде сепораторлардың қысымы және сағалық ұңғыманың есептік қысымы төмендегі кестеде берілген. Сонымен қатар, 25 МПа саға қысымы үшін есептемелер жүргізілді. Игерудің бастапқы кезеңінде және 10 МПа – қазір және келесі жылдар бойы қалады.

Кен орнын игеру вариантында табиғи мезгілде газ жинап, төмен саға қысымында есептемелерде қолданылған[5].

Минималды кіргізушілік қысым 11,5 МПа, қабат гидродинамика есебі бойынша қабылданған. Фонтанды пайдаланудың мүмкіншіліктерін бағалау үшін, минималды кіргізуші қысымның ВМИН әдісі бойынша есептемелер жүргізілді. Ұңғыны фонтанды пайдалану, ұңғыны фонтанды пайдаланудың берілген дебитін қамтамасыз етеді[8].

Есептемелер ВМИН мұнай әдісімен және “FONTAN” қолданбалы программа пакетінің көмегімен жүргізілді. Бұл әдістің ерекшелігі кең белсенді диапазонында -газ сұйықтығының ағым мезгіліндегі бір фазалықтан (тек сұйық) дисперстікке дейін (сұйықтық тамшылары бар газ ағыны) өтуінде[6].

Бұл деректерден мыналар туындайды:

7,5 МПа минималды саға қысымында мүлдем сусыз (0,01) ұңғыны фонтандату дебиттері 1000 м^3 /күніне, диаметрі 114 м лифтің кіргізуші қысымының реті 29 МПа дейін мүмкін.

Саға қысымының 3,5 МПа дейін азаюы (екінші дәрежелі сепаратор) 1000 м^3 /күніне 22МПа реттің шамасына дейін, забойлы қысымды түсіреді, ал 500 м^3 /күніне болса 17 МПа түсіреді, егерде ұңғының забойлы аймағында газсыздандыруды игерудің шарты бойынша рұқсат берілгенде[5].

3.2.2 Ұңғыларды пайдалану кезінде қиындықтың алдын-алу шаралары және олармен күрес

Кен орнында ұңғыларды пайдалану процесінде жабдықтарды тот басу жүреді, оның есебінде өнімді тот компоненті судың көп болуынан болады.

3.4 кесте – Қабат мұнайының тот басу мен күкірттен тұратын компоненттер

Компоненттер	Қабат мұнайы	
	% салмағы	%
H ₂ S	10,17	16,20
CO ₂	2,11	2,60
COS		0,003734
C _n SH		0,016302

Тот басуды тоқтату және шығынды төмендету үшін төмендегі мына шаралар іске асырылуы тиіс:

-насосы-компрессорлы құбырларды пайдалану, ұңғылық, насосық және басқа жабдықтар немесе тот басуға қарсы бояуы бар құбырлар пайдаланылады.

-химреагенттермен ингибиторлар тот басуын жер асты құбырларында мөлшерлеуді жүргізу.

Қазіргі уақытта дүние жүзілік тәжірибеде реагенттер мен жабдықтардың кең номенклатурасы бар. Нақты таңбасы өндіруші, көлемі және мөлшерлеу кезеңі пайдалану процесінде анықталады. Жер үсті құбырларының ұңғылардағы құрамында және басқа объектілерде мөлшерлеуші құрылымдарды химреагенттер үшін орнату қарастырылған. Жабдықтар, ыдыстар, аппараттар, құбырлар және басқа да қондырғылардың арнайы штуцерлері болу керек[7].

Кен орнын пайдалану тәжірибесі, жоғарғы агрессивті компоненттердің болуын көрсетеді. Олардың ара-қатынасымен технологиялық мерзімдегі қуатта ұңғыны пайдалану – асқындырушы факторлардың жиынтығын дүние жүзілік тәжірибеде таң қаларлық деп есептеуге болады. Бұл мәселенің абсолюттік шешімі әлі анықталған жоқ. Осы уақытта, тот басқан құбырлардың және жабдықтардың минимумдау тех-қ іс-шаралары ойлап табылды[7].

4 Арнайы бөлім

4.1 Диплом жобасының тақырыбы бойынша қысқаша шолу

Кез келген кен орын үшін ұңғыманың өнімділігін және де өткізгіштігін арттыру негізгі мақсат болып келеді. Тенгиз кен орнында ұңғының түп маңы аймағына әсер ететін негізгі 2 әдіс қарастырылды. Ұңғыманың түп маңы аймағын қышқылдық өңдеу және де Қабатты қышқылмен жару арқылы ұңғының өнімділігін арттыру мүмкіндігі бітелген материалдарды еріту арқылы қабатта бұрыннан қалыптасқан кеуектерді ашу немесе қабат минералдарын еріту арқылы жаңа каналдарды жасауға алып келетіні бұрыннан белгілі. Осындай геологиялық-техникалық шараларды жүргізу (ГТШ) қабатты қышқылдық өңдеу мен Қабатты қышқылмен жару мұнай компанияларына өздерінің кен орындарында өнімділікті жоғары шекке жеткізуге нақты көмектесе алады. Екі әдістінде қалыптасқан кемшіліктері мен артықшылықтары бар. Мысалы: Қабатты қышқылмен жару тұз қышқылы арқылы өңдеуге қарағанда экономикалық жағынан тиімсіз болып келеді және жасалу уақыты жағынан. Ал, тұз қышқылмен өңдеу кезінде коррозияның пайда болу әсері артады. Сонымен қатар, Қабатты қышқылмен жару қабатты қышқылмен өңдеуге қарағанда қоршаған ортаға үлкен кері әсерін тигізетіні дәлелденген. Себебі, қабат суларының химиялық улы заттармен ластануына әкеліп соғады. Яғни, дәстүрлі түрде қолданылатын 2 әдісті толықтай зерттей отырып, температурасы жоғары Тенгиз кен орнына дәстүрлі қышқыл мен Қабатты қышқылмен жару әдісіненде тиімді болып келетін химиялық қоспа немесе жаңа қышқыл түрін салыстырмалы түрде ұсынамыз. Дәстүрлі түрде қолданылатын минералды қышқылдар жоғары температуралы (93°C -тан жоғары) қабаттарда реакциялар тым жоғары жылдамдықпен жүреді, нәтижесінде қышқыл толығымен өте қысқа мерзімде жұмсалады, бұл өңдеудің тиімділігін төмендетеді және басқа да қиындықтарды тудыруы мүмкін[8].

Сонымен қатар, дәстүрлі түрде қолданылатын минералды қышқылдар мен Қабатты қышқылмен жару әдісі арнайы сақтық шараларын талап етеді, ұңғыма құбырлары мен жабдықтарының тотығуы пайда болғанда, жер бетіне шығарылғанда бейтараптандырылуы қажет. Бұдан басқа, ұңғыманың түп аймағында температураның жоғарылауы кезінде коррозия ингибиторларының шығындары реагенттердің концентрация деңгейін жоғарылату қажеттілігіне байланысты тез артады. Екіншілік шөгінділер кеуекті кеңістіктің бітелуін тудырады, қабаттың өткізгіштігін төмендетеді. Көптеген жағдайларда екіншілік шөгінділер пайда болуына байланысты қышқылдық өңдеу теріс әсер етеді, яғни, соның салдарынан ұңғымалардың түп маңы аймағының өткізгіштігі төмендейді. Олардың пайда болуын болдырмау үшін немесе теріс әсерді азайту үшін тиісті ерітінді құрамын және өңдеу технологиясын таңдау керек. Бұл мәселелерді шешу үшін мұнай ұңғымаларының өнімділігін арттыруда, ұңғы түбінде қышқылдық құрамды пайда болдыратын қышқыл емес компоненттерді пайдалану ұсынылуда. Сырттан қысыммен жіберілген

қышқыл емес компоненттер әсерінен қабат ішінде пайда болған еріткіш қышқыл (HF) мен қабат ішіндегі шөгінділермен реакцияға түсіп, нәтижесінде ұғыманың түп маңы аймағының өткізгіштігі артады[8].

4.2 Тәжірибелік зерттеу жүргізу бағдарламасы

Дипломдық жұмыс кезінде ең алдымен Тенгиз кен орнында ұңғының түп маңы аймағына әсер ететін қабатты қышқылмен өңдеу және де Қабатты қышқылмен жару әдістерін әрбір кемшіліктері мен артықшылықтарын зерттеп көрсетіледі. Сонымен қатар, ұңғыманың түп маңы аймағын тұз қышқылымен өңдеу және Қабатты қышқылмен жару бойынша есептеулер жүргізіледі және де жоғарыда айтылып кеткен жоғары температуралық (95°C -қа дейін), өткізгіштігі төмен карбонатты коллекторларды ашатын ұңғымаларды игеру үшін қышқылдық құрамды дамытуға әр түрлі химиялық процесстердің нәтижелері мен салыстырмалы графиктері көрсетіліп тиімділігін дәлелдейтін анықтамалар жүргізіледі[8].

Жаңа құрамды қышқылдың тиімділігін дәлелдеу мақсатында төменде көрсетілген химиялық кезеңдер жүргізіліп нақты қышқыл түрі таңдалып алынады. Дәстүрлі қышқыл СҚЕ және қышқыл құрамдарын зерттеу бағдарламасы жоғары температуралы, өткізгіштігі төмен карбонаттылығы жоғары терригенді коллекторларды ашқан ұңғымаларды әзірлеуге келесі кезеңдерді енгізді[8]:

- 1) Кварцтың еру жылдамдығын анықтау (кварц әйнегі);
- 2) Карбонаттың еру жылдамдығын анықтау (әктас);
- 3) Сазды минералдардың еру жылдамдығын анықтау;

4.2.1 Кварцтың (кварц әйнегі) еру жылдамдығын анықтау әдістемелері

Берілген тәжірибеде ГОСТ 9284-75-ші нақты әйнектен жасалған өлшемдері $25 \times 10 \times 1$ мм пластиналар пайдаланылды, олардың ауданы төмендегі формуламен анықталады:

$$S = 2 \cdot (ab + bc + ac), \quad (4.1)$$

мұндағы, a, b, c - сәйкесінше ұзындығы, қалыңдығы, ені, м.

Алдымен пластина тазартылған сумен жуылып, ацетонмен сүртіліп, өзгеріссіз массада термошкафта кептірілді. Пластинаны дайындаған соң дәлділігі $0,0001\text{г}$ дейінгі зертханалық таразыда өлшенді.

Осыдан кейін қақпақшалары бар 6 пластикалық банкада салмақ орнатылды, ондағы кварц шыны пластиналары қабырғаларға және түбіне тимейтіндей етіп, салмақтары өлшенді. Әр банкіге тәжірибелік температураға дейін қыздырылған ҚҚ құйылды. Банкілер алдын ала өлшенген пластина мен

ҚҚ тәжірибелік температураға дейін 1сағат бойы қыздырылады. ҚҚ көлемі пластинаның ауданынан 2,5 есеге арттырылған[8].

Пластиналар 5, 15, 30, 60, 120 және 180 минуттық тәжірибе температурасында сақталған.

Қышқылды ерітіндіде ұсталған соң пластиналар банкіден шығарылып, 0,5 N натрий гидроксиді ерітіндісімен және тазартылған сумен жуып, термошкафта тұрақты салмаққа дейін өлшеніп кептірілген[10].

Кварцты әйнектің еру деңгейі төмендегі формуламен есептелінеді:

$$P = m_1 - m_2 / m_1 \cdot 100, \quad (4.2)$$

мұндағы P - кварцты әйнектің еру деңгейі, %;

m_1 - пластинаның тәжірибеге дейінгі массасы, г;

m_2 - пластинаның тәжірибеден кейінгі массасы, г.

Кварцты әйнектің еру жылдамдығы мына формуламен есептеледі:

$$V = m_1 - m_2 / S \cdot t, \quad (4.3)$$

мұндағы m_1 - пластинаның тәжірибеге дейінгі массасы, г;

m_2 - пластинаның тәжірибеден кейінгі массасы, г;

t - тәжірибе уақыты, сағ;

S - пластина бетінің ауданы, м²;

V - кварцты әйнектің еру жылдамдығы, г/(м²*сағ).

Нәтижесінде ҚҚ кварцты әйнектің еру жылдамдығы мен деңгейінің уақыт бойынша тәуелділігі анықталды[10].

4.2.2 Карбонаттың еру жылдамдығын анықтау әдістері (әктас дискісі)

Зерттеуде әктас дискілер (диаметрі 3см, биіктігі шамамен 1см) пайдаланылды, ауданы төмендегі формуламен анықталады:

$$S = 2\pi r(h + r), \quad (4.4)$$

мұндағы S - әктас дискінің ауданы, м²;

r - дискінің радиусы, м;

h - дискінің биіктігі, м.

Әктас дискіні дайындау жұмыстары жоғарыда көрсетілген әдістермен бірдей, қышқылдық құрамның фторид кальций тұнбасын ұстап тұру қабілеттілігіне сәйкес жүзеге асты.

Әктас дискілер дайындалған соң дәлдігі 0,0001г болатын зертхана салмақ өлшегішінде өлшенді. Сонан соң 6 пластикалық банкіге тәжірибе кезінде пайдаланылған көлемі дискі бетінің ауданынан 2,5 есе артық болатын ҚҚ құйылды. ҚҚ құйылған банкі тәжірибелік температураға жеткенше, белгіленген температурада термошкафта 60 минут қойылды. Әрі қарай әрбір

банкiге диск құрамындағы үлгі мен әктас диск орналастырылды да, тиісінше көрсетілген температурада 5,15,30,60,120 және 180 минут ұсталды[8].

Содан соң ҚҚ-дағы әктас диск 0,5N натрий гидроокси ерітіндісімен және тазартылған сумен жуылып, термошкафта тұрақты массасына жеткенше кептірілді, содан кейін эксикаторда 2 сағат бойы суытылып, салмағы өлшенді. Әктас дискінің жоғалған массасын есептеу

$$\Delta m = m^1 - m^2, \quad (4.5)$$

формуласы арқылы жүргізілді.

Содан соң қышқыл құрамы бойынша карбонаттың еру дәрежесі мен жылдамдығы 3.2 және 3.3 формулаларына сәйкес есептелді. Осыдан кейін қышқыл құрамы бойынша карбонаттың еру дәрежесі мен жылдамдығының уақытқа тәуелділігі жасалды[8].

4.2.3 Сазды минералдардың еру жылдамдығын анықтау әдістемелері

Батыс Сібірде цемент құрамында жынысты коллекторларды бекітетін карбонатпен қатар каолинит немесе олардың қоспалары жиі кездеседі. Сондықтан тәжірибеде сазды каолиниттің ерітіндісінің мөлшері анықталды. Сондай-ақ карбонат пен кварцтың ерітілімі кезіндегі бұл параметрлер сазда да 5,15,30,60,120 және 180 минутпен анықталды[8].

Сазды дайындау термошкафта оның тұрақты массасына дейін құрғатылуы негізінде жүргізілді. Содан соң 6 пластикалық банкінің әрқайсысына термошкафта қажетті температураға дейінгі ҚҚ-мен бірге 2г саз орналастырылды. Содан кейін әр банкіге көлемі 10см³ болатын ҚҚ толтырылып, магнитті якорь орнатылды. Ары қарай ҚҚ банкілер белгіленген температурада реттелетін қыздыру пластинасы бар. RT 5 power (IKA WERKE GmbH, Германия) көп орынды магнитті араластырғышқа орнатылып, магниттік якорьдің айналу жиілігі (300айн/мин) орнатылып, тәжірибе басталды.

Белгіленген уақыттан кейін сазды ҚҚ алдын ала дайындалған «Синяя лента» сүзгісінен өткізіліп, кейіннен 2 сағат бойы эксикаторға тұрақты салмаққа дейін термошкафта кептіріліп, салқындатылды. Кептірілген сүзгі өлшеніп, саздың еру дәрежесі мына формула бойынша есептелді:

$$P = (m_r + m_{\phi}) - m_{\phi r} / m_r \cdot 100, \quad (4.6)$$

мұндағы P – саздың еру дәрежесі, %;

m_r – ілінген саздың тәжірибеге дейінгі массасы, г;

m_{ϕ} – сүзгінің тәжірибеге дейінгі массасы, г;

$m_{\phi r}$ – сазды сүзгінің тәжірибеден кейінгі массасы, г.

Осы тәжірибенің нәтижелері бойынша саздың қышқыл құрамдарымен еру дәрежесінің уақытқа тәуелділігі анықталды [8].

4.2.4 Қышқылдық құрамның коррозиялық белсенділігін анықтау әдістемесі

Қышқыл құрамдарының коррозиялық белсенділігі ілгіштер мен сандарға арналған тесіктері бар болат пластиналар (болат 20) көмегімен анықталды. 50,0 x 12,0 x 0,25 мм өлшеміндегі пластиналар алдымен үлкен теріге, содан кейін кішірегіне тазартылған. Пластинаның беткі өңделуі, оның ұзындығы бойымен бір бағытта орындалды. Содан соң пластиналардың геометриялық параметрлері өлшенді және олардың беттерінің ауданы есептелді. Одан кейін дистилденген сумен, спиртпен және ацетонмен жуылды, 2-3 минут ішінде кептіріліп өлшенді. Өлшенген және салмағы анықталған пластиналар сынамадағы қышқылдың құрамына арнайы ілгіш арқылы орналастырылды. ҚҚ-ның көлемі 100 см³-ке тең етіп алынды. 24 сағат өткен соң, пластиналар қышқылдық құрамнан шығарылып, коррозия таттары резиналы материалмен сүртіліп тазартылды. Содан соң пластиналар сумен, спиртпен және ацетонмен жуылды, сонан соң кептіріліп, салмағы өлшенді. Коррозияның жылдамдығы мына формуламен анықталды[8].

$$V_{\text{кор}} = m_1 - m_2 / S \cdot t, \quad (4.7)$$

мұндағы m_1 — тәжірибеге дейінгі пластинаның массасы, г;

m_2 — тәжірибеден кейінгі пластинаның массасы, г;

t — тәжірибе уақыты, сағ;

S — пластина бетінің ауданы, м²;

V — коррозия жылдамдығы, г/(м²·сағ).

Коррозия белсенділігіне әсер ететін коррозия ингибиторын немесе басқа да химиялық қоспа-реагенттерін қосу арқылы, сондай-ақ ингибитормен коррозия тежелуінің коэффициенті есептелді:

$$\gamma = i / i', \quad (4.8)$$

мұндағы γ — ингибитормен коррозияның тежелу коэффициенті;

i' және i — ингибитордың қатысуымен не қатысуынсыз болатын коррозия жылдамдықтары, г/(м²·сағ).

Сондай-ақ ингибитордың коррозиядан қорғау дәрежесі мына формуламен анықталды.

$$z = i - i' / i \cdot 100, \quad (4.9)$$

мұндағы z — ингибитордың коррозиядан қорғау дәрежесі[8].

4.3 Жоғары температуралы, өткізгіштігі төмен карбонатты коллекторларды жетілдіру үшін қышқыл құрамдарын өндеу

4.3.1 Негізгі қышқылдық құрамды таңдау

Қышқылдық құрамды игерген кезде негізінен коллектор жыныстарының түрін, оның минералогиялық құрамын және фильтрация каналдарының ластану себептерін ескеру қажет. Төмен өткізгіштігі бар терригенді коллекторларда HCl концентрациясын 3-6%-ға дейін, ал HF-0,5-1%-ға дейін төмендету ұсынылады. Жоғары қабат температурасы жағдайында HCl-дың кемінде жартысын HCOOH (салмағы бойынша 1% HCl, HCOOH массасының 1,3%-на баламасы) ауыстыруға ұсынылады[8].

ҚҚ өндеу кезінде қолдануға мөлшерленген жоғары температуралы, өткізгіштігі төмен терригенді, жоғары карбонатты коллекторларға бастапқы химиялық реагенттер пайдаланылды:

- 1) ГОСТ 14261-77 (Ресей) сәйкес дайындалған, негізгі заттың кемінде 36% массасы бар арнайы тазалықтағы тұз қышқылы;
- 2) ГОСТ 2567-89 (Ресей) сәйкес дайындалған, негізгі заттың кемінде 40% массасы бар техникалық фторсутекті қышқыл;
- 3) Құмырсқа қышқылы, құрамында негізгі заттың 85% (Қытай) массасы бар;
- 4) Аммоний фторлы қышқылының құрамында негізгі заттың 98% массасы (Қытай) бар;

Қышқылдық құрамдағы барлық компоненттердің концентрациясының массасы % бойынша әрі қарай көрінеді.

Зертханалық зерттеулердің бірінші кезеңінде қышқылдық композициялардың келесі негіздері дайындалды[8]:

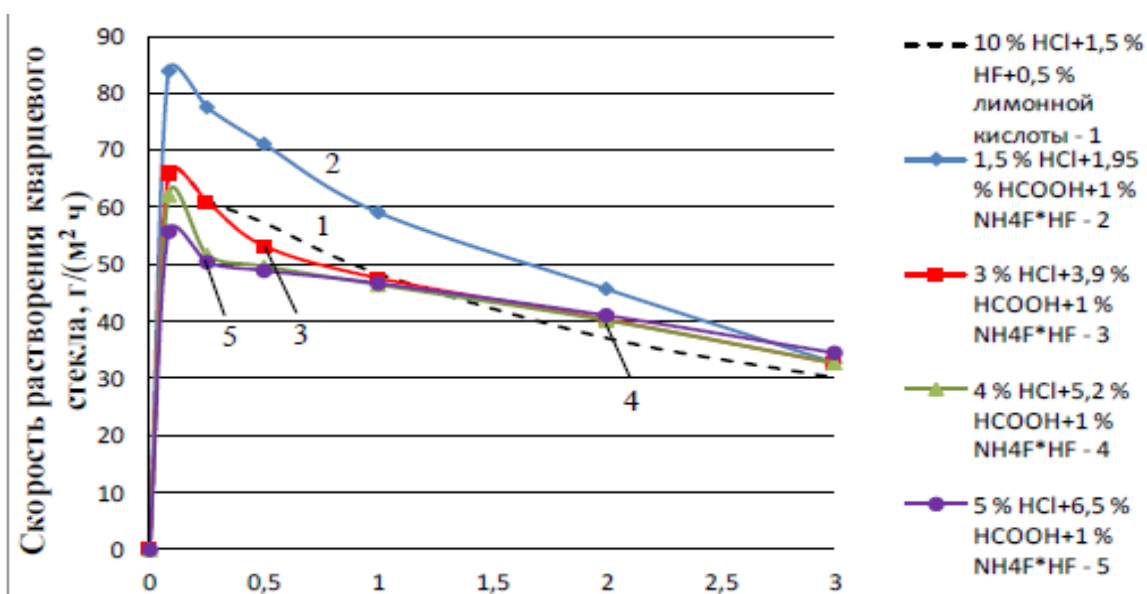
- 1) 1,5% HCl + 1,95% HCOOH (3% HCl баламасы) + 1% NH₄F*HF;
- 2) 3% HCl + 3,9% HCOOH (6% HCl баламасы) + 1% NH₄F*HF;
- 3) 4% HCl + 5,2% HCOOH (8% HCl баламасы) + 1% NH₄F*HF;
- 4) 5% HCl + 6,5% HCOOH (10% HCl баламасы) + 1% NH₄F*HF.

Берілген қышқылдық құрамда тұзды қышқылдың бөлігі (50% массалы) құмырсқа қышқылымен алмастырылды, ал фторсутекті қышқыл орнына аммоний бифториді (АБФ) пайдаланылды. Салыстыру үшін 10% HCl + 1,5% HF + 0,5% лимон қышқылымен дәстүрлі СҚЕ қабылданды.

Фторсутекті қышқылдың орнына аммоний бифторидін қолдану туралы шешім оның қауіптілік дәрежесінің төменділігіне және пайдаланудың техникалылығына байланысты. Аммоний бифторидін гидролиздеу процесінде фторсутекті қышқылдың өлшемді бөлікке бөлінуі, шешуші фактор болып саналады. Бұл қышқылдың бейтараптандыру жылдамдығының азаюына алып келеді, ол оны белсенді күйінде қабатқа терең енуіне мүмкіндік береді. ҚҚ-ның бұл сапалылығы, жоғары температурада өңделетін нысандар үшін ерекше

маңызды. Осылайша, ұңғыма оқпанының айналасында өнімді қабаттың өңдеу радиусы артады[15,16].

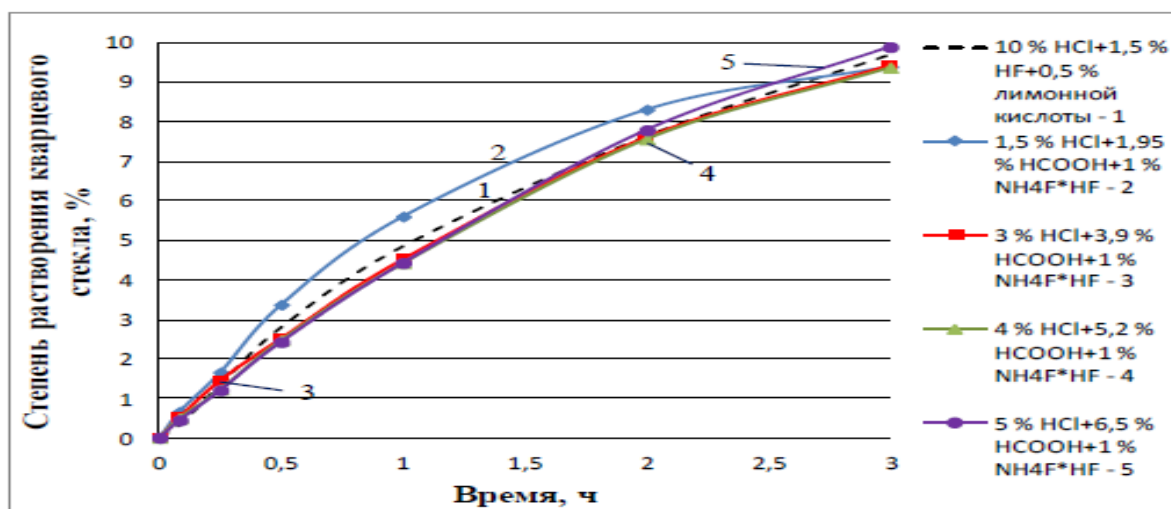
Тұз қышқылының бір бөлігін құмырсқа қышқылымен алмастыру жоғары температурада карбонаттармен тұз қышқылының өзара әрекеттесуінің төмендеуіне байланысты. Әдеттегі қышқыл өңдеудің (ҚӨ) табыстылығы, төмен өткізгішті терригенді коллектордың жоғары құрамды карбонатты саз қышқылы көмегімен ұңғыма аумағындағы барлық қышқыл жұмсалып, карбонатпен және сазбен реакцияға түскендіктен фторидтің аз еритін тұнбасы пайда болуы және де фторсутекті қышқыл мен кальций құрамды жыныстың реакцияға түсуінен қауіпті жағдай туындайды. Бұл мәселеден аулақ болу үшін, көбінесе күшті минералды HCl сияқты қышқылдарды толықтай немесе жартылай құмырсқа немесе сірке қышқылы сияқты әлсіз органикалық қышқылдармен алмастырады. Бұл органикалық қышқылдар HCl-мен салыстырғанда, ерітіндідегі сутегі иондарының концентрациясының төмендігіне байланысты жыныспен реакция баяуырақ жүреді. Ерітіндідегі күшті қышқыл әлсіз қышқылды диссоциациялайды, бұл әлсіз қышқылдың молекулаларының реакцияға баяу түсуіне негізделгендіктен, күшті қышқылдың толықтай бейтараптандырылуынан кейін ғана жыныспен өзара әсерлесе алады. Сондықтан органикалық қышқылда сірке және құмырсқа қышқылын жиі қолданады[9]. Тек құмырсқа қышқылын пайдалану оның диссоциациялану тұрақтысы ($1,77 \cdot 10^{-4}$ моль/дм³), сірке қышқылынан ($1,75 \cdot 10^{-5}$ моль/дм³) жоғары болғандықтан, біршама өнімді болып, екіншілік фторқұрамды шөгіндінің мөлшерін біршама төмендетеді[12].



4.1 сурет – 95°С-та қышқылдық құрамда кварц әйнегінің еру жылдамдығының динамикасы[8].

Терригенді коллекторға ҚҚ таңдалғандықтан, бастапқы кезеңде тәжірибелер кварцке (кварц әйнегі) қатысты ерігіштігін анықтау үшін жүргізілді. Мұндай тәжірибе 95°С- та жүргізілді. Қышқылдық құрамдағы

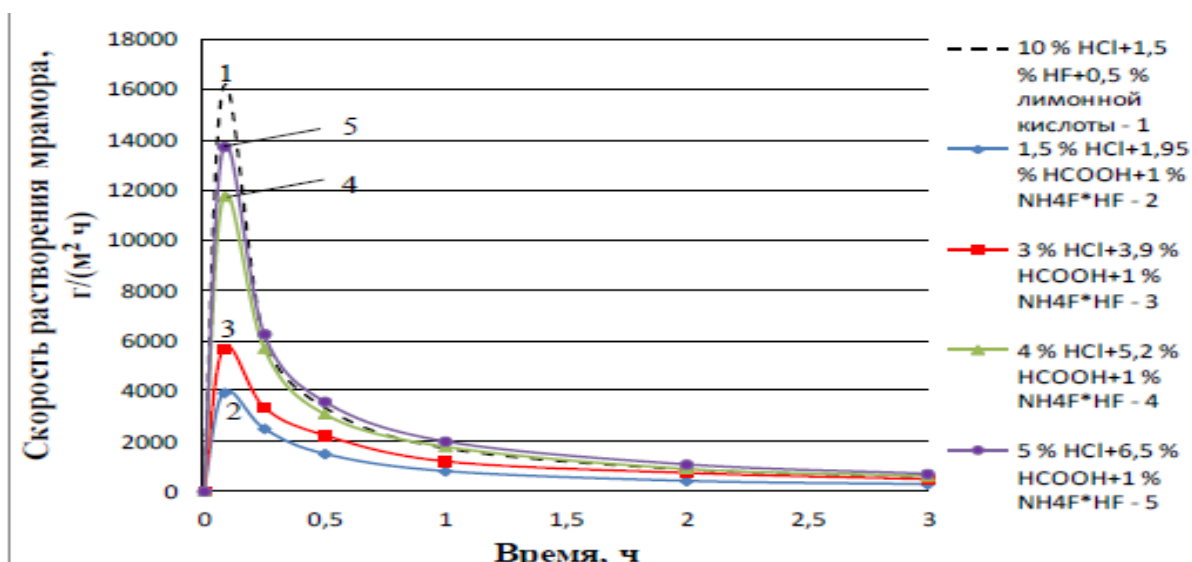
кварц әйнегінің еру жылдамдығы мен дәрежесінің уақытқа тәуелділігі 3.1 және 3.2-суреттерде көрсетілген.



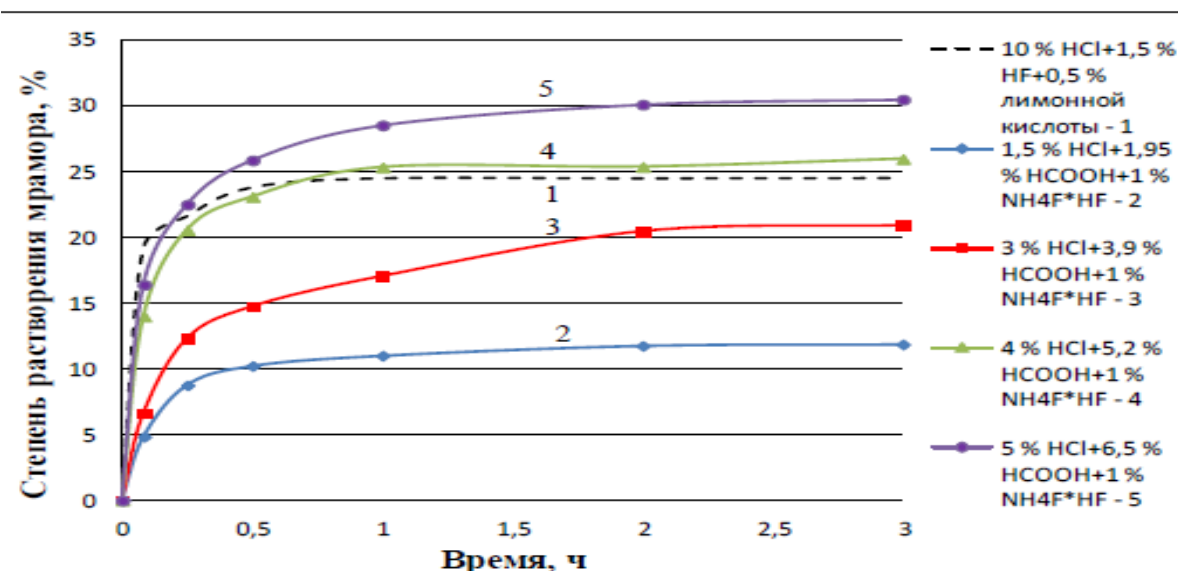
4.2 сурет – 95°С-та қышқылдық құрамда кварц әйнегінің еру дәрежесінің динамикасы[8].

Алынған тәуелділікке қарай, тұз және құмырсқа қышқылдарының әр түрлі құрамы тәжірибе кезінде реакция жылдамдығына әсер етеді. Әсіресе қышқылдардың концентрациясы артып, құрамында кварц әйнегінің еруі біркелкі болып келеді, бірақ еріген кварц әйнегінің жалпы бөлігі барлық жағдайларда бірдей және 3 сағатта шамамен 10%-ды құрайды (3.4-сурет). Дәстүрлі саз қышқылды құрам (10% HCl + 1,5% HF + 0,5% лимон қышқылы) сондай мөлшердегі құрамында 1% АБФ бар кварц әйнегін ерітеді[8].

Келесі қадам осы қосылыстардың реакциялық қабілеттілігін жыныстың карбонатты құрамы бойынша зерттеу болды. Карбонаттың (әктас) еру жылдамдығы мен дәрежесінің алынған тәуелділігіне сәйкес келесі қорытындыларды жасауға болады. Уақыттың алғашқы кезеңіндегі (5 минут) ерігіштіктің ең жоғары жылдамдығын 10% HCl + 1,5% HF + 0,5% лимон қышқылды құрамды дәстүрлі СҚЕ иеленеді, бірақ 15 минуттан соң, бұл құрамның реакциясының жылдамдығы 5% HCl + 6,5% HCOOH + 1% NH₄*HF құрамдағы композиция реакциясының жылдамдығынан төмен болады. Өз кезегінде құмырысқа қышқылы мен АБФ қамтитын, терригенді коллекторлардың кезінде, наолинит-карбонатты цементпен ұңғыманың түп маңы аймағына әсер етуі қамтамасыз етіледі. Мұның бәрінде реакцияның жылдамдығын арттырумен және жалпы көлемде қышқылдық құрамда ерітілген әктастың № 2,3,4 және 5 (3.3-3.4 сурет) карбонатқа қатысты реакцияның бір шама белсенді болып келетін тұз және құмырысқа қышқылы концентрациясының өсуі өз ара қатынасымен түсіндіріледі [8].



4.3 сурет – 95°С-та қышқылды құрамда әктастың еру жылдамдығының динамикасы



4.4 сурет – 95°С-та қышқылды құрамда әктастың еру дәрежесінің динамикасы

Құмырсқа қышқылының тұнба ұстағыш қабілеттілігі кальций фторына қатысына байланысты екенін тәжірибе қортындысы көрсетті (3.5 сурет) 3 сағаттан кейін кальций фторына қатысты ең аз тұндыру қабілеті (60%-дан аспайтын) құрамында 1,5% HCl+1,95% HCOOH+1% NH₄FHF бар құмырысқа қышқылында екені белгілі болды. 3% HCl+3,9% HCOOH+1% NH₄FHF және 4% HCl+5,2% HCOOH+1% NH₄F HF қоспалары бар құрамдардың тұнба ұстағыш қабілеті 78 және 80% құрайды[8].

Сонымен өндірілген қышқылдық ертіндінің негізі үшін төмендегідей компонентті құрам ұсынылды:

1,5% HCl+12% HCOOH+0,5% NH₄ FHF

4.6 кесте – Сазды қышқыл мен өндірілген құмырсқа қышқылының негізгі физико химиялық параметрлерін салыстыру.

Қышқылдық құрам	Болаттың коррозия жылдамдығы 20 ⁰ С, г/м2 * сағ	FeCl ₃ саны, Fe(OH) ₃ тұнба пайда болуына жол бермейді 95 ⁰ С, г	Термотұрақтылық, 95 ⁰ С	3 сағат ішінде СаF ₂ қатысты тұндыру қабілеті, %	3 сағат ішінде кварц шынының ыдырау дәрежесі 95 ⁰ С, %	3 сағат ішінде мрамор ерітіндісінің дәрежесі 95 ⁰ С, %	3 сағат ішінде коалин ерітіндісінің дәрежесі ,95 ⁰ С, %
Дәстүрлі сазқышқылды ерітінді	1,07	0,06	тұрақты	79	9,7	24,5	10,1
Өзірленген жаңа құрамды қышқыл ерітіндісі	0,02	0,64	тұрақты	99	5,0	43,7	4,3

4.5. Ұңғыманың түп маңы аймағын тұз қышқылымен өндеу бойынша жүргізілген есептеулер

Әктас және доломит тұз қышқылында ерітіледі: хлорлы кальций, хлорлы магний, тұз-суда жақсы еритін қышқыл тасушылар және қабаттан оңай жойылады. Ерітіндідегі тұз қышқылының оңтайлы концентрациясы 10-16% тең болып қабылданады. Төмен концентрациялы қышқылды (10% - дан кем) қолдану қабатқа суды көп айдау қажеттілігін тудырады, соның нәтижесінде Ұңғымаларды қышқылмен өндеуден кейін игеру процесі қиындауы мүмкін. Жоғары концентрациясы бар (16% - дан жоғары) қышқылды қолдану қажет емес, бұл кеуекті ортада қабаттан қиын алынатын хлорлы кальций мен хлорлы магний қаныққан жоғары тұтқыр ерітінділерінің пайда болуына әкеледі. Сонымен қатар, қышқыл концентрациясының ұлғаюымен коррозиялық белсенділік, эмульгациялық қабілет, қышқылдың қабаттық сумен байланысы кезінде, сондай-ақ гипсті еріту нәтижесінде тұздардың тұнбаға түсу ықтималдығы артады. Өндеу үшін ең қолайлы тұз қышқылының 8-15% - дық ерітіндісі болып табылады, онда су ерітіндісінің 100 бірлік салмақ бөлігіне таза тұз қышқылының 8-ден 15-ке дейінгі бөлігінен келеді[8].

4.5.1 Тұз қышқылымен өндеу үшін ұңғымаларды таңдау

Тұз қышқылымен өндеу, кез келген қалыңдықтағы жарықшақты-кеуекті, карбонатты қабаттарды пайдаланатын ұңғымаларда қолданылуы мүмкін. Өндеу объектілері пайдалану процесінде дебитті айтарлықтай төмендететін факторлар ұңғымалар мен ұңғыманы сапасыз игеру (бұрғылаудан немесе күрделі жөндеуден кейін)болуы мүмкін. Өндеу -

өнімділіктің қазіргі кездегі және потенциалды коэффициенттерін анықтау бойынша тағайындалады[8].

Айдау ұңғымаларына тұз қышқылымен өңдеуді тағайындау үшін, ол келесі талаптарды қанағаттандыруы тиіс:

а) ашылған қабаттардың өткізгіштігі - 300-600 мдарси және одан жоғары;

б) қабылдау қабілеті тәулігіне 500 м-ден астам және тәулігіне 100 м-ге дейін бірқалыпты төмендеп отыруы тиіс;

в) сағалық арматура және пайдалану колоннасы герметикалық болуы тиіс.

4.5.2 Тұз қышқылының жұмыс ерітіндісін дайындау

Концентрацияланған тұз қышқылын HCl жұмыс ерітіндісі деңгейіне дейін жеткізу үшін оны сақтау орнында (қышқыл базасы) немесе ұңғымаға айдау алдында тікелей ерітеді.

Зауыттан келіп түсетін тұз қышқылы әртүрлі концентрациясы болуы мүмкін болғандықтан, берілген концентрация мен көлемнің ерітіндісін алу үшін су мен қышқылдың қанша мөлшерін араластыру қажет екенін дәл есептеу қажет[15].

Берілген концентрациядан, 1 м^3 жұмыс ерітіндісін алу үшін қажетті көлемдік бірліктердегі тауарлық қышқылдың мөлшері мынадай формула бойынша есептеледі:

$$V_m = \frac{1}{1 - \frac{\rho_m - \rho_z}{\rho_z - 1000}} \quad (5.0)$$

Немесе кез келген 1 м^3 үшін :

$$V_m = n \frac{\rho_z - 1000}{\rho_m - 1000} \quad (5.1)$$

Мұнда: V_m - тауарлық қышқылдың көлемі, ρ_m - тауарлық қышқылдың тығыздығы, кг/м^3 ; ρ_z - берілген дайын жұмыс қышқылының тығыздығы, кг/м^3 ;

Берілген HCl концентрациясының ерітіндісін дайындау үшін тауар қышқылын көлемі қатаң буланған сыйымдылықтарда ерітеді.

Тиісінше, ыдысқа су құйылады, содан кейін қойылтылған тауарлық қышқыл құйылады және жазда барлық қажетті қоспалар (ингибиторлар, Баз және т.б.) енгізеді[15.16].

4.5.3 Қажетті қышқыл ерітіндісінің санын анықтау.

Берілген шарттар үшін 8% қышқыл концентрациясын аламыз. Бұл қышқылдың орташа шығын нормасы 1 м өңдеу аралығына $1,2\text{ м}^3$ болғанда тұз қышқылының жалпы көлемі $1,2\text{ м} = 25 = 30\text{ м}^3$ құрайды .

Химикаттар мен су мөлшерін есептеу[17].

6м³ 8%-дық тұз қышқылы ерітіндісін дайындауға 1840 кг 27,5% - дық HCl және 4,38 м³ су қажет, ал 30 м³ 8% - дық тұз қышқылы ерітіндісіне концентрацияланған HCl қажет.

$$W_K = \frac{m_{(27.5\%HCl)} * V_{8\%HCl} - 1840 * 30}{V_H} = 9200 \text{ кг} \quad (5.2)$$

Су үшін

$$V = \frac{V_B}{V_K} = \frac{4.38 * 30}{6} = 21.9 \text{ м}^3 \quad (5.3)$$

10%-дық тұз қышқылы ерітіндісіне арналған концентрацияланған тауарлық тұз қышқылының мөлшері, мына формула бойынша табылады

$$W_K = \frac{A * x * W * (B - z)}{B * z * (A - x)} \quad (5.4)$$

мұнда A=214 және B=226 – 8%-дық концентрациядағы қышқылға арналған сандық коэффициенттер; x – 8%-дық тұз қышқылы ерітіндісінің концентрациясы; z – 27,5%-дық тауар қышқылының концентрациясы; W=30 м³ – қышқыл ерітіндісінің көлемі.

Сонымен,

$$W_K = \frac{214 * 8 * 30 * (226 - 27.5)}{226 * 27.5 * (214 - 8)} = 8 \text{ м}^3 \quad (5.5)$$

$W_K = 8 \text{ м}^3$ деп қабылдаймыз

Ұңғымалардың жер асты жабдықтарын тұз қышқылы коррозиясынан қорғау үшін уротропин ингибиторлары (0,8%) және и-1 - А ингибиторын (1%) қолдану керек, олар өздерінің қорғаныс қасиеттерін жоғары температурада сақтайды[16].

Ұңғыманы қышқылмен өңдеу әсері ұңғыманы қышқылмен өндегеннен кейін оның жоғары дебитпен жұмыс істеген барлық уақытында қосымша алынған мұнайдың жиынтық санымен анықталады. Сонымен қатар, өңдеу нәтижелері бірдей депрессия кезінде өндеуге дейін және кейін ұңғыманың өнімділік коэффициентінің шамасы бойынша тексеріледі.

Өңдеу тиімділігін экономикалық бағалау үшін қосымша өндірілген мұнайдың құнын анықтау және оны тұз қышқылды өндеуді жүргізуге байланысты шығындармен салыстыру керек[15].

4.5.4 Ұңғыманың түп маңы аймағын тұз қышқылымен өндеу бойынша жүргізілген есептеулер

h	Өнімді қабаттың қалыңдығы	50	м
---	---------------------------	----	---

x_k	Қышқыл ерітіндісінің концентрациясы	15,65	$^{\circ}\text{C}$
x_p	Тауарлы қышқылдың концентрациясы	13	%
$b_{\text{бфа}}$	Тауарлы тұз қышқылындағы бифторид аммонияның көлемдік үлесі	0,5	%

Шешімі:

Қышқылды ерітіндінің көлемін мына формуламен есептейміз:

$$V_p = v_p * h \quad (5.6)$$

$$V_p = 1,1 * 50 = 55 \text{ м}^3,$$

мұндағы v_p – 1 м қабат қалыңдығын өңдеуге кететін қышқыл ерітіндісінің қажетті нормасы, $v_p = 1 - 1,2 \text{ м}^3$.

Есептің берілгені бойынша $x_k = 15,65 \%$, $x_p = 13 \%$.

$$V_k = V_p * x_p * \frac{5,09 * x_p + 999}{x_k * (5,09 * x_k + 999)} \quad (5.7)$$

мұндағы x_p и x_k – қышқыл ерітіндісінің және тауарлы қышқылдың сәйкесінше көлемдік үлестері (концентрациясы), тауарлы өнімнің көлемін есептейміз:

$$V_k = 55 * 13 * \frac{5,09 * 13 + 999}{15,65 * (5,09 * 15,65 + 999)} = 42,405 \text{ м}^3.$$

БФА көлемін мына формула бойынша есептейміз:

$$V_{\text{бфа}} = b_{\text{бфа}} * V_p / c_{\text{бфа}} \quad (5.8)$$

$$V_{\text{бфа}} = \frac{0,5 * 55}{100} = 0,275 \text{ м}^3,$$

мұндағы: $b_{\text{бфа}}$ – БФА нормасы ($b_{\text{бфа}} = 0,5 \%$); $c_{\text{бфа}}$ – БФА көлемдік үлесі ($c_{\text{бфа}} = 100 \%$).

Ингибитор көлемін есептейміз[9]:

$$V_{\text{и}} = b_{\text{и}} * V_p / c_{\text{и}} \quad (5.9)$$

$$V_{\text{и}} = \frac{0,05 * 55}{100} = 0,0275 \text{ м}^3,$$

мұндағы $b_{и}$ – ингибитор нормасы, %. Ингибитор ретінде ИКУ -118 қолданамыз, $b_{и} = 0,05$ %; $c_{и}$ – тауарлы ингибитордың көлемдік үлесі, % ($c_{и} = 100$ %).

ГФ-150 көлемін есептейміз[9]:

$$V_{гф-150} = b_{гф-150} * V_p / 100 \quad (6.0)$$

$$V_{гф-150} = \frac{0,1 * 55}{100} = 0,055 \text{ м}^3,$$

мұндағы $b_{ин}$ – гф-150 нормасы, %. ($b_{ин} = 0,1$ %).

Натрий эриторбатының көлемін есептейміз[9]:

$$V_{нэ} = b_{нэ} * V_p / 100 \quad (6.1)$$

$$V_{нэ} = \frac{1,5 * 55}{100} = 0,825 \text{ м}^3,$$

Қышқыл ерітіндісін дайындауға кететін судың көлемі[9]:

$$V_b = V_p - V_k - (V_{бфа} + V_{и} + V_{гф-150} + V_{нэ}), \quad (6.2)$$

$$V_b = 55 - 42,4 - (0,275 + 0,0275 + 0,055 + 0,825) = 11,41 \text{ м}^3.$$

4.6 Ұңғыманың түп маңы аймағын Қабатты қышқылмен жару әдісі бойынша жүргізілген есептеулер

Жоғары қысымды қышқылмен өңдеу (High Rate Matrix / HRM / Acidizing).

Карбонатты құрылым үшін қышқылмен өңдеу жобасы қышқылдың түрін, көлемін және гидрожару орын алмайтын қышқылды айдаудың максималды жылдамдығы мен қысымынан анықтаудан тұрады.

Жобалау шаралары төменде келтірілген[13].

Жобалық есеп сатылары келесідей бастапқы мәліметтерді есепке ала отырып орындалады:

Берілгені: Өткізгіштігі (k)- 3,47 md

Өнімді қабаттың қалыңдығы (h_n)- 164 ft

Қабат тереңдігі (H) - 13822 ft

Гидрожару қысымының градиенті ($g_{гжг}$)- 0,95 psi/ft (бастапқы қысым 11774 PSI)

Тау қысымының градиенті ($P_{ткг}$) - 1 psi / ft

Қабат қысымы ($P_{каб}$) - 11312 PSI

Қабат қысымындағы қышқылдың тұтқырлығы ($\mu_{каб}$)- 4ср

Дренаж радиусы (r_d)– 660 ft

Ұңғыма радиусы (r_y)- 0,25 ft

Шешімі:

1 қадам. Гидрожару қысымының градиенті бастапқы қабат қысымында белгілі, бірақ ағымдағы қабат қысымында аталған шама белгісіз. Ағымдағы гидрожару қысымының градиентін анықтау үшін 3.17 формуланы қолдана отырып, α тұрақтысын анықтаймыз.

$$g_f = \alpha + (P_{TKГ} - \alpha) * \frac{P_{қаб}}{H} \quad (6.3)$$

мұндағы g_f – гидрожару қысымының градиенті, psi/ft

α – тұрақты

$$\begin{aligned} 0,95 &= \alpha + (1 - \alpha) \frac{11312}{13822} \\ 0,182\alpha &= 0,95 - 0,818 \\ \alpha &= 0,725 \end{aligned}$$

Ағымдағы қабат гидрожару қысымының градиенті:

$$\begin{aligned} g_f &= 0,725 + (1 - 0,725) * \frac{11312}{13822} \\ g_f &= 0,96 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

2 қадам. Максималды айдау жылдамдығы келесі формуламен есептеледі:

$$i_{max} = \frac{4.917 * 10^{-6} k_{av} h_n (g_f * H - P_{қаб})}{\mu \ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (3.18)$$

мұндағы i_{max} – максималды айдау жылдамдығы, bbl/min

k_{av} – қабаттың орташа өткізгіштігі, md

μ – тұтқырлығы, cP

r_w – ұңғыманың радиусы, ft

r_e – дренаж радиусы, ft

$$i_{max} = \frac{4.917 * 10^{-6} (3,47 * 164) * (0,96 * 13822 - 11312)}{0,4 \ln(\frac{660}{0,25})} = 1,739 \text{ bbl/min}$$

$$i_{max} = 1,739 * 0,96 = 1,669 \text{ bbl/min}$$

3 қадам. Қабаттың гидравликалық жарылуы орын алмайтын максималды айдау қысымы келесі формуланың көмегімен есептелінеді:

$$p_{\max} = (g_f - \text{acid hydrostatic gradient}) * H \quad (3.19)$$

мұндағы $p_{\max}$ – максималды айдау қысымы, PSI

$$p_{\max} = (0.96 - 0.43 \text{ psi/ft}) 13822 = 7325 \text{ psi (50,5 МПа)}$$

Қышқылдық ванна

Жобалау шаралары төменде келтірілген.

Жобалық есеп сатылары келесідей бастапқы мәліметтерді есепке ала отырып орындалады:

Берілгені: Өткізгіштігі (k)- 0,52 md

Өнімді қабаттың қалыңдығы (h_n)- 164 ft

Қабат тереңдігі (H) - 13822 ft

Гидрожару қысымының градиенті ($g_{\text{жг}}$)- 0,897 psi/ft (бастапқы қысым 11774 PSI)

Тау қысымының градиенті ($P_{\text{ткг}}$) - 1 psi / ft

Қабат қысымы ($P_{\text{қаб}}$) - 11312 PSI

Қабат қысымындағы қышқылдың тұтқырлығы ($\mu_{\text{қаб}}$)- 4ср

Дренаж радиусы (r_d)– 660 ft

Ұңғыма радиусы (r_v)- 0,25 ft

Шешімі:

1 қадам. Гидрожару қысымының градиенті бастапқы қабат қысымында белгілі, бірақ ағымдағы қабат қысымында аталған шама белгісіз. Ағымдағы гидрожару қысымының градиентін анықтау үшін 3.20 формуланы қолдана отырып, α тұрақтысын анықтаймыз.

$$g_f = \alpha + (P_{\text{ткг}} - \alpha) * \frac{P_{\text{қаб}}}{H} \quad (6.4)$$

мұндағы g_f – гидрожару қысымының градиенті, psi/ft

α – тұрақты

$$\begin{aligned} 0,897 &= \alpha + (1 - \alpha) \frac{11312}{13822} \\ 0,182\alpha &= 0,897 - 0,818 \\ \alpha &= 0,434 \end{aligned}$$

Ағымдағы қабат гидрожару қысымының градиенті:

$$\begin{aligned} g_f &= 0,434 + (1 - 0,434) * \frac{11312}{13822} \\ g_f &= 0,898 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

2 қадам. Максималды айдау жылдамдығы келесі формуламен есептеледі:

$$i_{max} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} k_{av} h_n (g_f \cdot H - P_{қаб})}{\mu \ln(\frac{r_e}{r_w})} \quad (3.21)$$

мұндағы i_{max} – максималды айдау жылдамдығы, bbl/min

k_{av} – қабаттың орташа өткізгіштігі, md

μ – тұтқырлығы, ср

r_w – ұңғыманың радиусы, ft

r_e – дренаж радиусы, ft

$$i_{max} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} (0,52 \cdot 164) \cdot (0,897 \cdot 13822 - 11312)}{0,4 \ln(\frac{660}{0,25})} = 0,144 \text{ bbl/min}$$

$$i_{max} = 0,144 \cdot 0,897 = 0,130 \text{ bbl/min}$$

3 қадам. Қабаттың гидравликалық жарылуы орын алмайтын максималды айдау қысымы келесі формуланың көмегімен есептелінеді:

$$p_{max} = (g_f - \text{acid hydrostatic gradient}) \cdot H \quad (3.22)$$

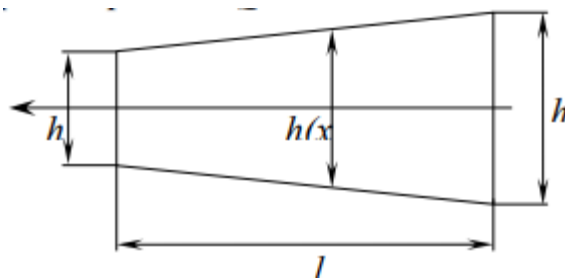
мұндағы p_{max} – максималды айдау қысымы, PSI

$$p_{max} = (0,898 - 0,43 \text{ psi/ft}) \cdot 13822 = 6468 \text{ PSI (44,6 МПа)}$$

4.6.1 Қиын құрылымды коллектордың ҚҚЖ-дан кейінгі ұңғы дебитін анықтау.

Гидродинамикалық қабат-жарықшақтар жүйесі екі өткізгіштігі бар жүйе болып табылады. Жарықшақтар – жоғары өткізгішті жүйе, ал қабат төменгі өткізгіштікті жүйе болып табылады.

2.1 суретте қарастырылғандай, сұйық қабаттан жарықшақтарға ағып өтіп, одан әрі ұңғыма түбіне келеді, осыған сәйкес Қабатты қышқылмен жарудан кейінгі ұңғыманың пайдалану жағдайын анықтау параметрі – сұйықтың қабаттан жарықшаққа ағу параметрі Q болып табылады[18].



2.1 Қабатты қышқылмен жарудан кейінгі жарықшақ сұлбасы

Сұйықтың ағу формуласы:

$$Q = 4 \int_0^S V(S) dS \quad (3.23)$$

Мұнда S – жарты жарықшаның ауданы; V – сұйықтың қабаттан жарықшаққа құйылу жылдамдығы, және ол төмендегі формуламен анықталады.

$$V = 2 \frac{k_2}{\mu L} [P_0 - P_1(x, t)] e^{-3\theta(t-t_1)} \quad (3.24)$$

Мұндағы: $\theta = \frac{x_2}{L^2}$, k_2 – Қабаттың өткізгіштік қасиеті, μ - динамикалық тұтқырлық, x_2 – қабаттың пьезоөткізгіштігі, L – дренирленген аймақ, P_0 - шоғырдың шекарасындағы қысым, $P_1(x,t)$ - жарықшақтағы қысым, t_1 – дренирленген аймаққа жету уақыты[18].

$$t_1 = \frac{L^2}{12x_2} \quad (3.25)$$

Қабат пен жарықшақтағы филтрлену түзу параллельді деп санайық. Ал қысымы келесі формуламен анықталса:

$$P_1(x) = P_c + (P_0 - P_c) \frac{x}{l}, 0 \leq x \leq l \quad (3.26)$$

l - жарықшақтың ұзындығы, ал биіктігі:

$$h(x) = h_2 + (h_1 - h_2) \frac{x}{l} \quad (3.27)$$

Мұнда $h(x)$ – жарықшақтағы бос қиманың биіктігі, h_2 - жарықшақтың ұңғы түбіндегі биіктігі, h_1 – жарықшақтың біткен бөлігіндегі биіктік.

$$dS = h(x) dx \quad (3.28)$$

Жоғарыдағы (2.2)(2.4)(2.5)(2.6) формулаларын (2.1) – ші формулаға қойып, интегралдасақ, төмендегі формуланы аламыз:

$$Q = \frac{4k_2}{3\mu L} (P_0 - P_c) l (x h_2 + h_1) e^{-3\theta(t-t_1)}$$

$t \leq t_1$ болған жағдайда экспонента мәні 1 ге тең болады. t_1 қысымның қабатқа дейін жететін уақыты. (3.24) формула тұйық шоғырдағы Қабатты қышқылмен жару жүршізгеннен кейін анықтаудың дұрыс әдісі болып табылады. t мәні өскен сайын ұңғыманың шығымы азайып отырады[18].

5 Экономикалық бөлім

5.1 Күрделі қаржыны есептеу

Капитал шығыны көлемінің нәтижесі құрал-жабдықты қайта бағалау және енгізу шараларымен байланысты, сатып алынған құрал-жабдықтар көлемінің негізінде құруды береді. Капитал шығының көлемін базалық және енгізу варианты бойынша бөлек есептейді. Күрделі қаржы көлеміне ұңғыма түп аймағын тұз қышқылымен өңдеуге арналған химиялық реагенттер құны кіреді.

Құрылыс монтаж шығындары, тенге.

Қосымша жабдықтары, тенге.

Ұңғыма бағасы, тенге.

Тұз қышқылының бағасы, тенге.

Ингибитор бағасы, тенге.

5.1.1 Жылдық орта дебит

Газлифтілі пайдалану кезінде ұңғыманың түбін тұз қышқылымен өңдегенге дейінгі шығымдылығы 122 т/тәулік болды, ал тұз қышқылымен өңдегеннен кейінгі шығымдылық 204,4 т/тәулік болды.

$$Q = q * y * k_{\text{пайд}}, \quad (4.1)$$

мұндағы Q – жылдық орта дебит;

q – орта тәулік дебит, 122; 204,4;

y – бір финанстық жыл ішіндегі күн саны, 365;

$k_{\text{пайд}}$ – ұңғыны пайдалану коэффициенті, 0,88.

$$Q_1 = q * y * k_{\text{пайд}} = 122 * 365 * 0,88 = 39186,4 \text{ тонна}$$

мұндағы Q_1 - шараларды жүргізгенге дейінгі мұнайдың жылдық орта шығымы, т/тәулік.

Шараларды жүргізгеннен кейінгі мұнай өндірудің нақты көлемі

$$Q_2 = q * y * k_{\text{пайд}} = 204,4 * 365 * 0,88 = 65653,28 \text{ тонна}$$

мұндағы Q_2 - шараларды жүргізгеннен кейінгі мұнайдың жылдық орта шығымы, т/тәулік

Өндірілген қосымша мұнай көлемі мына формула бойынша есептеледі:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (4.2)$$

мұндағы Q_2 - жүргізілген шарадан кейін өндірілген мұнайдың нақты көлемі, тонна;

Q_1 - жүргізілген шараларға дейінгі өндірілетін мұнайдың бастапқы көлемі, тонна.

$$\Delta Q = 65653,28 - 39186,4 = 24466,88 \text{ тонна}$$

5.1.2 Еңбек ақы қоры

Негізгі жалақы бойынша шығындарды жұмыскерлердің санын немесе квалификациясының (тек қана мұнай табуға тікелей қатынасатын жұмысшылар мен инженер техникалық жұмыскерлер) өсуі немесе түсуіне әкелетін шараларды енгізген кезде есептейді. Жұмысшылар саны мен разрядтарды өзгерген кезде жалақы қорының өзгеруін еңбекақы жүйесіне байланысты тарифтік ставка негізінде есептейді. Егер де жұмысшылардың саны ғана өзгерсе, онда қызметкерлер категориясына сәйкес орташа жалақы бойынша еңбекақы қорын үнемдеуді анықтау қажет.

$$ЕАҚ = minEK * K_{ауд.} * K_{терр.} * K_{қж} * 12 * ЖС, \quad (4.3)$$

Мұндағы $minEK$ - минималды еңбек ақы (9720 теңге)

$K_{ауд.}$ - аудандық коэффициент (1,1)

$K_{терр.}$ - территориялық коэффициент (1,14)

$K_{қж}$ - қосымша жалақы коэффициенті (1,25)

12 - ай саны

$ЖС$ - жұмысшылар саны = 15

$$ЕАҚ = 9720 * 1,1 * 1,14 * 1,25 * 12 * 15 = 11737891,44 \text{ теңге}$$

5.1.3 Әлеуметтік шығындар

Тікелей салық түрі, төлеушілері Қазақстан Республикасының резиденттері сондай-ақ Қазақстанда қызметін тұрақты мекемелер арқылы жүзеге асыратын бейрезиденттер, жеке кәсіпкерлер. Заңи тұлғалар мен резиденттер, бейрезиденттер үшін белгіленген төлемдерді қоспағанда, жұмыс берушінің қызметкерлерге белгіленетін кірістер түрінде төленетін шығындары. Қазақстан Республикасының Салық Кодексі бойынша әлеуметтік төлемдер 21%-ды құрайды.

$$ӘШ = ЕАҚ * 21/100 = ЕАҚ * 0,21, \quad (4.4)$$

$$ӘШ = 11737891,44 * 21/100 = 2464957,20 \text{ теңге}$$

Басқа да шығындар

Басқа да шығындар еңбекақы қорының 25%-ын құрайды.

$$БШ = ЕАҚ * 25/100 = ЕАҚ * 0,25, \quad (4.5)$$

$$БШ = 11737891,44 * 25/100 = 2934472,86 \text{ теңге}$$

Энергетикалық шығындар

Шараларды енгізу нәтижесінде орнатылған қуатпен жылдық энергия шығынының өзгеруіне байланысты тікелей мұнай табуға кететін энергетикалық шығындар өзгерісін анықтауға болады.

$$\mathcal{E} = Q * U P_3 * P_3, \quad (4.6)$$

$$\mathcal{E}_1 = Q_1 * U P_3 * P_3 = 39186,4 * 85 * 3,86 = 12857057,8 \text{ теңге}$$

$$\mathcal{E}_2 = Q_2 * U P_3 * P_3 = 65653,28 * 85 * 3,86 = 21540841,2 \text{ теңге}$$

мұндағы 3,86 - 1 кВт сағат бағасы теңге/квт. сағ;

85 - 1 тонна мұнайды көтеруге кететін электр энергиясының салыстырмалы шығыны, кВт/сағ.

5.1.4 Амортизациялық төлемдер

Негізгі өндірістік қорлардың тозу мөлшерін көрсететін ақшалай түрі амортизация деп аталынады. Тозудың екі түрі бар:

- 1) Физикалық тозу
- 2) Моральдық тозу

$$Ar = B_{алғ} * N_a / 100, \quad (4.7)$$

4.1 кесте – Амортизациялық төлемдер

Нысанның атауы	Б _{алғ}	Na, %	Ar
Ұңғы	60млн тг	6,7	4020000тг
Фонтанды арматура	4млн тг	11,5	460000тг
СКҚ (НКТ)	14000000тг	15	2100000тг
Клапандар	26400тг	20	25280тг
Пакер	165000тг	12	19800тг
Басқада құрал-жабдықтар	8000000тг	10	800000тг
Газ таратушы құбырлар	1000000тг	11	110000 тг
ΣБарлығы	87291400тг		7535080тг

5.1.5 Жөндеуге кететін шығындар

Жер астындағы және жер үстінде құрал-жабдықтарға ағымды жөндеу өзіне бірнеше шығындарды кіргізеді (жалақы, көтергіш-тракторларды жалдау, көмекші материалдар т.б.), сондықтан бұл мақала бойынша үнемдеу және артық шығымдануды ұсынылатын шараның сипаттамасына байланысты есептейді.

- 3) Ұңғыманы тұз қышқылымен өңдеу кезіндегі дайындау-аяқтау жұмыстары

$$P_{скв} = S * r * t, \quad (4.8)$$

мұндағы S - 1 норма сағат құны;

r - күрделі жөндеу жұмысын жасайтын адамдар саны;

t - жөндеуге кеткен уақыт, сағат.

$$P_{скв} = 2000 * 10 * 20 = 400000 \text{ тг.}$$

4) Скважина зерттеу (тұз қышқылымен өңдеуге дейінгі):

$$[100000 + (500 * 30) + (5060 * 6)] * 2 = 263720 \text{ тг}$$

100000 - бригаданы шақыру, теңге

30 - бригаданың скважинаға барып келу жолы, км

500 - 1км үшін партияның жол ақысы, теңге

5060 - арнайы агрегаттың 1 сағат жұмысы төлемі, теңге

5 - агрегаттың жұмыс уақыты, сағат

3) тұз қышқылымен өңдеу

$$(59685 + 76850 + 89760) * 2 = 452590 \text{ теңге}$$

59685 - ұңғыманы жуу шығымының құны, теңге

76850 - ұңғымаға қышқылды айдаудың құны, теңге

89760 - ұңғыманы қышқылмен өңдеу кезіндегі операцияларды дайындау аяқтау жұмыстарның құны, теңге.

Шартты тұрақты шығындар

Шартты тұрақты шығын- негізгі қор өзгерісіз болған жағдайда өнім өндіру көлеміне байланысты және өндіріс күшейгенде өзінің тұрақтылығын көрсетеді, яғни тұрақты шығын өндірістік деңгейге тәуелсіз.

$$F = EAK + \text{ЭШ} + \text{БШ} + A_{жыл}, \quad (4.9)$$

$$F = EAK + \text{ЭШ} + \text{БШ} + A_{жыл} = 11737891,44 + 2464957,20 + 2934472,86 + 7535080 = 24672401,5 \text{ теңге}$$

Шартты өзгерісті шығындар

Шартты өзгерісті шығындар – өндірілген өнімнің немесе атқарылған жұмыстың бір бөлігіне қатысты. Олар өндіріс көлеміне байланысты өзгеріп отырады, яғни деңгейі өндіріс деңгейіне тікелей тәуелді шығындар.

$$V = \text{ЭШ} + \text{ЖШ}, \quad (4.10)$$

Ұңғыманы тұз қышқылымен өңдеуге дейінгі:

$$V_1 = \text{ЭШ} + \text{ЖШ}_1 = 12857057,8 + 400000 = 13257057 \text{ теңге}$$

ЭШ - Энергетикалық шығындар;

ЖШ - Жөндеуге кететін шығындар.

Ұңғыманы тұз қышқылымен өңдеуден кейінгі:

$$V_2 = ЭШ + ЖШ_2 = 21540841,2 + (263720 + 452590) = 22257151,2 \text{ теңге}$$

Ағымдағы эксплуатациялық шығындар

Кен орнын игеру мезгілі барысында әртүрлі қызметтерге, энергетикаға тағы басқа заттарға жұмсалатын ақшалай қаражаттың жалпы жиынтығы.

$$АЭШ = F + V, \quad (4.11)$$

$$АЭШ_1 = F + V_1 = 24672401,5 + 13257057 = 37929458,5 \text{ теңге}$$

$$АЭШ_2 = F + V_2 = 24672401,5 + 22257151,2 = 46929552,7 \text{ теңге}$$

4.2 кесте – Қышқыл ерітіндісін дайындауға қажетті химиялық реагенттердің көлемдері және бағасы

5.2 Жобаның экономикалық тиімділігі

5.2.1 Үлес өзіндік құн

Кәсіпорынның өнім өндіруге және жеткізуге жұмсалған шығындардың ақшалай тұлғануы.

$$\Theta Қ = АЭШ / Q, \quad (4.12)$$

Компонент атауы	Көлемі, м ³	1 м ³ бағасы, тг
Тұз қышқылы (HCl)	15	26770
Құмырсқа қышқылы (НСООН)	27	13990
Аммоний бифториді (NH ₄ F*HF)	0,275	28000
Натрий эриторбаты	0,825	29560
Гидрофобты агент “ГФ-15”	0,055	2 950 000
Коррозия ингибиторы “ИКУ-118”	0,0275	910 000
Су	11,41	2100
Барлығы		1 022 603

$$\Theta Қ_1 = АЭШ_1 / Q_1 = 37929458,5 / 39186,4 = 967,92 \text{ теңге}$$

$$\Theta Қ_2 = АЭШ_2 / Q_2 = 46929552,7 / 65653,28 = 714,81 \text{ теңге}$$

Ұңғының түп аймағын тұз қышқылымен өңдеудің экономикалық тиімділігі:

$$\Delta_t = (\Theta Қ_1 - \Theta Қ_2) \cdot \Delta Q = (967,92 - 714,81) \cdot 24466,88 = 6192812 \text{ теңге}$$

4.3 кесте – Техникалық-экономикалық көрсеткіштер

Көрсеткіштер	Сандық мәні
Мұнай беру	65653,2 мың т.
Барлық шығын	65155582,07 теңге
Амортизациялық шығын,	7535080 теңге

Энергетикалық шығындар	12857057,8 теңге
Әлеуметтік шығындар	2464957,20 теңге
ЕАҚ	1096999,2 теңге
Қышқыл ерітіндісі	1 022 603 теңге
Барлық адам саны	10
Скважина саны	1
Экономикалық тиімділік	6192812 теңге

6. Техникалық қауіпсіздік және еңбекті қорғау

Ұңғыны жуу үрдісі жүктемеде және жоғары қысымда жұмыс жасайтын әртүрлі жабдықтарды қолданумен жүреді. Сонымен қатар, ұңғыны жуу үрдісінде фонтанды көрініске дейін әкелетін әртүрлі қиындықтар болуы мүмкін. Осыны ескеріп, ұңғыны жуу кезінде еңбек жағдайының қауіпсіздігін жасауға және орындалатын жұмыстың апатсыздығын қамтамасыз етуге бағытталған ережелер мен нұсқауларды орындау қажет[16].

Жуу құбырлары тізбегін айналымды қалпына келтірмей түсіруді башмақ құм тығына 50-100м-ге дейін жетпей тоқтату керек.

Қабат қысымы жоғары ұңғыманы бұрғылау сұйықтығымен жуу кезінде сұйықтық тығыздығын жүйелі тексеріп тұру керек.

Құм тығынын көбікпен жуу кезінде келесі шарттарды орындау қажет:

- 1) Ұңғыма сағасы герметизациялануы керек.
- 2) Компрессордан және жуу агрегатынан келетін лақтыру желілерінде кері клапандар орнатылуы керек.
- 5) Сулы-ауалы жүйеде аэратордан кейін жуу шлангасының үзілуіне қарсы сақтандырғыш құрылғы орнатылуы керек.
- 6) БӨЗ сулы ерітіндісін дайындау және мөлшерлеу механикаландырылған болуы керек.
- 7) Жуу құбырлары тізбегінің жоғары бөлігінде кері клапан орнатылуы керек.
- 8) Кері жуу кезінде жуу құбырларынан құм мен көбікті шығару шлангасы көмегімен сы йымға шығару керек.
- 9) Вертлюг асты құбырды байланысу жерінде қысым төмендеген соң ағыту керек.
- 10) Кері клапан астындағы жуу құбырларындағы қысымды арнайы құрылғы көмегімен төмендету керек.

6.1 Жуу агрегатында жұмыстың қауіпсіздігі

Жуу агрегатындағы жұмыстарға жуу агрегатын пайдалану нұсқауымен және қауіпсіздік техникасымен танысқан, тракторды басқару құқығына ие жұмысшылар жіберіледі.

Орнынан қозғалу алдында тракторист жүру жролында адамдардың болмауын қарау керек және ескерту сигналымен ескертуі керек. Қыс уақытында трактордың бүйірлік сырғанауының алдын алу үшін оның табанына шиптер орнату керек. Жұмыс алдында қозғалтқыштың жұмысын тексеру қажет.

Жанар-жағар материалдарының сыйымы жуу агрегаты тұрған жерден 20м-ден кем емес жерде тұруы керек.

Жуу агрегатының сорабында сорап үзілуінің алдын алуға арналған сақтандырғыш құрылғылар орнатылуы керек. Ақаулы агрегатты пайдалануға және жинақталмай тасымалдауға тиым салынады. Сақтандырғыш клапаны

болмағанда немесе ақаулы болғанда, қысымы агрегат сипаттамасында көрсетілген мәннен жоғары болғанда, сонымен қатар өрт сөндіргішсіз жұмыс жасау қатал тиым салынады. өрт сөндіргіш дайындығын кун сайын тексеріп тұру қажет[17].

6.2 Қышқылмен өңдеу кезіндегі қауіпсіздік

Коммуникацияны жөндеу қажеттілігінде қышқыл айдауды тоқтатып, қысымды атмосфералыққа дейін төмендету керек және коммуникацияны сумен жуу керек.

Қышқылмен жұмыс жасау жерінде судың қажетті қоры болуы тиіс. Қышқылды желдің күші 12 м/сек болғанда, тұманда және қараңғы уақытта айдауға тиым салынады.

Бу өткізгіштікте сақтандырғыш клапан бар. Сақтандырғыш клапанның бұранын қондырғы астынан шығарған жөн. Ұңғымада құбырларды пропандау алдында БШҚ-дан ұңғыма сағасына дейінгі буөткізгіштік пропандау үрдісінде күтіліп тұрған максималды қысымнан біржарым қысымға пресстелуі керек. БШҚ ұңғыма сағасынан 25 м-ден кем емес арақашықтықта орналастырылуы керек. БШҚ қозғалтқышының газ шығар құбыры өтсөндіргішпен жабдықталуы керек, және оны шыққан газ кабинаға түспейтіндей етіп орнату керек.

Ұңғыманы қышқылмен өңдеуді инженерлік-техникалық жұмысшы жетекшілігімен дайындалған бригада орындайды. Қышқылмен отпен және резиналық киімде жұмыс жасау керек. Қышқылмен жұмыс жасау жерінде қажетті мөлшерде су тұруы керек. Базалық складтарда тұз қышқылы коррозиялық беті бар отқауіпсіз сыйымдарда сақталуы керек. Қышқылмен өңдеу кезінде жоғары қысыммен жұмыс жасайтын жабдықты қолданумен байланысты қауіп туады. Сондықтан жоғары қысым шығаратын сораптардың жұмысы кезінде барлық қауіпсіздік шараларын сақтау керек (оқшаулау, манометр, ұңғымада сенімді жабдықтардың болуы және т.б.). Агрегаттан құю басына дейін берілетін тұз қышқылын ұңғымаға айдамас бұрын, қысымды күтілетін қысымға 1,5 есе пресстейді. Қышқылды желдің күші 12 м/сек болғанда айдауға тиым салынады[17].

7. Қоршаған ортаны қорғау

7.1 Атмосфералық ауаны қорғау

Атмосфераны тиімді қорғау үшін ҚР “Атмосфералық ауа туралы” заңына сәйкес атмосфералық ауаны қорғау бойынша келесі талаптар қарастырылған:

–ҚР нормативтік актілерін және қалдық тастаудың нормативтік шектерін сақтау;

- ұңғыманы сынау бағдарламасы минимумға жеткізілуі керек;
- ұңғыманы сынау барысында мұнайды өртеу үшін жанған өнімнің тарап кетуін қамтамасыз ететін алаулы оттықтарды қолдану;
- химиялық реагенттерді тасымалдаудың, сақтаудың және дайындаудың жабық жүйелерін қолдану;
- мониторинг жүргізу.

Мұнай өндірісіндегі жағымсыз әсерді азайту үшін келесі шаралар орындалуы керек:

- мұнайды жинаудың арынды жүйесін герметизациялау;
- мұнай өнімдерін жинау және дренаждауға ЕПП-16 дренаждық сыйымдығын қолдану;
- СНИП III-42-80 сәйкес құбырлардың пісірілген қосылыстардың тігістерін бақылау;
- сырттық (изоляциялық жабын) және ішкі коррозияны басу (ингибиторды БР-2,5 блогымен енгізу).

Атмосфераны қорғау шаралары. Атмосфераның ластануын шектеу бойынша жобада келесі негізгі технологиялық шешімдер қарастырылады: ТҮ-39-РК1168001-97 сәйкесінше мұнай өнімінде күкіртті сутегінің құрамы аса шектеулі болуы керек[18].

7.1.1 Атмосфералық ауаны ластаушы көздердің болуын талдау . Олардың сипаттамасы

Атмосфераны негізгі ластайтын заттар: күкірттісутек, көмірсутегі, меркаптандар, күкірт шаңдары, диэтаноламин (ДЭА), метил спирті, күкірттісутек тотығы, марганец қосылыстары, кремний қосылыстары, фторидтер, қаракүйе.

Мұнай кен орны, пештер және т.б. ластанудың 4-ші категориясына жатады. Мұнай дайындау және жинау пункттері 2-ші немесе 3-ші категориясына жатады. Атмосфераның ластану көздеріне мыналар жатады: пайдалану ұңғылары, өлшеу қондырғылары, мұнай резеруарлары, сепараторлар, пештердің түтін шығаратын трубалары, сораптар. Негізгі тікелей ластануға қатысы барлар мыналар: газды жағу факелдері, пештерден шығатын трубалар, резервуарлардың қысымды және вакуумды шығаратын клапандары, булану.

Су қоймасы және жер сфераларына жыл сайын 3 млрд тоннадан астам аса қатты өндірістік қалдықтар, 500 км^3 қауіпті су ағындары және 1 млрд тонна шамасында химиялық құрамы мен көлемі бойынша әр түрлі аэрозолдар төгіледі[19].

7.2 Су ресурстарын қорғау

Мұнай кәсіпшілігі қабат суларына және жер беті суларына үлкен әсерін тигізеді. Мұнай кәсіпшілігінде мынадай ағын сулары пайда болады:

- мұнай және мұнай өнімдерімен ластанған өндірістік сулар;
- органикалық заттармен ластанған шаруашылық сулар;

Қабат және жер беті суларының ластану себептері:

- тазаланбаған немесе жартылай тазаланған өндірістік және тұрмыстық ағын сулар;

- жер беті ағын сулары;
- дренажды ағын сулары;

- булану аймағына жоғары минералданған ілеспе қабат суының төгілуі; құбырлардан, ыдыстардан және басқа құрылымдардан улы сұйық материалдардың фильтрленгендері;

- ластайтын заттардың атмосфераға түсуі, яғни рельефтер және су объектітерінің бетіне қонуы;

- қалдықтар мен материалдарды сақтау орыны, тасымалдау алаңы;
- төгілген мұнайлар, газ тазарту өнімдері, реагенттер және т.б.

Гидросфераны ластайтын негізгі себептер: мұнай және мұнай өнімдері, күкірттісутек, метанол, фенол, БӘЗ, этаноламиндер, гликолдар, аммиак, минерализация және т.б. кәсіпшілік пен тұрмыстық сулар, теңізге мұнайдың төгілуі. Су құрамындағы $200\text{-}400 \text{ м}^3$ басқа заттардың өзі суда спецификалық иіс шығарады. Мұнайдың тотығуы су ағымдарының түбіне шөгеді. Егер бір тонна мұнай суға төгілсе, онда су бетінде $2,6 \text{ км}^2$ ауданды алатын қабықша түзіледі. Егер 100кг мазут төксе, онда судың бетінің ластануы 17000 м^2 жетеді. Ал бір тамшы мұнайдан $0,25^2$ ауданда қабықша түзіледі[19].

7.2.1 Суды тұтыну. Өндірістік ағынды сулардың көлемі, олардың құрамы және ағынды суды тазалау

Ағынды суларды тұрмыстық, өндірістік және нөсерлік (жауын-шашындық) деп бөледі. Ағынды сулардағы ластанулар минералды, органикалық және бактериялық болады және еритін, ерімейтін, коллоидті жағдайда болуы мүмкін. Ағынды сулардың ластану дәрежесін санитарлық-химиялық сараптама көрсеткіштерінің қатарына қарай анықтайды.

Жалпы түрде ағынды суларды тазарту үшін әр түрлі операцияларды, тазартуды, қайта тазартуды қамтитын технологиялар пайдаланылады.

Ағынды суларды тазартудың негізгі 4 әдісі бар:

- 1) Механикалық (кұм жинау, фильтрлеу, процестеу);
- 2) Физикалық-химиялық (нейтралдау, реагентті коагуляциялау, флотациялау);
- 3) Биологиялық (топырақты, белсенді бөгет сулардағы лай шалшық);
- 4) Қайта тазарту (сорбция, иондық алмасу, мембрандық әдістер, озондау, хлорлау, экстракция, эвапорация, электро әдістер).

Механикалық тазарту – ерімейтін қоспаларды ұстауға арналған. Механикалық тазарту жабдықтарына жататындар: торлар мен елеуіш (ірі қоспаларды ұстау үшін), құм жинағыш (минералдық қоспаларды жинау үшін, құм жинау үшін); тосқауыл қоюшылар (ақырын тұнатын және жүзгіш қоспалар үшін); фильтрлеу (ерімейтін ұсақ қоспалар үшін). Өндірістік ағын сулардың спецификалық ластанудан май жинағыш, мұнай жинағыш, смола жинағыш көмегімен арылады.

Тазартқыш жабдықтар су біреуінен екіншісіне өздігінен ағып құйылуы үшін биіктік бойынша орналасады.

Механикалық тазарту – бұл ереже бойынша биологиялық тазарту алдындағы баспалдық секілді. Кейбір жағдайларда механикалық тазартумен шектелуге болады: мысалы, егер ағынды судың аз мөлшері өте қуатты суатқа құйылса, немесе, егер су механикалық тазартудан соң қайтара кәсіпорында қолданылса.

Физикалық – химиялық тазарту әдістері – негізінен өндірістік ағын сулар үшін қолданылады (тұрмыстық қалдықтар жағдайында оларды қолдану экономикалық тұрғыда шектеулі). Бұл әдіске жататындар: реагентті тазарту (нейтралдау, коагуляция, озондау, хлорлау т.б.); сорбция, экстракция (латынша *extrahere* – ағызып ашу); эвапорация (латынша *evaporation* – булау), флотация, электродиализ т.б.

Кең таралған тәсіл күкіртқышқылды алюминий Al_2SO_4 , хлорлы темір FeCl_3 , күкіртқышқылды темір $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$, әк (известь) CaCO_3 т.б. пайдаланып, коагулянт ретінде қолданылатын реагентті тазарту[19].

ҚОРЫТЫНДЫ

Ұңғыманы пайдалану барысында ұңғыманың түп маңы аймағында кеуектер мен жарықшақтардың қатты және борпылдақ таужыныстармен, сонымен қатар, қабат суының құрамындағы тұздармен бітеліп қалуы жиі орын алады. Ұңғыманың түп маңы аймағын тазарту үшін және таужыныстардың өткізгіштігін арттыру мақсатында Тенгиз кен орынында қышқылмен өндеу және Қабатты қышқылмен жару тәсілдері қолданады.

Қазіргі кезде, мұнай-газ кенорындарының көпшілігінде дәстүрлі қышқылдар қолданыста. Бұл дәстүрлі қышқылдардың негізгі тағайындалуы, бітеліп қалған жарықшақтар мен микроканалдарды ұлғайту, сәйкесінше өткізгіштік пен ұңғыманың өнімділігін арттыру. Сонымен қатар, Қабатты қышқылмен жаруға қарағанда қоршаған ортағы тигізетін әсері және экономикалық жағынан төмен болып келеді. Бірақ, көптеген жағдайларда дәстүрлі қышқылды қолдану үнемі оң нәтиже бермейді, тіпті кей жағдайларда өнімділіктің төмендеуіне және ұңғыманың сулануын жоғарылатады. Сонымен қатар, қабат температурасының жоғарылауы дәстүрлі қышқылдың тиімділігін төмендетеді. Сол себептен, біз бұл дипломдық жобада қабат температурасы жоғары кенорындарды қышқылмен өндеудің тиімділігін арттыру мақсатында жаңа құрамды қышқылды ұсынамыз.

Қабат температурасы жоғары кенорындар Қазақстанда да көп шоғырланған. Осы мақсатта, біз ең алдымен Қазақстан кенорындарына шолу жасап, зерттеу жүргіздік. Соның ішінен қабат температурасы жоғары кенорын ретінде Теңіз кенорнын таңдап алдық.

Ғылыми әдебиеттерге сүйене отырып ұсынылып отырған жаңа құрамды қышқылға лабораториялық жағдайда зерттеулер мен есептеулер жүргізіліп, дәстүрлі қышқылмен салыстырды. Нәтижесінде, ұсынып отырған жаңа құрамды қышқылдың бірқатар артықшылықтарына көз жеткіздік. Әдебиетте жүргізілген зерттеулер мен есептеулерге сүйене отырып, Теңіз кенорнының қабат температурасына сәйкес келетін концентрацияны таңдап алдық.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР

1. Гиматулинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – Москва: Недра, 1983 – 128 с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1985 – С. 126 – 150.
3. Суесинов К., Асаубаева А. Отчет о результатах геологоразведочных работ, выполненных в 1996-2010г. ТОО «Тенгизшевройл». – Атырау, 2010 – 213 с.
4. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. Постановление Правительства Республики Казахстана от 18.06.96. №745
5. Алтунина Л.К. Физико-химические технологии с применением гелей, зольей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: https://geors.ru/media/pdf/04_Altunina_n_s.pdf
6. Подопригора Д.Г. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных карбонатных пород-коллекторов / Д.Г. Подопригора, Д.В. Мардашов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. №6. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p162-178_PodoprigoraDG_ru.pdf
7. М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. Пособие для студентов вузов / М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
8. Подопригора Д.Г. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных продуктивных пластов с полимиктовыми карбонатосодержащими песчаниками / Д.Г. Подопригора, Д.В. Мардашов, А.В. Бондаренко // Актуальные проблемы науки и техники: материалы VIII Международной научно-практической конф. молодых учёных: в 3 т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 57-59.
9. Цыганков В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: диссертация ... кандидата технических наук: 02.00.11 / Цыганков Вадим Андреевич. - Москва, 2011. – 162 с.
10. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Мардашов Дмитрий Владимирович. - Санкт-Петербург, 2008. – 130 с.
11. Силин М.А. Эффективные жидкости для интенсификации нефтедобычи высококарбонатных терригенных коллекторов с повышенными и экстремально высокими температурами / М.А. Силин,

Л.А. Магадова, В.А. Цыганков // Технологии нефти и газа. 2011. № 3. – С. 16-19.

12. Возможности интенсификации притока в высокотемпературных скважинах / Салах Аль-Харти, Оскар А. Бастос, Мэтью Сэмюэл и др. // Нефтегазовое обозрение. 2008-2009. Т. 20. №. 4. – С. 66-79.