

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

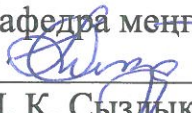
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі


М. К. Сыздықов

« 21 » мамыр 2019ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: “Қашаған кен орнындағы ұңғыма өнімдерін жинау мен дайындаудың жобасы ”

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған:

Байжігітова С.Қ

Ғылыми жетекші:

Сениор лектор

Т.Ғ.К. 

Ирғибаев Т.И

« 21 » мамыр 2019ж.

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: Байжігітова Сандуғаш Қамшыбекқызы

Тақырыбы: Қашаған кен орнындағы ұңғыма өнімдерін жинау мен дайындаудың жобасы

Университет ректорының "11" қазан 2018 ж. № 1136-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі:.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

- а) геологиялық бөлім
- ә) техника-технологиялық бөлім
- б) арнайы бөлім
- в) экономикалық бөлім
- г) еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы
- з) 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 көрсетілген

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 12 атаудан

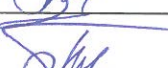
Дипломдық жобаны даярлау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге және кеңесшілерге өткізу мерзімдері	Ескерту
Геологиялық бөлім	Иргибаев Т. И	тоқ
Арнайы бөлім	Иргибаев Т. И	тоқ
Экономикалық бөлім	Иргибаев Т. И	тоқ
Еңбекті, қоршаған ортаны қорғау және техникалық қауіпсіздік бөлімі	Иргибаев Т. И	тоқ
Норма бақылау	Иргибаев Т. И	тоқ

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
Геологиялық бөлім	Иргибаев Т.И	21.05.2019	
Арнайы бөлім	Иргибаев Т.И	21.05.2019	
Экономикалық бөлім	Иргибаев Т.И	21.05.2019	
Еңбекті, қоршаған ортаны қорғау және техникалық қауіпсіздік бөлімі	Иргибаев Т.И	21.05.2019	
Норма бақылау	Иргибаев Т.И	21.05.2019	

Ғылыми жетекші:



Иргибаев Т.И ✓

Тапсырманы орындауға алған білім алушы:



Байжігітова С.К

Күні

«21» мамыр 2019ж.

АҢДАТПА

Осы дипломдық жобада бес негізгі бөлім қарастырылған.

Бірінші бөлімде кен орынның геологиялық құрылымдық сипаттамасы, коллекторлардың бөлінуі, кеуектілік, мұнайға қанығушылық, өткізгіштік коэффициенттері, литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, мұнай мен газдың қорлары туралы айтылған.

Экономикалық бөлімінде Қашаған кен орны үшін мұнай алудың пайдалылық коэффициентін таңдау шегінде және Қазақстан Республикасы мен Мемлекеті үшін экономикалық пайданы, атап айтқанда - өндірілім сипаттамасы, тауарлық өнімді өткізудің экономикалық және қаржылық шарттары, сонымен қатар пайдалану шығыстары мен капиталды шығындарды бағалау үшін жүргізілетін экономикалық есептемелердің табыстық және шығыстық бөліктерін анықтайтын бастапқы параметрлер мен жорамалдарды негіздеуді айқындайды.

Еңбекті қорғау бөлімінде қауіпті және зиянды өндірістік факторларды талдау және фонтанды ұңғылармен жұмыс жасау кезіндегі қауіпсіздік көрсетілген көрсетілген.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфераны, гидросфераны және ластайтын көздер ретінде технологиялық үрдістер көрсетілген.

АННОТАЦИЯ

Этот дипломный проект состоит из пяти основных частей.

В первой части изложены следующие основные параметры: строение, выделение коллекторов, пористость, нефтенасыщенность, Литологотратиграфическая характеристика, физико-гидродинамические характеристики, запасы нефти и газа Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов.

В третьей Экономическая часть освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного коэффициента извлечения нефти для месторождения Кашаган и оценки экономических выгод Подрядчика и Республики Казахстан, а именно: характеристика добычи, экономические и финансовые условия реализации товарной продукции, а также оценка капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

В части охраны труда указаны анализ опасных и вредных производственных факторов и опасность использования скважин фонтанным методом.

В части охраны окружающей среды рассмотрены технологические процессы которые являются источниками загрязнения атмосферы и гидросферы.

ABSTRACT

This thesis project consists of ten main parts. The first part sets out the following basic parameters: structure, reservoir identification, porosity, oil saturation, lithologic and stratigraphic characteristics, physical and hydrodynamic characteristics, oil and gas geological-field characteristic of productive horizons.

The third part covers the economic rationale for the input parameters and assumptions that determine the revenue and expenditure of economic calculations carried out in the framework of selecting cost-effective oil recovery factor for the Kashagan field and estimate the economic benefits of the Contractor and the Republic of Kazakhstan, namely the characterization of production, economic and financial conditions for the implementation marketable products, as well as assessment of capital costs and operating costs.

As part of this analysis of occupational safety dangerous and harmful factors and the severity of exploitation wells fountain method.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	9
1	Геологиялық бөлім	11
1.1	Кен орын туралы жалпы мәліметтер	11
1.2	Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы	14
1.3	Тектоника	16
1.4	Мұнайгаздылығы	17
1.4.1	Өнімді горизонттардың геологиялық-өндірістік сипаттамасы	18
2	Технологиялық бөлім	19
2.1	Кен орынды игеру жүйесі, игерудің ағымды жағдайын және технологиялық көрсеткіштерін талдау	19
2.1.1	Мұнай және газ қорларының өндіруін талдау	22
2.1.2	Кеніштің энергетикалық жағдайының сипаттамасы, игеру режимдері	23
2.1.3	Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу	24
2.2	Ұңғыларды пайдалану тәсілдеріндегі көрсеткіштерінің сипаттамасы	27
2.2.1	Ұңғыларды пайдалану кезінде қиындықтың алдын-алу шаралары және олармен күрес.	29
2.3	Арнайы бөлім	32
2.3.1	Ұңғы өнімдерін өндірістік жинау және дайындау жүйесіне қысқаша шолу	32
2.3.2	Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасының сипаттамасы	35
3	Экономикалық бөлім	44
3.1	Кен орнын игерудің технико-экономикалық көрсеткіші	44
4	Еңбекті қорғау бөлімі	49
4.1	Кәсіпорындағы қауіпті және зиянды факторлар	49
	Қорытынды	51
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	52
	Қосымшалар	53

КІРІСПЕ

Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібі еліміз экономикасында басты орындардың бірін алады. Мұнай өндірудің жоғарылауы ауыр және жеңіл өнеркәсіптердің, ауыл шаруашылығы, транспорттың дамуын жеңілдетеді.

Қазақстан Республикасында мұнай-газ және газоконденсат кен орындары батыс Қазақстанда орналасқан. Күннен-күнге солардың өнімділігін жоғарылатып, оларға жаңа техникамен технология әдістерін қолдану керек. Белгілі ашылған мұнай кен орындары көбіне Каспий маңы ойпатында орналасқан.

Жаңа кен орындарын игерумен бірге басқа өңделіп жатқан кен орындардан мұнай өндіруді жалғастыра беру керек. Осыған өңделіп жатқан Қашаған кен орны жатады. Осыған байланысты өңдеу процессін дәлдендіру мен уақытылы таңдау таласты сұрақ тудырады.

Өзінің ғасырлық даму кезеңінде Қазақстан Республикасы мұнайымен зерттелген қорының көлемі бойынша он үшінші орынды, газ және конденсаттанан бесінші, мұнай өндіру деңгейі бойынша дүние жүзінде жиырма сегізінші орынды алатын дүние жүзінің ірі мұнай өндіретін елінің біріне айналды. Қазақстан ТМД елдері ішінде зерттелген мұнай қоры және мұнай өндіру деңгейі бойынша берік екінші орынға, ал конденсатпен газ қоры бойынша төртінші орынға ие.

Қазақстан Республикасы қорлардың ірі шикізат базасына ие ғана емес сонымен қатар айтарлықтай көп болжанған ресурстарға да ие.

Республиканың болжанған мұнайының алынатын қоры құрлықта 7,8 млрд.тоннаға бағаланады, мұнда олардың 2/3 Батыс Қазақстанда шоғырланған. Республиканың болжанған газ қоры 7,1 трлн. куб метрге бағаланады.

Мұнай мен газдың үлкен перспективасын Каспий теңізінің Қазақстанға тиісті секторы қойнауымен байланыстыруда. Каспий теңізінің солтүстік-шығыс секторында Шығыс Қашаған құрылымында барлама ұңғымалар бұрғылау нәтижесінде мұнай мен газдың өндірістік қоры анықталған.

Қашаған кен орны 2000 жылы ашылған, ол Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігінің шельфтік зонасында орналасқан.

Қашаған кен орны Қазақстанда мұнай өндіру тәжірибесінде, Каспий шельфінде игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Өнімді қабаттары 4500 метрде орналасқан, көмірсутектер қоры бағдар бойынша 7млрд.тонна мұнайды құрайды, қабат флюидінде қышқылды компоненттердің (күкіртсутек, көмірқышқыл газы) мөлшері айтарлықтай. Осы берілген факторлар жабдықтарды және әртүрлі кәсіпшілік арналардағы құбырларды дайындайтын материалдарға қойылатын жоғары талаптарды, ұңғыма сағасын жабдықтау және жабдықтардың барлық жүйесінің саңылаусыздығының камтамасыз етілуін бақылау және реттеудің сенімді жүйесін қолдануды анықтайды.

Солтүстік Каспийдің Қашаған кен орнын игеру мен пайдалануда қиындықтар туғызатын белгілі бір ерекшеліктері бар, ол теңіз деңгейінің

өзгеруімен, теңіз дауылдарымен, қысқы мерзімде мұздық жабынының болуымен, сондай-ақ халықаралық маңызы бар биоресурстарға ие жоғарғы экологиялық сезімталдығымен ерекшеленетін тайыз сулы аймағында орналасқан.

Жасанды аралдарды – бермаларды қолданумен жұмысын жүргізетін Қашаған кен орынындағы «Сұңқар» баржасы осы талаптарға сай мұнай мен газды фонтандық тәсілмен игеруде. Осы технологияны енгізіп, оны сауатты пайдалану, сонымен қатар қоршаған ортаны қорғауды қамтамасыз ететін талаптарды бұлжытпай орындау біздің борышымыз. Ұсынып отырған дипломдық жоба осы мәселелерді шешуге арналған.

1 Геологиялық бөлім

1.1 Кен орын туралы жалпы мәліметтер

2003 және 2005 жылдар аралығында кен орында белсенді геологиялық және бағалау зерттеу жұмыстары жүргізілді:

- Шығыс Қашағанда жаңадан үш ұңғыма бұрғыланды (ШҚ-4, ШҚ-6, ШҚ-А-01), бұрғылауда тағы үш ұңғыма бар (ШҚ-А-02, ШҚ-А-03, ШҚ-5-01);
- гравиметрикалық түсіріп алу жүргізілді;
- Батыс Қашағанда 3Д далалық сейсмикалық жұмыстар аяқталды;
- 3Д уақытша миграция материалдарын өңдеу және түсіндіру бойынша жұмыстары соммалауға, берілген гравиктермен сейсмикалық мәліметтерді кешенді түсіндіруге дейін орындалды;
- керн, шлам, каротаж, тестілеу сияқты жаңа ұңғымалар бойынша ақпараттар алынды.

Орындалған жұмыстардың нәтижесінде бұрыннан шығарылған геологиялық модельдің нақтылығы мен сапасын жаңартуға және жоғарлатуға мүмкіндік беретін кен орынның геологиялық құрылымы туралы, оның ішінде фациалды аймақтың саны мен шекаралары, коллекторлардың түрлері және тазартушылық-сыйымдылық сипаттамалары жайында көз қарасты кеңейтуге мүмкіндік беретін жаңа ақпарат алуға мүмкін болды. Керн анализінің, ұңғымалардың тәжірибелері мен зерттеулерінің, жер қабаттарында мұнайдың физикалық қасиеттерінің мәліметтері жинақталды және талдалынды, кен орынды өңдеу кезінде қабат флюид жүйесінің болжамы бойынша тәжірибелік лабораториялық зерттеулердің үлкен көлемі орындалды. Мұның бәрі модельдеудің негізінде геологиялық және алынатын қорлардың есебін жүргізуге мүмкіндік берді, ал бұл ресми бекітуден кейін ҚР-ның балансына енгізілді.

Қашаған кен орны Каспий алаңының көтерілген іргетас Астрахань-Ақтөбе жүйесінің оңтүстік қанат ойпатының оңтүстігінде орналасқан және ішкі бассейндік Теңіз-Қашаған карбонатты платформасына ұштастырылып тұр. Платформа жалпы девонды (кешфранско-фаменді) карбонатты негізде орналасқан ерте-орта таскөмір жасты бөлек карбонатты массивтерден тұрады. Олардың төртеуі: Қашаған, Оңтүстік-Батыс-Қашаған, Ақтоты және Қайран Каспий теңізінің қайранында, ал Қаратон, Теңіз және Королевск Шығыс Каспийдің жағалау алды белдеуінде орналасқан. Қашаған кен орнында ашылған тұнба жыныстары жоғарғы девоннан неогендіге дейін шөгінділерімен көрсетіледі. Бұрғылаумен ашылған максималды тілік ВК-1 ұңғымасында 5172 м құрайды. Ұңғыма тілігінде төменгі пермнің кунгуртты қабаттың мықты тұзды қалыңдығымен бөлінген тұз асты және тұз үсті кешендер табылды.

Тұз асты кешен. Жоғарғы девон шөгінділері екі ұңғымамен ашылған: Шығыс Қашағанда ШҚ-1 ұңғымасымен, Оңтүстік-Батыс-Қашаған ОБҚ-1 ұңғымамен сәйкесінше 4844м және 5371м белгілерде және франск пен фаменск қабаттарында көрсетілген.

Шөгінділер өте қатты, жарым-жартылай доломиттенген қайта кристалдандырылған балдыр-пелоидті вакстоун-пакстоуннан құрылған. Девонды тіліктің жабындысында ШҚ-1 ұңғымасы девонды периодтың аяғында теңіз деңгейінің айтарлықтай төмендеуінен болған үрдістердің карстификациясының нәтижесі болып табылатын қуаттылығы мықты кеуекті аймақты ашты.

Жоғары визейлік қабаттың окс шөгінділері жартылай кристалданған және қапталынған вакстонулар/пакстоундар балшықтарынан тұрады. Окс көкжиек үстінің қалыңдығы платформада 216 м-ден (ВК-6 ұңғымасы) ШҚ-4 ұңғымасында 295,8 м дейін өзгерді.

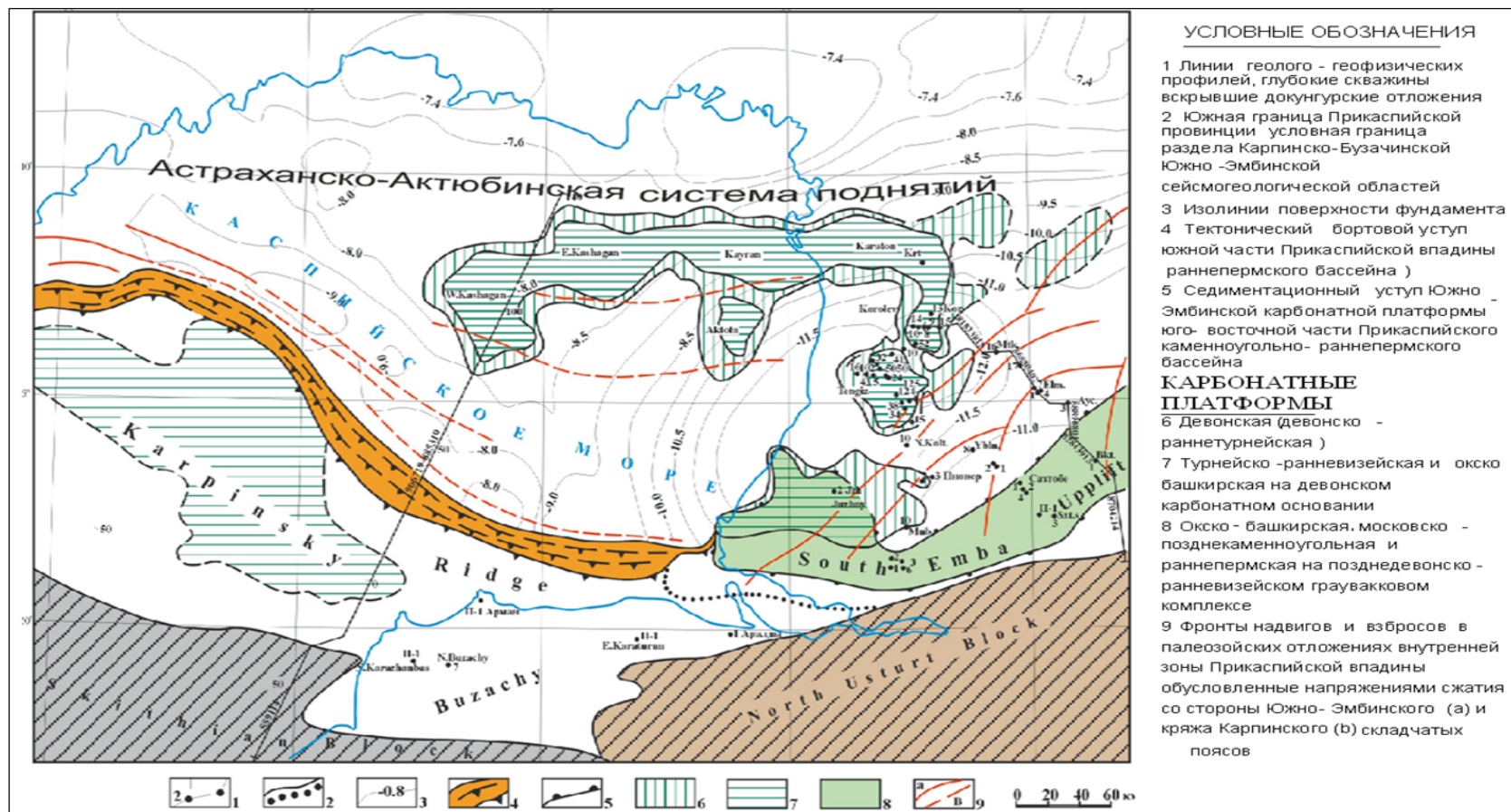
Серпухов қабатының шөгінділері вакстоундармен және пакстоундармен, кейде – грейстоундармен, баундстоундармен, биокластикалық балдырлармен, өайта кристалданған, кеуектілікті органогенді-сынық балшықпен анықталады. Римдік бөлікте каверкозды балшықпен анықталады. Платформалық бөлікте шөгінділердің қалыңдығы 31 м-ден (БҚ-1 ұңғымасында) 49,7 м дейін (ШҚ-5 ұңғымасы) өзгереді. Римада ШҚ-2 ұңғымадағы қалыңдық 38,2 м, ал ШҚ-4 ұңғымасында 101,9 м дейін жоғарлады. Таскөмір жүйенің орташа бөлімі ірі стратиграфиялық келіспеушілікпен төменгі пермнің пайда болуларын жабатын және стратиграфиялық көлеммен шыдамды башқұрт қабатымен көрсетілген.

Перм жасының шөгінділері терең стратиграфиялық келіспеушілікпен су жырып кеткен таскөмірдің жоғарғы жатында жатыр. Перм шөгінділері екі бөліммен көрсетіледі: триас тұқымдарының астыңға бөлігімен төменгі және жоғарғы бөлшектендірілмеген шөгінділер. Перм жүйесінің төменгі бөлімі тұздалған артин қабатына және тұзды кунгур қабатының қоюлығына бөлінеді.

Тұзды тілік. Бөлшектеп су жырып өткен балшықты-аргиллиттенген артин кабат шөгінділердің бетінде кунгур қабатының сульфат-галогенді тұқымдарының жабындары жатыр. Тұзды шөгінділердің қалыңдығы шамамен күмбез арсындағы аймақтарда 100 м-ден тұзды күмбез жиынтықтарында (ШҚ-1 – 1054м, БҚ-1 – 2056 м, ШҚ-2 – 1000 м, ШҚ-3 – 99 м, ШҚ-4 – 313 м, ШҚ-5 – 1430 м және ШҚ-6 ұңғымасында 1762 м тұз ашылды) бірнеше километрлерге дейін өзгерді.

Тұз үсті тілік. Пермотриастің бөлшектендірілмеген шөгінділері көбінесе қоңыр, қызыл сазбен және балшық, мергель мен ангидриттердің қабаттарымен аргиллиттермен анықталады, ал жоғарғы жағында алевролиттің, құмның және аргиллиттің ашық сұр, сұр қабаттары бар. Шөгінділердің максималды қалыңдығы 800 м астам құрайды. Триас жүйесінің жоғарғы бөлімі алевролит қыртыстарымен, құмды алевролиттер және құмдармен сұр және жасыл сазбен анықталады. Шөгінділердің қалыңдығы шамамен 150 м құрайды. Юралық шөгінділері барлық үш бөлімдер тұқымдарының терригенді-карбонатты жабындармен анықталады және су жырып кеткен триас бетінде жатыр.

Тектоникалықша шолу картасы



1.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

Қазіргі уақыттағы жұмысты құрастыру мерзіміне Қашаған кен орнында тереңдіктері 5170м, 4991м, 4142м, ШҚ-1, БҚ-1, ШҚ-2, үш ұңғыманы бұрғылау аяқталған. ШҚ-2 ұңғымасы туралы мәлімет өңделуде, сондықтан ұңғыманың ашылған қимасының литолого-стратиграфиялық сипаттамасы карбонатты платформаның ішкі бөлігінде орналасқан БҚ-1 және ШҚ-1 екі іздеу ұңғымаларының нәтижелері, жұмыстары мәліметтері бойынша жүргізілген.

Қашаған кен орнында ашылған шөгінді жыныстар төрттік, девон шөгінділерінен тұрады. Стратиграфиялық бөлінуі 1.1 кестесінде ШҚ-1 ұңғымасы бойынша 2000 жылдың тамызына дейінгі және БҚ-1 ұңғымасы бойынша 2001жылдың сәуіріне дейінгі зеріттелген жағдайы бойынша келтірілген.

1.1-кесте– Стратиграфиялық бөлу

Ұңғыма туралы ақпарат	ШҚ-1 ұңғымасы, түп 5172м. ротор ал.-12.7м			БҚ-1 ұңғымасы, түп 4991м. ротор ал.-15.5м		
1-ші объект жабыны	4036	4042	430	4311	4323	467
1-ші объект табаны	4466	4470		4778	4790	
2-ші объект жабыны	4482	4486	362	4790	4802	201
2-ші объект табаны	4844	4844				
3-ші объект жабыны	4844	4844	328			

Кен орынның жобалау және өндіруді басқару, мұнай шығару мүмкіндіктерін іздестіру жүзеге асыратын моделін құрған кезде және түзеткен кезде ең алдымен көмірсутек қорларын өңдеуге әсер ететін, мұнай өңдеу коэффициентін бағалау кезінде қолданылатын өнімді жыныстардың физикалық-гидродинамикалық сипаттамаларын бағалау қажет.

Мұндай көрсеткіштер: ығыстыратын және ығыстырушы фазалар арасында шекарадағы қысым (капиллярлы қысым), өнімді жыныстардың бос кеңістігінің сулану сипаттамасы, салыстырмалы фазалық өткізгіштік, бастапқы және қалдықты мұнайға қанықтылық болып табылады.

Салыстырмалы өткізгіштік анықтау мақсатымен Қашаған Кен орны бойынша мұнай-газ және су-мұнай жүйелерінде «Shell», «ENI», «CoreLab» (Абердин) және «ResLab» (Тронхейм) компанияларымен лабораториялық зерттеу жұмыстары жүргізілді. Ол үшін ОПР қолданылған БҚ-1, ШҚ-2 ұңғымаларынан керн үлгілері ШҚ-3 и ШҚ-5 ұңғымаларынан керн үлгілерімен толықтырылды.

Башқұрт, серпухов және жоғары визейлік қабаттар беттерінің аралығында отыз алты керн үлгілері таңдалынды. №1 үлгісі төмен өткізгіштіктің, жарамсыз деп танылды. Зерттеу жұмыстары орнатылған және орнатылмаған тазалау тәртіпте әр түрлі беткейлік және қоршаған орта жағдайларында жүргізілді. Қаныққандық деңгейін бақылау рентген шуақтарын әлсіздету арқылы өтті.

Салыстырмалы өткізгіштікті тұрақты тәртіпте мұнайды газбен ығыстырумен SMAX әдісін қолданумен анықтау ШҚ-5 ұңғымаларының төрт үлгісі бойынша жасалынды.

Сумен қаныққандықты бастапқыға дейін төмендету барлық төрт үлгілерде дегаздалған шикі мұнайда ұстау алдында орталық фугирлеу әдісі қолданды.

Тиімді қысымда 6,21 МПа бастапқы сумен қаныққандық рентген шуақтары арқылы өлшенді және бұл көрсеткіш 16-дан 22,1% дейін болды. Бастапқы сумен қаныққандық кезінде мұнай бойынша салыстырмалы және өткізгіштік мәндері 0,09-дан 0,50 дейін ауытқиды, мұнай үшін Кори (Corey) коэффициенті 1,45-тен 1,8 дейін ауытқиды.

Қалдық мұнайға қаныққандық кезінде газ бойынша салыстырмалы өткізгіштік мәні 0,05 және 0,42 аралығында ауытқиды (газ үшін Кори теңдеуінің дәрежелік экспоненциалды көрсеткіші 3,4 және 8,1 аралығында ауытқиды).

Мұнда мұнайды шығару тұқымдағы мұнай көлемінен 32,0-ден 59,8% дейін құрайды, яғни орташа 47,7% құрайды, қалдық мұнайға қаныққандық (Sor) 33,8-дан 53,0% дейін құрайды.

Қаныққандық пішіндер 212 және 443 керн үлгілерінен шыққан кезде мұнайға қаныққандықты көрсетеді, ал ол соңғы капиллярлы тиімділікпен және жыныстардың біртектіліктігімен шарттастырылады («CoreLab» есебіне жатқызылатын сандық бейне байқалатын 212 үлгілерінде қабыршақ қалдықтарының бар болуы және 443 үлгілерінде жарықтардың болуы.

Оған қарамастан Кори есептілік коэффициенттері басқа көрсеткіштермен жақсы корреляцияланады. Бар барлық көрсеткіштер бойынша келесідей Кори коэффициенттері алынды:

- No мұнай үшін Коридің орташа коэффициенті: 1,55;
- Ng газ үшін Коридің орташа коэффициенті: 5,1.

Су-мұнай жүйесі үшін салыстырмалы өткізгіштікті анықтау керннің 31 үлгісі бойынша жүргізілді. Әр бір керннің үлгісі үшін оны зерттеу кезінде қолданылған үрдістерге байланысты анықтылықтың нақты деңгейі және соңғы тиімділіктің бар болуы анықталды.

Жасалынған 31 зерттеу жұмыстарынан 3 өте жақсы болды (А класс), 13 – жақсы (В класс) және 15 – сапасы төменірек (С класс).

Екі зерттеу жұмыстары қыртыстық жағдайда өткізілді (ШҚ-5 ұңғымасы, 268 және 516 үлгілер).

Тұзды ерітіндінің және газдалған мұнайдың өзара әсерлесуінен, яғни тұқымның еруі, олардың біреуі сенімді нәтиже бермеді (С класс), ал екіншісінің сапасына жарым-жартылай соңғы тиімділік әсер етті (В класс).

1.3 Тектоника

Қашаған құрылымы тектоникалық тұрғыдан Каспий маңы ойпатының борттық аймағының оңтүстік бөлігінде орналасқан. Қашаған карбонаттық құрылымы артин саздарымен және кунгур тұздарымен бөлінген фамен (жоғарғы девон) ярусынан башкир (орта тас көмір) ярусына дейінгі шөгінділермен көрсетілген. Алдыңғылары осында бар көмірсутектер кеніші үшін қаппақ қызметін атқарады. Кен орынның геологиялық үлгісі құрлықтағы ұқсас құрылымдар, атап айтқанда - Теңіз, Қаратон, Королевская, Тәжіғали, Пустынная құрылымдары туралы мәліметтер негізінде алынған және құрылымның шығыс, батыс бөліктеріндегі бұрғыланған Шығыс Қашаған - 1, 2 және Батыс Қашаған-1 ұңғымаларын бұрғылаумен дәлелденген. Құрылымның екі кең платформалық бөлігі бар: ені 15км ермен байланысқан Шығыс және Батыс Қашаған. Қалыптасқан тұзасты массив оңтүстік-батыстан солтүстік-шығысқа бағытталған және оңтүстік-батыста -3800м. -4300м. тереңдіктен оңтүстік-батыс бағытта иілген.

2Д сейсмосбарлау жұмыстарының нәтижесі бойынша алынған П2 қабатын (таскөмір карбонаттарының жабыны) кескіндейтін құрылымдық карта ШҚ-1 ұңғымасын бұрғылау мәліметтерімен анықталған болатын. 4620м изогипс шегінде құрылым өлшемі 75х75км және дөңес амплитудасы 760м.Шөгінділері төменгі визей ярусына жататын 4238-4299м. тереңдік аралығын сынау барысында жеті түптік және екі сағалық сынама алынған. Жалпы алғанда ШҚ-1 ұңғымасы бойынша қабат мұнайының башқұрт ярусы шөгінділерінен жеті сынамасы және төменгі визей шөгінділерінен тоғыз сынамасы алынған. РVT-зерттеулері қабат мұнайының негізгі қасиеттерін, газдың, газсыздандырылған және қабат мұнайының компоненттік құрамын анықтау үшін жүргізілген. Сынамалар бойынша қабат мұнайын дифференциалды газсыздандыру тәжірибесі және екі сатылы айырғышты тәжірибелік үлгілеу орындалған. Башқұрт және төменгі визей ярусы сынамаларын зерттеу бойынша қабат мұнайының негізгі параметрлерінің өзгеру диапазоны және жекеше башқұрт ярусының РТ-15006 және Luid Analysis Ctnter (Expro) зертханасында алынған төменгі визей ярусының РТ-15003 сынамалары бойынша мұнай қасиеттері келтірілген. Осы сынамалар бойынша зерттеулер нәтижелері өзара жақсы сәйкес келеді, олар нақты және қабат мұнайын анағұрлым толық сипаттайды деп танылған. Кестеде көрініп тұрғандай екі ярус бойынша мұнай параметрлері өзара жақын және Қашаған кен орнының мұнайын құрамында газ мөлшері жоғары толық қанықпаған, жеңіл және тұтқырлығы аз екендігін сипаттайды.

Қашаған кен орнын игеру үрдісін үлгілеу барысында Теңіз кен орнының флюидтерінің параметрлері қолданылған. Болашақта, БҚ-1 ұңғымасынан алынған сынамалар бойынша қазіргі уақытта жүргізіліп жатқан зерттеулер нәтижесінде және де басқа барлама ұңғымалар бойынша мұнай қасиеттері анықталып, оларға сәйкесті флюид үлгісі түзетіледі деп жоспарлануда.

1.4 Мұнайгаздылығы

Қашаған алаңында ШҚ-1 ұңғымасымен визей шөгінділерін сынағанда 15.07.2000 жылы ОКИОК-қа мұнай кен орнының ашылғанын жариялауға мүмкіндік берген бірінші мұнай ағысы алынды. Кейін бұл ШҚ-1 және БҚ-1 ұңғымаларында башқұрт және визе шөгінділерінен мұнайдың өндірістік ағысы алынуымен дәлелденді.

Осы ұңғымалар бойынша сынамалар нәтижелерін, керндерді және геофизикалық мәліметтерді өңдеу мағлұматтары ірі таскөмір-жоғарғы девон карбонатты массивіне жиналған тұтас мұнай кенішін болжауға мүмкіндік береді. Табиғи резервуарлық түрі бойынша кеніш-массивті, қалыңдығы 70м.артин ярусының саз қабатымен толығатын, қалыңдығы 1000-2000м. кунгур ярусының қалың галогенді-терригенді қақпағы мен экран тапқан.

Кеніштің өндірістік өнімділігі депрессия 25.67МПа болғанда 598м./тәу. Мұнай шығымы алынған, ШҚ-1 ұңғымасында 4238-4299м. (-4242.7—4303.4м.) аралығында жоғарғы визей шөгінділерін сынау барысында анықталған. Кейін бұл башқұрт ярусы шөгінділерінен алынған мұнай ағысымен дәлелденген. ШҚ-1 ұңғымасында 4038-4074м. (-4043.7—4079.6м.) аралықта депрессия 51.83МПа болғанда шығым 654м./тәу., БҚ-1 ұңғымасында 4311-4428м. (-4323—4440м.) аралықта депрессия 28.3МПа болғанда шығым 666м./тәу. құраған. Резервуар үлгісінде су-мұнай нұсқасы (СМН) 4620м. белгісінде алынған, ШҚ-1 және БҚ-1 ұңғымаларын геофизикалық зерттеу өте жоғарғы орынды болжауға мүмкіндік береді.

Қабат резервуарының үлгісі Теңіз карбонаттық құрылысына, 2Д сейсмикалық мәліметтеріне, БҚ-1, ШҚ-1 бұрғылау мәліметтерін ұқсас негіздеген. Қашаған құрылымы ауданы бойынша платформалық, борттық және бауырайлық бөліктерге, қимасы бойынша - үш объектіге бөлінген. 1-ші объектіге башқұрт, серпухов және жоғарғы визей жастағы шөгінділер кіреді. 2-ші объекті алдыңғысынан 14-16м. сазды тақта тастармен бөлінген және оған орта-томен визей, турней шөгінділері кіреді. 3-ші объекті жоғарғы девон шөгінділерімен байланысқан. Барлық ашылған карбонаттық құрылыс ауданы және қимасы бойынша өте біртекті болады деп болжануда, бұл бұрғыланған ұңғымалармен дәлелденген.

1.4.1 Өнімді горизонттардың геологиялық-өндірістік сипаттамасы

Коллекторлар жыныстарының сулылығы мұнай коллекторларында ағымның іс-әрекетіне әсер ететін аса маңызда фактор болып келеді.

Мұнда Қашаған, Аджип ККО Кен орындарын сипаттайтын тұқымдардың дымқылдылығын талдау үшін мыналарды қамтитын дымқылдылықты анықтау бойынша бірнеше әдістермен зерттеу жұмыстар арқылы БҚ-1 ұңғымаларынан керннің жиырма екі үлгілері таңдалынды:

1. Амот әдісі – өздігінен сіңіру;

2. АҚШ-тың таулы бюросының (USBM) көрсеткіштерін бағалау;
3. Диэлектрлік талдау (Ени/Аджип лабораторияларында шығарылған жаңа әдіс).

Амот әдісі бойынша үлгілер белгілі-бір өздігінен суды сіңіруді көрсептеді, тек қана екі үлгілерде ғана екі күнде мұнайдың үш апта бойы өзгермеген ұсақ тамшысы табылды, сондықтан мүмкін үлгі жарым-жартылай гидрофилді, ал қалғандары мүмкін аралас және гидрофобты.

Суланудың АҚШ-тық таулы бюросының (USBM) көрсеткіштерін қарастырған кезде жалпылама қабылданған дымқылдау сипаттамалар әдістегідей барлық үлгілер, гидрофильділікпен сипатталатын екі үлгілерден басқа аралықтан тиімді гидрофобты жыныс түріне жатады. Сонымен қатар, ол ЯМР зерттеу жұмыстарының мәліметтерімен расталады. Сулану көрсеткішін анықтау үшін біріншілік сіңіру және екіншілік ығыстыру кезінде капиллярлы қысым қисығының мәліметтері қолданылады. Орташа қатысудан алынған мәліметтер 0,03-тен 0,75 дейін аралықта жатыр.

Керннің 15 үлгілерін талдау үшін кең белдеулі электрлік өлшемдерге негізделген жаңа әдіс қолданылды. Оның негізінде үлкен жылдамдықта (10 ГГц дейін) жарым-жартылай су қаныққан жыныстың өтімділігі қосылған судың нысанына байланысты. Суланған жүйелерге тән жоғары беттілікпен қосылу мұнаймен суланған кезде кездесетін аса маңызды емес беттілікпен қосылу әр түрлі электрлік белгілермен үн қатады. Бұл эффектiлiк Максвелл-Вагнер-Силларс (MBC) поляризациялауына байланысты және суланудың көлемін оңай анықтауға мүмкіндік бере отыра, аздап жүйенің жалпы сумен қаныққандық деңгейімен корреляцияланады. Сулылықты анықтаудың жай әдістерімен салыстарғанда, яғни Амот немесе АҚШ-тық таулы бюросы (USBM) сияқтылар, жаңа әдіс үлгінің өтімділігіне (тұқымдардың өте қатты үлгілерін Амот әдісімен талдау қиындыққа соғады, өйткені су да, мұнай да лабораториялық зерттеу жұмыстарын тиімді уақыт аралығында үлгіге табиғи жолмен енбейді) қарамастан суланудың сенімді бағасын береді. Сонымен қатар, бұл әдіс суланудың аралас түрінің жағдайын орнатуға мүмкіндік береді, ал жалпылама қабылданған әдістер суланудың орташа коэффициенттерін ғана береді.

Зерттеу жұмыстарының нәтижесінде зерттелінген үлгілердің диэлектрлік спектрлар гетерогенді сипаттамаларды анықтайды, бірақ кейбір жалпы ерекшеліктер байқалады. Спектрлар үлгіні салғаннан кейін бимоалыстатылған болып келеді, ал бұл суланудың аралас түрінің нақты белгісі болып табылады және су мен мұнаймен суланған аймақтардың бар болуын білдіреді. Мүмкін әр түрлі құрылымдар (мысалы, каверн және микросынықтар) кеуектіліктерінің бар болуы өлшенген спектрлардың бимоалыстатылғандығын айқындайды.

2 Технологиялық бөлім

2.1 Кен орынды игеру жүйесі, игерудің ағымды жағдайын және технологиялық көрсеткіштерін талдау

Қашаған кен орнында игерудің алғашқы сатысынан бастап өндірілетін газдың бір бөлігін қайта қабатқа айдау жоспары қарастырылаған. Газды қабатқа айдау мұнай шығу коэффициентін көтеру жағынан тиімді, газдың күкірттену көлемін азайтады, күкіртті сақтауда қоршаған ортаға әсерін төмендетеді.

Газды қабатқа айдау технологияларын игеруде халықаралық қауіпсіздік нормалары мен Қазақстан Республикасының нормалары ескерілді, сонымен қатар «Қазақстан Республикасының мұнай-газ-конденсатты кен орындардың қабаттарына құрамына күкірттісутегі бар көмірсутекті газды айдау кезіндегі өндірістік қауіпсіздік ережелері» ескерілді, бұл ереже 2003 жылдың 23 қыркүйегінде Қазақстан Республикасының энергетика және минералды ресурстар министрлігінің №177 бұйрығымен бекітілген.

2.1-кесте - Жыл бойынша мұнай өндіру көлемі және қабатқа қайта айналатын газдың көлемі

Күні	Мұнайды өндіру, тонн/тәу (брл/тәу)	Жоғары күкіртті газды өндіру, млн.м ³ /тәу	Жоғары күкіртті газдың пайдаланылуы, млн.ст.м ³ /тәу.		Газы айдау желілері		Айдау ұңғымалар саны шт.
			УКПНГ-дегі газ	Айдауға арналған газ	жұмысшы	Резервті	
Транш 1 2008-ден бастап	19,150 (150,000)	14,0	7,4	6,6	1	1	3
Транш 2 2009-ден бастап	38,300 (300,000)	28,0	14,8	13,2	2	0	6
Транш 3 2010-ден бастап	57,450 (450,000)	41,2	14,8	26,4(*)	4	1	10

Қашаған кен орнын игерудің алғашқы сатысында газды айдау тек D-аралындағы технологиялық кешенінен жүргізілетін болады. Технологиялық кешенінде газ айдау компрессорлары мен құбырөткізгіштерді коррозиядан және гидраттардың түзілуінен қорғау мақсатында айналатын газды құрғатады.

Құрғатылған жоғарыкүкіртті газ технологиялық кешендегі дегидрациялау қондырғысынан шығып (қысымы 9,02 МПа және температурасы 40-50 °С), газ айдау компрессор станциясына түседі. Қашаған кен орынның жыл бойынша

мұнай өндіру көлемі және қабатқа қайта айдалатын газдың көлемі 2.1-кестесінде көрсетілген.

Компрессор станциясы мұнайды айыру процесінде бөлініп технологиялық кешендегі (D аралы) дегидрациялау қондырғысында құрғатылған жоғарғы күкіртті мұнай газын қайта қабатқа айдау үшін арналған.

Бастапқы кезде (Транш 1) газ айдайтын, әрқайсысының номиналды өнімділігі 6,6 млн.ст м³/тәул болатын екі сызық салу жоспарлануда, біреуі резерв. Транш 2 кезінде 13,2 млн.ст м³/тәул газды айдау үшін резервсіз екі сызықтың жұмысы қарастырылуда. Бір сызық тоқтап қалған жағдайда газдың бір бөлігі табиғи газ дайындайтын қосымша шикі газ ала алатын УКП қондырғысына жіберіледі.

Газ айдау объектісін автоматты басқару жүйесінің құрамында бар:

- Басқару тақтасында апаттық клапандар индикациясы;
- берілетін газ параметрлерін тіркеу және сигнализация жүйесі;
- процесс бұзылған жағдайда компрессордың автоматты түрде айырылуы;
- жұмыстың параметрлері бұзылған жағдайда ұңғымалардың автоматты түрде айырылуы.

Құрғатылған жоғары күкіртті газ дегидрациялау қондырғысынан 9,2 МПа қысыммен және қыста 40-45 °С, жазда 50 °С температурамен шығып, газды қабатқа айдау компрессорының (365-VN-101) 1 сатысының кіру ыдысына беріледі, құрғатылған газ компрессордың (365-КС-101) 1 сатысында 22,9 МПа қысымға дейін сығылып, 115 °С температурамен компрессордың (365-НС-103) 1 сатысының ауамен салқындатқыш түседі. Ауамен салқындатқышта газ қыста 35 °С-дейін, жазда 50 °С-қа дейін салқындатылып, компрессордың (365-VN-102) 2 сатысының кіру ыдысына беріледі, мұнда сұйық тамшылары ұсталады. Құрғатылған газ кіру ыдысынан компрессордың (365-КС-102) 2 сатысына беріледі. 49,7 МПа қысымды және 104°С температурадағы сығылған газ компрессордың (365-НС-102) 2 сатысының ауамен салқындатқышына беріледі. Мұнда газ қыста 35 °С-дейін, жазда 50 °С-қа дейін салқындатылып, конденсатқа арналған дренажды ыдыс арқылы компрессордың (365-КС-103) 3 сатысына түседі. 76,1 МПа қысымды және 91 °С температурадағы сығылған газ газды қабатқа айдау жүйесіне таратылады.

Газ йдау компрессор станциясында сығылған газ әрі қарай айдау ұңғымаларына тарату үшін айдау манифольдіне беріледі.

Қолданылатын газ турбинасының түрі -Nuovo Pignone фирмасының ауыр жұмыстық жағдайларға арналған MS 5432D DLN өндірістік газ турбинасы. Таңдалған газ турбинасы жоғары сенімді және техникалық қызмет көрсетілуі қарапайым. Регенерациялау кезіндегі біліктегі шығу қуаты 25,3 МВт пен 37,3 МВт арасында. Біліктің максималды айналу жиілігі -5100 мин⁻¹. Отындық газ шығымы шамамен 10,750 ст. м³/сағ. Отындық газ берілуінің минималды қысымы -3,6 МПа. Газ турбинасы әлемдік мұнай өндіріс нарығында 3 жылдан астам уақыт бойы сәтті пайдаланып келе жатқан Mark VI типті электронды басқару жүйесімен жабдықталған. Газ турбинаның құрамы СО₂ айдау

көмегімен өрт сөндіру жүйесімен жабдықталған. Жобаланған минималды қызмет ету мерзімі 48000 сағат.

Газды қабатқа айдау компрессорлары қажетті айдау қысымын қамтамасыз етуге жеткілікті қысымға және айдалатын газ шығынына сәйкес таңдалады. Қондырғы үшін жобалау критерийлері:

- Кірістегі қысым 9,2 МПа;
- шығыстағы қысым 76,1 МПа;
- кірістегі температура: қыста 40-45⁰С, жазда 50⁰С;
- аралық салқындату: қыста 35⁰С, жазда 50⁰С;
- шығыстағы температура 91⁰С.

Жоғарыдағы шарттарды қамтамасыз ету мақсатында Қашаған кен орнында газ турбиналы жетекті үш сатылы компрессорды пайдалану қарастырылған.

Компрессорлар сатылары арасында аралық салқындату және газды құрғату бар. Салқындату ауамен салқындатудың қалақшалы вентиляторларымен іске асады.

Тарату газ құбырының жүйесі. Тарату газ құбырының жүйесі айдалатын газды газ айдау компрессорлы станциясынан айдау ұңғымаларына дейін тасымалдауға арналған. Қысымы 76 МПа және температурасы 91⁰С болатын сығылған жоғарғы күкіртті газ компрессорлық станциядан шығып шартты диаметрі 250 мм құбырөткізгішпен айлау манифольдіне беріледі, кейін оны қабатқа қайта айдау үшін айдау ұңғымаларына таратады. Газды қайта айдау үшін қолданылатын құбыр маркасы -B444Gr. 1 UNS NO6625.

Газ құбырларын жер бетімен төсеу қарастырылған. Жер бетіндегі газ құбырларын оқшаулау қажет. Айдау манифольдіне газды қабатқа айдау үшін айдау ұңғымаларына газ беру мақсатында 16 газ құбырөткізгішіне дейін қосу қарастырылған. Газ ұңғымаларға қорғаныс жүйесімен басқарылатын бақылау клапандарының көмегімен беріледі.

Газды құбырлар жүйесі максималды 24,0 млн.ст.м³/тәул газ шығынына есептелініп жобаланады және жұмыстың қысымы 76,1 МПа-да айдауға есептелген.

Айдау ұңғымасының сағасының және манифольдінің қондырғылары. Айдау ұңғымасының сағалық қондырғысы ұңғыманың сағасын гермитизациялау және газды қабатқа айдау режимін бақылауға арналған.

Ұңғымаға қондырлуы қажет айдау арматурасының түрі қабаттың терңдігіне, айдау қысымына және қабатқа айдалатын газ көлеміне байланысты анықталады. Газды қайта айдау ұңғымасының сағалық қондырғыларының құрамында:

- Айдау арматурасы;
- байлау құбырлары;
- апаттық тоқтату клапаны;
- тіркейтін және дистанционды берілетін газ шығынын өлшеу торабы;
- жергілікті басқару тақтасы;
- жарықтандыру жүйесі.

Айдау ұңғымасының сағалық құрылғысының беріктігі артығымен алынған, ең азынан болжанып отырған максималды айдау қысымы 75,9 МПа (11.000 PSI)-нан астам болады және ИСО 10423 халықаралық стандартына сәйкес қолмен және автоматты түрде басқарылады.

Арматураның ұшындағы минималды өту диаметрі және жанындағы әкету құбырларының өту диаметрі 100мм. Айдау ұңғымалары сағадан басқарылатын сақтандырғыш клапандарымен жабдықталған. Сағалық құрылғы жоғары және төмен қысымды байқайтын датчиктермен және ұңғыманы жабу торабымен жабдықталған. Апаттық жағдайда датчиктер сирена беру үшін немесе клапандарды жабу үшін жергілікті басқару тақтасына сигнал береді. Автоматты басқару жүйесі айдау ұңғыма жұмысының технологиялық көрсеткіштерін бақылап отырады, апаттық жағдайда тоқтатып тастайды. Газ айдаудың бақылау клапанын әкету құбырлары жалғанған шығыс манифольдіне қондырылады. Сағаның қасында H_2S және өрт бақылайтын датчиктер қондырылады, байқалған кезде бірден басқару жүйесіне сигнал беріледі, ол автоматты түрде керекті шешімді қабылдайды. Сағалық құрылғыны қорытынды таңдау бөлшектеп жобалау кезінде жасалынады.

2.1.1 Мұнай және газ қорларының өндіруін талдау

Қашаған Кен орнының мұнай және ерітілген газ қорының есебі 2002-2005 жылдар аралығында 1.07.2005 жылы көлемді әдістер күйі бойынша өткен геологиялық барлау жұмыстарының нәтижесінің мәліметтерімен жасалынды. Бұрғыланған ШҚ-6, ШҚ-4, ШҚ-А-01 үш ұңғымадан алынған жаңа мәліметтер, Батыс Қашағанда өткізілген 3Д сейсмикалық материалдар, коллекторлардың тазартушылық-сыйымдылық қасиеттерін, қыртысты флюидтер қасиеттерін анықтау бойынша зерттеу жұмыстарының үлкен көлемі, ұңғымалардың шығару мүмкіндіктері позволил доизучить I және II есептілік объектілерді одан әрі тануға, мұнайлы аймақтардың шекараларын анықтауға және оларда көбірек зерттелінген C_1 категориясының қорларын ерекшелеуге мүмкіндік берді. ШҚ-4 ұңғымаларында өткізілген ГИС материалдарын талдау жоғары радиоактивті бумада кеуектілік және мұнайға қаныққан C_2 категория бойынша бағаланған қыртыс-коллекторларды ерекшелеуге мүмкіндік берді. Қорлар ҚР ЦҚР жиналысында көрсетілді, бекітілді (01.11.05 ж. № 495-05-У протокол) және ҚР мемлекеттік балансына санмен қойылды.

I немесе II объектілердің белсенді жетілдіріп жатқан аймақтарда мұнай едәуір өзгерістерден өтті және бастапқы күй мұнайына сай келмейді. Қабат мұнайының қасиеттері бастапқы шарттарға негізделген (бұрғыланбаған территория) және қазіргі жағдайы (бұрғыланған территория). Сонымен қатар бұрғыланған және бұрғыланбаған территорияларда әртүрлі жұмысшы агенттарді пайдалану қарастырылуда. Сондықтан игерудің варианттары бұрғыланған және бұрғыланбаған территорияларға есептелген.

2.1.2 Кеніштің энергетикалық жағдайының сипаттамасы, игеру режимдері

Пайдалану ұңғымаларына қарай сұйықты ығыстыратын басым энергия түріне байланысты, келесі негізгі мұнай кен орындарын игеру режимдерін (тәртіптерін) ажыратып қарастыруымызға болады:

- 1) қатты суарынды және серпімді суарынды;
- 2) газарынды (газды);
- 3) еріген газ;
- 4) сұйықтардың салмағы (гравитациялық).

Бірнеше режимнің әсері сезілсе, аралас режим туралы айтуымызға болады. Мұнайлы нұсқаның қозғалатын және қозғалмайтын режимдері туралы түсініктердің бар екенін ұмытпағанымыз жөн.

Кен орнындағы табиғи шарттардан, игергендегі жасанды шарттардан және ұңғымаларды пайдаланудан, қабаттың жұмыс істеу режимін анықтауымызға болады. Керекті немесе басқа режимді тағайындауымызға, ұстауымызға, тексеруімізге немесе басқа режимге алмастыруға болады. Кен орындарындағы игеру жүйесінде жүргізілетін әрекеттерден (қабатқа агенттерді айдау т.с.с.) және мұнай мен газ өнімдерін пайдалану, ұңғымалардан алу үрдістерінен қабаттың жұмыс істеу режимдерін анықтаймыз. Кен орнын игеру режимін тағайындау үшін, кеніштің энергетикалық ерекшеліктері мен геологиялық шарттары әсер етеді, бірақ олар игерудегі режимді анықтамайды.

Қатты суарынды режим кезінде, қабатқа келетін, алынған су, мұнай немесе газ орынын толтырып отырады. Кен орынын суарынды режим кезінде игергенде –алғашқыда қабат қысымының төмендегенінен, қалыптасқан қысым айырмашылығын (градиент) байқаймыз. Бұл жағдай судың өнімді аймаққа келіп, мұнайды ығыстыра бастаған кезінде байқалады. Егер қабаттан бір қалыпты сұйықты өндірген кездегі жағдайда, игеру уақыты ұзарған сайын, қабаттағы қысым қалыптасса – қабаттан алынған мұнайды су толық алмастырғанның білдіреді. Бұл, қабаттың толық суарынды режимде игеріліп жатқанын тағы да анықтайды. Егерде қабаттан алынатын мұнай өнімінің мөлшерін ұлғайтып отырсақ, арынды қабаттан алынған мұнай мен газ көлемін су толық алмастырып үлгермейді, сондықтан суарынды жүйенің өткізгіштік қабілеті өзгеріп, қабат қысымының төмендеуі байқалады. Бұл жағдай қатты суарынды режимнің еріген газ режиміне немесе басқа режимге ауысуының басы болғанын түсіндіреді. Кеніштер қатты суарынды режимде игерілген кезде-қабат қысымы баяу төмендейді, ұңғыма өнімі біраз мезгіл бір қалыпта болады, егерде ұңғыма түбінің қысымын өзгертпесек. Газ факторы да бірқалыпты болады- ұңғыма түбіндегі қысым мұнайдың газға қанныққан қысымынан төмендегенінше.

Серпімді суарынды режимінің мінездемесі бойынша, қабаттың және ұңғымалардың жұмыс істеу көрсеткіштері өзгеше болады. Серпімді суарынды режимінің негізгі көрсеткіші ретінде - бастапқы мерзімде пайдалану ұңғымаларындағы қысымның байқауымызша тез кішіреюі. Сосын қабаттан бір

калыпты өнім алған мерзімде, қысымның төмендеу қарқынының баяулауы. Бұл жағдайды – қысымның төмендеу аймағының, уақыт өткен сайын, өнімді қабаттың неғұрлым үлкен аймағына тарауымен түсіндіріледі. Бір қалыптағы өнімді алу үшін, қабаттағы серпімді ұлғаюдың, алғашқы мерзімге қарағанда, қысымның төмендеуінің кішірек мәнінің жеткіліктігі. Ұңғыма түбіндегі қысымды бір қалыпта ұстаған мерзімде, ұңғыма өнімінің мөлшері төмендейді. Алғашқы уақытта, айтарлықтай тез төмендейді. Сосын өнімнің өзгеру қисығының түсу еңсесінің аздап майысуын байқаймыз. Газ факторының, қатты суарынды режимінде сияқты өзгермеуі-қабаттағы және ұңғыма түбіндегі қысым мөлшері, мұнайдың газға қанныққан қысымы төмендегенше. Қабаттың кез келген нүктесіндегі қысымның төмендеуі, қабат арасына бірден тарамауы, ол қабат арасына белгілі бір жылдамдықпен тарайды.

Газ бүркемесі (төмпешігі) бар кен орындарында қысым түскен сайын газ ұлғайып, мұнайды ығыстыру үрдісінде (гравитациялық), салмақтар эффектісі қатар жүреді: мұнай өзінің салмағының әсерінен кеніштің төмен жағына ығыстырылады, ал мұнайдан босап шыққан, еркін газ жоғары жағына қозғалып, газ бүркемесін толтырады. Мұндай эффекттер, неғұрлым қабаттың құлау бұрышы, өткізгіштігі көбейген сайын және қабаттан сұйықты алу қарқыны (сүзілу жылдамдығы) аз болған жағдайда, көбірек сезіледі. Қоспадан босап шыққан еркін газ, газ бүркемесін толтырған сайын, қабат қысымының түсуі азырақ өзгереді. Мұнай мен газдың бір- бірінен бөлініп, газ бүркемесі бар кен орындарда, газ бүркемесін қашық орналасқан ұңғымаларда газ факторы біраз уақыт аз мөлшерде болуы мүмкін. Ал мұнай-газ нұсқасына жақын орналасқан ұңғымаларда газ факторы тез өсіп, тіпті ұңғымадан тек қана газдың фонтандауы мүмкін.

Кен орнын, еріген газ режимінде игерген жағдайда, газ факторы жылдам өсіп, сосын бір максималды мәнге жеткенде, тіпті қабаттағы энергия қорының таусылғанын білдіреді. Газ факторының тез ұлғаюын, қабаттың газға қанық болғандығымен және жыныстардың газға деген фазалық өткізгіштігінің, басқа сұйықтарға қарағанда, мол болғандығымен түсіндіреміз.

Өндірістік тәжірибе де, кеніштерді игеру мерзімінде тек қана бір режим болмайды. Кейбір кен орындарын игерген де, әр учаскесі немесе блоктары, әр түрлі режимде игеріледі.

2.1.3 Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу

ОПР кезеңіндегі ұңғымалардың гидродинамикалық зерттеулері келесі міндеттерді шешу мақсатында жүргізіледі:

- Жаңа технологиялардың сынауын жүргізуді бақылау;
- қабаттардың өнімді және фильтрациялық сипаттамаларының бағалануы мен нақтылануы;
- қабаттардың ұңғымаларға жақын аудандарының жағдайын бағалау;
- ұңғыма жұмысының оптималды режимін таңдау;

- біткелі отырған агенттің өндірген өнімін бақылау;
 - өндірілімнің интенсификациясы бойынша іс-шараларды жүргізудің тиімділігін бағалау;
 - шоғырдың энергетикалық жағдайын бақылау;
 - ұңғымалар, құрылым аудандары, пайдалану объектілері арасындағы гидродинамикалық байланысты, бұзушылықты анықтауды, қабаттардың даралануын, жарықшақтық аудандарын анықтауды бағалау;
- Кен орындарда гидродинамикалық зерттеулер кешеніне енеді:
- Өндірілетін ұңғыма дебитін, айдамалы ұңғыманың алынатын агент көлемін өлшеу;
 - сағалық және кенжар қысымдар мен температураларды өлшеу;
 - тұрақтанған фильтрация зерттеулері: тұрақтанған таңдама әдістері, толтырудың тұрақтанған режимдер әдістері;
 - өндірілетін (айдамалы) ұңғымаларда қысымның қалпына келуін (төмендеуі) зерттеу;
 - ұңғымалардың өзара іс-әрекетін (интерференция, гидротыңдау) зерттеу;
 - қабатта алынатын агенттің қозғалуын бақылау.

Сағалық және түп қысым мен температураларды өлшеу. Нормативтік құжаттаманың ұсыныстарына және жаңа өндіруші және бұрғылаудан шыққан айдамалы ұңғымалардағы, сонымен қатар пайдалануға енгізілген тұрып қалған ұңғымалардағы және басқа жиектен тасымалданған ұңғымалардағы аналогтік кен орындарды игеру тәжірибесіне сәйкес, қабаттың бастапқы термобарикалық сипаттамаларын бағалау мақсатында қабаттық, кенжарлы қысымдар және температура бірреттік зерттеу түрінде іске асуы тиіс, кейін қабаттардың ағымдағы термобарикалық жағдайын бақылау үшін, әзірлеу үрдісінде үш айда бір рет мерзімділігімен жүйелік өлшеулер жүргізілуі керек.

Өндірілетін (айдау) ұңғымаларда қысымның қалпына келуін (төмендеуі) зерттеу. Зерттеулер нормативтік құжаттардың ұсыныстарына сәйкес жүргізіледі және қабаттардың ағымдағы және бастапқы фильтрациялық қасиеттерін бағалау үшін, іс-шаралардың технологиялық әсерін бағалау үшін арналған.

Ұңғымалардың өзара іс-әрекетін (интерференция, гидротыңдау) зерттеу. Интерференция және гидротыңдау зерттеулері, әдетте, қабатта болып жатқан үрдістерді түсіну үшін, қабат сипаттамаларын бағалау үшін МҰО, КВД, РЛТ зерттеулердің нәтижелері жеткіліксіз болған күрделі жағдайда қарастырылады. Интерференция (гидротыңдау) зерттеуі газбен толтыру немесе өндірудің бастапқы кезеңінде ең маңызды болып табылады, мысалы, толтырылатын агенттің қабатта ықтималды жарып шығу ауданын орнату үшін. Қажет жағдайда, зерттеудің оыс түрін іске асыру үшін ұңғымалар таңдалады.

Қабаттың гидроөткізгіштік коэффициенті k , h және μ , параметрлерінің комплексі болып табылады, сондай-ақ жыныстардың және ондағы тұтқырлығына және қабат қуатына тәуелді болатын қабаттың гидравликалық өткізгіштігінің сапалы сипаттамасын білдіреді. Қабаттың гидроөткізгіштігі қабаттың өткізгіштігімен қуатына тура пропорционал

болады және қабат бойынша ағатын сұйықтың тұтқырлығына кері пропорционал болады. Сұйықтық тұтқырлығының μ және k мен h өсуі кезінде гидроөткізгіштік азаяды және керісінше тұтқырлық азайған кезде, гидроөткізгіштік үлкееді.

Қабаттың пьезоөткізгіштік коэффициенті қабаттың және ондағы сұйықтықтың серіпімді қасиеттерімен сипатталады. Пьезоөткізгіштік коэффициентінің мөлшері m^2/c . Өнімділік коэффициентімен ұңғының және осы ұңғыны қоршап тұрған қабат бөлшектерінің гидродинамикалық қасиеттері сипатталады. Зерттеулер кезінде түп қысымына сұйықтық шығынының тәуелділігін газ факторын ұңғы өнімдегі су мен құмның құрамын анықтайды. Сонымен қатар қажетті болса. Мұнайдың қасиетін анықтау үшін қабат мұнайынан сынама алынады. Ұңғыларды зерттеу әдісін екі топқа бөледі:

1) Ұңғы жұмысының орнатылған режимі кезіндегі ұңғыларды зерттеу әдісі (сынамалы кері айдау әдісі);

2) Ұңғы жұмысының орнатылған режим кезіндегі ұңғыны әдісі (қысымының тұрақталу - түсу әдісі).

Ұңғының өнімділік сипатын анықтау үшін және оның жұмысының технологиялық режимін орнату үшін зерттеулер кезіндегі сынамалы кері айдау әдісін қолданады, ал қысымның тұрақтану (кұрау) әдісін – қабат параметрін анықтау үшін қолданады.

Орнатылған ағын кезіндегі ұңғыны зерттеу келесі түрде жүргізіледі. Зерттелетін ұңғы жұмысының қандай да бір орнатылған режимі кезінде ұңғының түп қысымы мен шығымын өлшенеді. Тораптан газды шығаратын газ өткізгіштігінде орнатылған расходомер бойынша, бөлінетін газдың мөлшерін анықтайды. Буфердегі және құбыр аралық кеңістіктегі қысымды бақылаушы манометрмен айқындайды. Осыдан кейін ұңғы шығыны шамамен 20% өзгеруі үшін ұңғы жұмысының жаңа режимін құрап үлкен немесе кіші диаметрге штуцер өзгертеді. Осы режимде ұңғыны пайдалануды бірнеше сағатқа қалдырады және содан кейін берілген штуцер кезінде ұңғының түп қысымы мен шығымын өлшейді. Жаңа режим орталығы деп есептеледі., сол кезінде, егер газ бен сұйықтықтың шығыны қайта-қайта өлшегенде 10% - ы өзгеруі мүмкін. Сондықтан кері айдау әдісімен фонтан ұңғыны зерттеу кезінде шығынның түп қысымына қысықтық тәуелділігінің 4-5 нүктесін түсіріп алу жеткілікті.

Ұңғы жұмысын әрбір режимі кезінде шығын мен қысым өлшеу мен бір уақытта сулану процентін және құммен сұйықтықтың құрамын орнату үшін мұнайдың сипаттамасын таңдап алады және газ факторын анықтайды. Зерттеулер көрсеткіштері бойынша түп қысымына сәйкес келетін ұңғы шығымының тәуелділік графигінің немесе қабат пен түп қысымның арасындағы өзгеріс графиктерін тұрғызады (индикаторлық қисықтар). Орнатылған режим немесе қысымның тұрақталу – (кұлау) әдісімен зерттелу кезіндегі ұңғыны зерттеу, ұңғыны тоқтатып және қосу кезінде қабатта жүретін фильтрацияның орнатылған процесстерін білуге

негізделген. Бұл әдіспен түп қысымы мұнайдың тотығу қысымын төмен болатын ұңғыларды зерттейді, сондай-ақ бір формалы сұйықтықтығы бар қабат үшін қолданылған жөн.

Бұл зерттеу әдісінің мәні ұңғыны тоқтатқанан кейін уақыт бойынша түп қысымының тұрақталу жылдамдығын бақылауынан немесе ұңғыны іске қосуынан кейінгі түп қысымының төмендеу жылдамдығын бақылауынан тұрады. Ұңғыны тоқтатқаннан кейінгі бастапқы уақыттарда мұнай ұңғының түбіне келуі нәтижесінде ұңғының ішіндегі сұйық бағанасы көтеріліп, түп қысымы өседі. Уақыт өте келе мұнайдың көтерілу қарқыны төмендейді. Соңында түп қысым қабат қысымына асимптомды түрде жақындайды. Қысымның төмендеу әдісі бойынша ұңғыны зерттеу кезінде түп қысымы ұңғыны пайдалануға қосқаннан кейін төмендейді және орнатылған қабаттан сұйықтықты алуға сәйкес келетін өзінің мәніне ұмтылады. Зерттеу процессі кезінде түп қысымның өзгеруі туралы көрсеткіштер белгілі бір уақыт өткен сайын жазылып отырады. Осы көрсеткіштерге сәйкес қысымның тұрақталу қисығын ΔP және lgt координатоларында тұрғызады.

2.2 Ұңғыларды пайдалану тәсілдеріндегі көрсеткіштерінің сипаттамасы

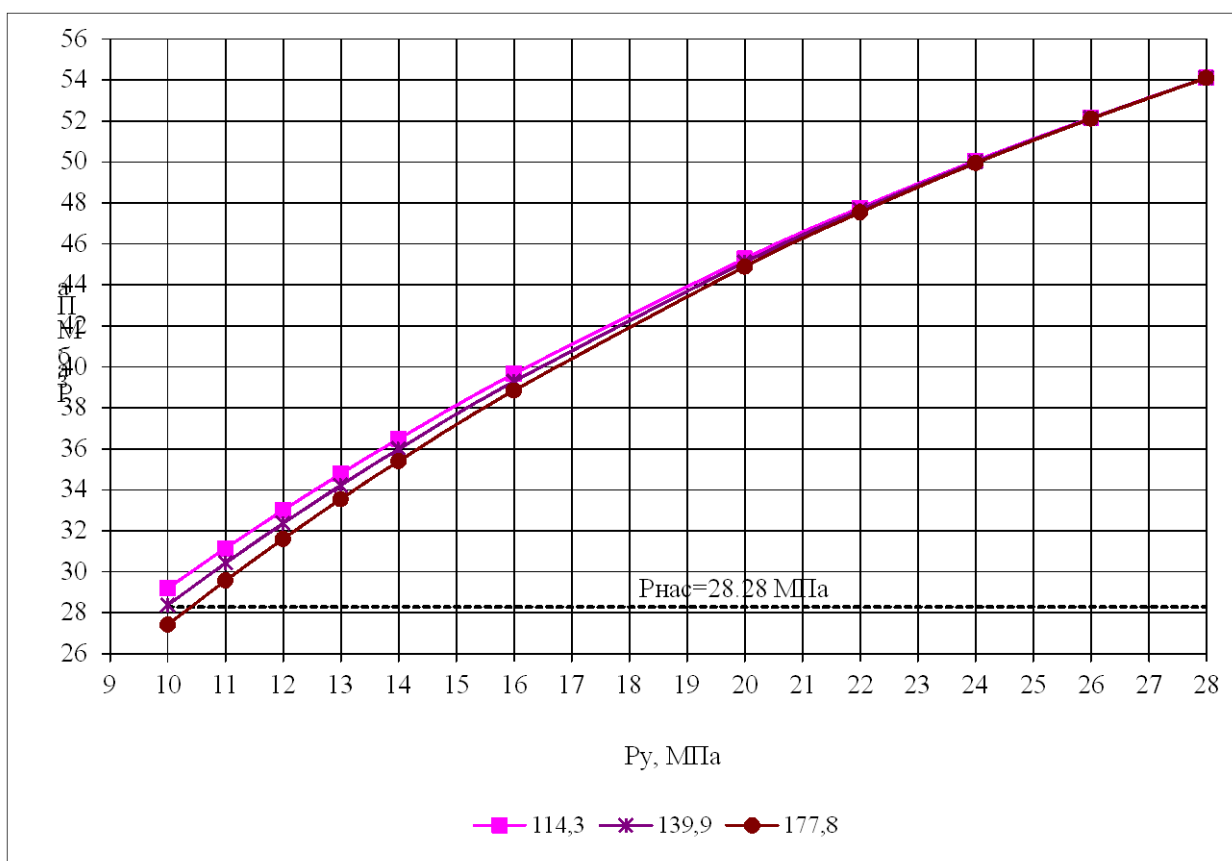
Мұнай және газ өндіруде жерасты және жерүсті қондырғыларын таңдау – Қашаған кен орнын игеру жобасының болжамды технологиялық көрсеткіштерімен анықталған ұңғыманы пайдаланудың технологиялық шарттарына негізделген. Фонтанды ұңғыманы сынау нәтижесі пайдаланудың технологиялық шарттарын анықтайтын және кен орындағы көмірсутектерді өндіру үшін техникалар мен технологияларды таңдауға әсер ететін көрсеткіштер мәнін (жерасты температурасы, жерасты (қабат) қысымы, жоғары газ құрамы, сұйық құрамында CO_2 , H_2S компоненттерінің болуы) жерасты (қабат) суының жоғары минералды болуын, ұңғыманың өнімділігін анықтауға мүмкіндік береді.

Ұңғыманы пайдаланудағы технологиялық шарттар. Кен орнында екі барлау – ШҚ – 1, БҚ – 1 және бес бағалау – ШҚ – 2, ШҚ – 3, ШҚ – 4, ШҚ – 5, ШҚ – 6 ұңғымалары бұрғыланған. Сыртқы диаметрі 88,9 мм СКҚ – мен (ШҚ – 6 – 139,7 СКҚ – мен жабдықталған) және 103,5 МПа қысымға есептелген фонтанды арматурамен жабдықталған 6 ұңғыманы өнімділікке сынау жүргізілді. Сынау нәтижесі бойынша фонтанды атқылау жүйесімен тазалауға дейінгі және кейінгі өнім сипаттамасы анықталды. Ұңғымалар шығымы $17 \text{ м}^3/\text{тәулік}$ тен $1157 \text{ м}^3/\text{тәулікке}$ дейін кең ауқымда зерттелді. Жұмыс қысымында депрессия 0,26 – дан 51,5 МПа – ға дейін өзгерді. Өнімділік коэффициенті $0,5 \text{ м}^3/\text{тәул}/\text{МПа}$ (ШҚ-3) – ден $4442 \text{ м}^3/\text{тәул}/\text{МПа}$ (ШҚ-4) ауқымда анықталды.

Қабат қысымы және газ факторының жоғары болуы, ұңғыма өніміндегі судың аз болуы, сонымен қатар жер қабатына газ айдау мүмкіндігі мұнай өндіруді жеңілдетеді. Кен орынның геологиялық – физикалық сипаттамасына

сәйкес ($P_{пл}=78$ МПа, $P_{кан}=28,3$ МПа) ұңғымалар $P_{түп} < P_{кан}$ кезде жұмыс істейтінін болжауға болады. 5.1 – суретінде сыртқы диаметрі 114,3 мм (4,5"), 139,7 мм (5,5") және 177,8 мм (7") СКҚ – дан тұратын көтергіштердегі қысым $P_{түп} < P_{кан}$ кездегі фонтанды атқылау шарттарын анықтайтын кесте берілген.

Кестеде көрсетілгендей ұңғымалар саға қысымда 10–нан 28 МПа–ға дейін және түпкі қысымда 28,5 – 54 МПа – ға дейін атқылай алады. Түпкі қысымның 28,5 МПа максималды мәніне сағадағы максималды қысым 114,3 мм СКҚ – да 10 МПа, 139,9 мм СКҚ – да 10,4 МПа, 177,8 мм СКҚ – да 10,7 МПа сәйкес келеді. Бұл жағдайда фонтан газдың энергиясының гидростатикалық арын көмегімен атқылайды.



1.1 Сурет– $P_{түп} \geq P_{кан}$ кездегі ұңғымалардың фонтандау шарты

Моделдеу нәтижесіне байланысты динамикалық саға қысымы бағаданды. Ол фонтанды ұңғыманың минималды қысым негізгі тораптарда 11 МПа (1525 PSI) – ден 6,2 МПа (900 PSI) – ға дейін және аралдағы ұңғымаларда 12 МПа (1750 PSI) – ден 7,7 МПа (1120 PSI) – ға дейін төмендейді. Қабат қысымының төмендеуін және құрамында газдың көбеюін ескере отырсақ, қалыпты өндірумен қамтамасыз ететін саға қысымының алғашқы төмендеуі 2024 жылдан бұрын болмайтыны болжануда.

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

Қысқа мерзім ішінде ғылыми-зерттеу институтымен ТМД елдерінің заводтарымен бірге тоттану ингибиторларын және тоттануға қарсы жабдықтар дайындау сұрақтары шешілген болатын.

Өндіру ұңғыларын қауіпсіз пайдалану үшін, арнайы жерасты және жерүсті жабдықтарымен жабдықталған. Бірінші рет еліміздің мұнай өндіру кәсіпшілігінде Жаңажол кен орнының шарттары үшін ұңғыларды күрделі жөндеу мен игеру үшін лақтыруға қарсы (ОКК2-168*245*324-350 к2) тізбек бастары, тоттануға қарсы фонтанды арматураларды (АФК -6В-80/65-35К2), арқанды жұмыстарды жүргізуге арналған (ОУП-80*35К2) лақтыруға қарсы сағалы жабдықтарды енгізу және игеру болатын.

Мұнай мен газдың атмосфераға шығуын болдырмау үшін басқарылатын бөлу-қлапандары (КОУК 89/73-136-35К2) кешендері енгізілген болатын.

ВНИИ гермет институтының қондырғылары мен құбырларын игеру кезінде, сульфидті тоттану ағынына тұрақты 20ЮЧ маркалы болаттан жасаған. Мүмкіндік кернеуі 40% дейін шектеуде күкірт сутекті ағу мүмкіндігі шарты кезінде жасалған құбыр өткізгіш бөлшектері мен құбыр қабырғаларының шартын есептеу, оның жалпы тоттануынан 3-тен 4-ке дейінгі металды компонентті қоспасымен аққыштық шегі есептелген.

Көрсетілген институттармен қабат қысымын ұстап тұру жүйесі мен жерасты, жерүсті жабдықтары үшін тоттану ингибиторларының (95 %-ке дейін қорғайды) ең тиімдісі ұсынылған болатын:

- мұнай мен газды дайындау және жинау жүйесі үшін тоттану ингибиторы "Мұнайхим-3".

- мұнайды жинау және қабат қысымын ұстау жүйесіне арналған тоттану ингибиторы - "Волга-1".

- мұнайды жүйесіне арналған парафинді шөгу және тоттанудың кешенді ингибиторы - СНПХ-7920М.

Тоттануға төзімді жабдықтар мен тоттануға қарсы ингибиторлардың арқасында 18 жыл аралығында тоттану әсерінің мұнай газ құбырларының жарылысы байқалған емес.

Мұнайды жинау жүйесінде тоттану жылдамдығы орташа 0,06 мм/жыл жылына (ингибиторсыз -1мм/жыл), қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде -0,1 мм/жыл (ингибиторсыз -1,7мм/жыл), мұнай және газды дайындау жүйесінде - 0,03мм/жыл (ингибиторсыз -0,1мм/жыл) құрайды.

Барлық келтірілгендерге жерасты және жерүсті ұңғы жабдықтары, мұнай және газ құбыр өткізгіштігін, су жерді газ өңдеу заводының технологиялық жабдықтарын тоттануға қарсы қорғау бойынша қолданудың технологияның жоғарғы тиімділігі жөнінде куәландырады.

2.3 Арнайы бөлім

Қашаған кен орнын игеру жағдайы

Қашаған кен орнын игеруде жасанды өндірістік аралдар пайдаланылады: қызметкерлер құрамы жоқ шағын "бұрғылау" аралдары және қызмет көрсетуші қызметкерлер құрамы бар үлкен "технологиялық кешені бар аралдар" (D аралы).

D аралында шикі газдан сұйық фазаны (мұнай мен суды) алуға арналған технологиялық қондырғылар және газ айдауға арналған қондырғылар бар. I кезеңде өндірілген газдың барлық көлемінің шамамен жартысы қабатқа кері айдалады. Алынған флюидтер мен шикі газ мұнайды тауарлық сапаға дейін дайындау жүзеге асырылатын Қарабатанға теңіз құбыр желісі бойынша беріледі. Бұрғыланған ұңғымалардың жалпы саны 51 ұңғыманы құрайды. D аралында 12 ұңғыма бар, олардың 4-і айдағыш ұңғымаларға қайта жабдықталатын болады. A аралында 8 ұңғыма бар. EPC 2,3,4 аралдарында жалпы 20 ұңғыма бар.

Қашаған кен орындарында ұңғымалық Өнімді көп сатылы айыру пайдаланылады. Көп сатылы сепарация біртіндеп бұру үшін қолданылады. Қысымның төмендеуіне қарай еркін газ ол ұңғыма сағасында жоғары қысымда қолданылады. Ұңғымадан шыққан Флюид D аралына беріледі, онда ол үшін флюидтерді тазалау қондырғылары жиналып, жұмыс істейді. Алдымен флюид тестілік сепараторға барады. Тестілік сепаратор өндіру ұңғымаларының өнімдерін өлшеуге арналған. Содан кейін флюид нақты уақыт ағындарын өлшеу үшін мультифазды шығын өлшеуге барады. Мультифазды Шығын өлшегіштер фазалар бойынша бөлінбестен мұнай / газ / судың бір мезгілде ағынын дәл өлшеуді қамтамасыз етеді. Жүйе мұнай мен судың тұрақты құрамы бар кез келген ағын режимінде пайдаланылуы мүмкін. Мультифазды ракодомерлер техникалық қызмет көрсетуге арналған аз шығындармен пайдалану үшін және пайдалануға ыңғайлы болу үшін арнайы әзірленген. Сұйықтықтың қасиеттері бойынша калибрлеуді немесе бастапқы деректерді талап етпейді. Кейін біздің флюид фазалар бойынша бөлу үшін жоғары қысымды сепараторға барады. ВД сепараторлары қысымын өзгертпей құрамында сутекті газдың негізгі мөлшерін бөлуге арналған. Бөлінген мұнай одан әрі бөлу үшін орта және төмен қысымды сепараторға өтеді. Бөлектелген мұнай одан әрі мұнай тасымалдау үшін сығынды сорғыларға барады. Мұнай Атырау қаласының маңында орналасқан "Болашақ" МГКДҚ зауытына мұнай құбырында жүріп жатыр.

Болашақ зауыты-мұнай және газ дайындау зауыты. Ұңғымадан шыққан барлық өнім Болашақ зауытына келеді. Зауыттың мақсаты-тауар түріндегі мұнайды тазарту және дайындау. Тазартудан кейінгі мұнай сапасы:

Судың құрамы $< 0,5\%$; тұз құрамы < 40 мг / л; будың серпімділігі < 500 мм р. с.; күкірт сутегінің құрамы < 10 ppm; меркаптанның құрамы < 20 ppm.

Аралдан мұнай жылу алмастырғышқа түседі. Жылу алмасу аппараты - әр

түрлі температурасы бар екі жылу тасымалдағыштың арасында жылу алмасу жүзеге асырылатын құрылғы. Егер бірінші жылу тасымалдаушы мұнай болса, екіншісі-нафта. Жылу алмастырғышта мұнай қажетті температураға дейін қызады және үш фазалы сепараторға өтеді.

Үш фазалы Сепараторда мұнай айырудың тағы бір сатысы өтеді. Сепаратордан Газ компрессорлық станцияға барады. Сепаратордан су гидроциклонға кетеді. Гидроциклондардың әрекет ету принципі сұйықтықтың айналмалы ағынында қатты фаза бөлшектерінің сепарациясына негізделген. Осыдан су қосылған мұнай су-тазарту қондырғысына жіберіледі. Су тазарту жұмысының принципі-төменгі жағынан су, ал жоғарыдан мұнай беріледі. Мұнай құбырлармен төмен ағқанда, газ құбырларына жоғарыдан айдалады. Газ, жеңіл қосылыс ретінде мұнайдан газ молекулаларын алып, қондырғыдан кері шығады.

Газдан бөлектелген мұнай электрдегидраторға жіберіледі.

Электрдегидратор-электр өрісіндегі кері типті мұнай эмульсиясын (мұнайдағы су) бұзу жолымен шикі мұнайдан суды бөлуге арналған аппарат. Электр өрісінің индукциясы нәтижесінде диспергирленген су глобулалары шыңында электр зарядының пайда болуымен поляризацияланады, өз қозғалысының бағытын синхронды негізгі полюмен өзгертеді және барлық уақытта тербеліс жағдайында болады. Глобуланың формасы үнемі өзгеріп отырады, бұл құрылымдық-механикалық кедергінің қысылуына, адсорбциялық қабықшалардың бұзылуына және су глобуласының коалесценциясына әкеледі. Ток электрдегидратордың үстінен екі трансформатормен беріледі. Судан толық тазартылған мұнай тұрақтандыру колоннасына беріледі. Тұрақтандыру колоннасының төменгі бөлігінде будың көмегімен бензин барлық газ тәріздес көмірсутектерден босатылуы үшін шамамен 130-140 температура сақталады, олардың қатысуымен бензин айтарлықтай алыпты жағдайда оның буларының серпімділігі артады. Көбінесе колонна 35-40 тәрелке бар. Жоғарғы жағынан конденсацияланбайтын газдар, негізінен метан және этан шығарылатын қысымдағы ыдыста жиналады. Сұйық өнім ыдыстың түбінен алынады. Қысыммен екінші рет айдау бұл сұйық өнім құрамдас компоненттерге бөлінуі мүмкін.

Мұнай осыдан фракциялық колоннаға келеді. Фракциялық колонна режимін таңдау, бұрын көрсетілгендей, температуралық режимді таңдау болып табылады. Температураны колоннаның биіктігі бойынша бөлу және температуралық градиент жалпылама көрсеткіштер болып табылады және колоннаға түсетін қоректену температурасына, оған қыздырылған су буымен немесе басқа да жылу агенттерімен енгізілетін мөлшерге және суландыру шығынына байланысты болады. Осылайша, фракциялық бағананың төменгі секциясы пісірілген. Бүйір іріктеумен сұйық фазадан тәрелке фракционной колоннаның туғаннан нафталиновую және фенольную фракциясының. Конденсат Сепараторда жеңіл май мен сепараторлық суға бөлінеді. Бүйірлік іріктеумен бөлінетін өнімдер салқындатылады және жинағыштарға жиналады.

Жинақтан мұнай айдау сорғысымен Мерокс демеркаптанизациялау

қондырғысына түседі. Шикізат катализатордың қызмет ету мерзімін ұзарту мақсатында күкіртсутекті және органикалық қышқылдарды жою үшін колоннадағы сілті ерітіндісімен жуылады, одан кейін экстракторға түседі, одан катализатордың ерітіндісімен төмен молекулалық меркаптандар экстракцияланады. Экстрактордан алынған мерокс ерітіндісі бір мезгілде катализаторды регенерациялаумен ауа оттегімен дисульфидтерде меркаптандардың каталитикалық тотығуы орын алатын реакторға беріледі. Реактордан қоспа ауа мен дисульфидтердің артық бөлінуіне арналған сепараторлар өтеді, содан кейін регенерацияланған мерокс ерітіндісі реакторға қайтарылады. Төмен молекулярлы меркаптандардан тазартылған шикізат экстракторда экстракциялауға және реакторда тотығуға ұшырамаған жоғары молекулярлы меркаптандарды дисульфидтерге ауыстыру үшін сілті сепараторынан реакторға түседі. Реакторда шикізат ауамен және мерокс ерітіндісінің қосымша мөлшерімен өзара әрекеттеседі. Реактор қоспасы сепараторға түседі, онда тазартылған өнім және мерокс айналмалы ерітіндісі бөлінеді. Барлық проблемалы өнімдерден толық тазартылған тауарлық мұнай одан әрі экспорттау үшін резервуарлық паркке түседі.

2.3.1 Ұңғы өнімдерін өндірістік жинау және дайындау жүйесіне қысқаша шолу

Өндірілетін өнім құрамында H_2S күкірттісутек пен CO_2 көмірқышқыл газының жоғарғы дәрежеде болуы және кен орынның орны (Каспийтеңізінің шельфі) ұңғыма өнімдерін жинап дайындау технологияларына әсер етеді. Және кен орынды орналастыру жүйесіне үлкен қаржы қажет етеді. Ұңғыма өнімдерін жинап дайындау жүйесін таңдауда ескеру қажет:

- H_2S пен CO_2 болуы;
- өндірілетін өнім құрамында газдың болуы;
- өнімнің реологиялық сипаттамасы;
- өнімді дайындайтын нысандардың алыс болуы;
- климаттық жағдайлар (теңіз).

Құбырлар мен қондырғыларды, реттеуіш және бақылау - өлшеу құралдарын таңдауда барлық талаптар орындау, технологиялық процестің сенімділігін қамтамасыз ету, барлық өндірілетін өнімдерді өлшеп, тіркеу, барлық жинау және дайындау процесі толығымен герметизацияланған болуы керек. Өнімді тасымалдау сызықтарында қырғышты жіберу – қабылдау тораптарын қарастыру керек.

Бұл тәжірибелік - өндірістік жобаны үш сатыда (транш) өткізу жоспарлануда. Бастапқы екі сатыда өндіру көлемі 38,300т/тәул (300,000 барл/тәул) және газды қайта айдау көлемі өндірілген толық іліспе газдың 50% деп жоспарлануда.

Игерудің үшінші сатысында өндіру көлемі газ айдаудың қосымша қуатын қосу арқылы 57,450 т/тәул жетуі тиіс. Кен орынды тәжірибелік - өндірістік игеру

кезінде үш арал (А, D және 5) салу қарастырылған. Пайдалану ұңғымалары барлық үш аралда да болады, ал айдау ұңғымалары тек D аралында болады, D аралындағы технологиялық кешен болып табылады. А және 5 блоктарында тек қана ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу процестері болады, кейін мұнай – газ коллекторы арқылы «D» блогы келіп түседі.

Әр траншқа салу стратегиясы құрылыс – монтажды жұмыстарда максималды қауіпсіздікті қамтамасыз етуге және күрделі қаржы аз жұмсауға негізделген.

Өндірілетін өнімді жинау, өлшеу, айыру және тасымалдауға арналған ұңғыма өнімдерін өндірісіші жинау жүйесін жобалау кезінде қондырғылардың, құбырлардың және ғимараттардың жұмыстарының қауіпсіздігін қамтамасыз ететін шарттар қарастырылған. Транш 1 және 2 арналған өнімді өндірісіші жинау жүйесі құрамында келесі қондырғылары бар А, D және 5 блоктарынан тұрады:

- Өндіру ұңғымалары;
- айдау ұңғымалары;
- лақтыру желілері (құбырлары) жүйесі;
- ұңғыма өнімін өлшейтін манифольдтар;
- манифольдтан технологиялық кешенге дейін өнімді жинайтын мұнай – газ коллекторлары;
- факел жүйесі.

Лақтыру желілері жүйесі. Лақтыру желілер жүйесі ұңғыма сағасынан манифольдке дейінгі өнімді жинайтын құбырлардың тұрады. Пайдалану құбыр өткізгіштердің диаметрі ұңғыманың жоспарлаған максималды өнімділікке байланысты алынған. Лақтыру желілері ұңғыманың сағасы жабық кездегі аймақтан манифольдтің алдында орналастырылған клинді ысырмаға дейінгі қысымға есептелген. Сондықтан бұл аймақта сақтандырғыш қондырғыларын орналастыру қарастырылған. Лақтыру желілерінің сипаттамасы (А және 5 аралдары):

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 62,4 МПа;
- жұмыстың қысымы – 13,0 МПа;
- сағалық температура – 75⁰С.

«D» аралы. D блогы аралында өндіру және айдау ұңғымалары бар. Транш 3 кезінде 18 өндіру және 10 айдау ұңғымалары болады. D блогындағы өндіру ұңғымалардың максималды саны 18, қалған өндіру ұңғымалары белгілі бір уақыттан кейін айдау ұңғымаларына ауыстырылады. Өндіру ұңғымалары:

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 62,4 МПа;
- жұмыстың қысымы – 11,0 МПа;
- сағалық температура – 75⁰С.

Өндіру – айдау ұңғымалары:

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 83,0 МПа;

- жұмыстың қысымы – 76,0 МПа;
- сағалық температура – 91⁰С.

Ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу. Ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу «р жасанды аралда орналасқан пайдалану және сынау манифольдтар (UNIT 130) көмегімен жүзеге асырылады. Пайдалану ұңғымаларының сағасынан манифольдтарға дейін лақтыру желілері тартылады. Пайдалану манифольдтары ұңғыма өнімдерін жинауға арналған, ұңғыманы сынау манифольдтары – жеке ұңғымалардың өніміндегі сұйықты, мұнайды және газды периодты түрде анықтау үшін арналған.

Ұңғыма өнімін лақтыру желілері арқылы пайдалану манифольдіне беріледі. Лақтыру желілері қысымды теңестіру және әр ұңғымадан келген сұйық ағынын реттеу үшін реттеуіш ысырмалармен жабдықталған.

Ұңғыма өнімін өлшеу үшін әр лақтыру желісі ұңғыманы сынау манифольдіне жалғанады, бұл жерден сұйық «D» блогының көп фазалы шығын өлшеуішіне немесе сынау сепараторына келіп түседі.

Ұңғыма өнімін өлшеудің екі сатысы қаралған: «А» блогында әр өндіру ұңғымасының өнімі мен фазалар құрамы көп фазалы шығын өлшеуішімен өлшеніп, «D» блогына құбырөткізгіш арқылы ұңғыма өнімі өлшенеді.

Пайдалану және сынау манифольдтарының өткізу қабілеттері өндірілетін мұнай – газ қоспасының максималды көлеміне сәйкес алынады.

Пайдалану және сынау манифольдінің және сынау сепараторының есептік қысымы 13,1 МПа, есептелген температура 40 – 85⁰С арасында. Манифольдтің жұмысы 9,6 МПа қысымда және 42 – 75⁰С температурада жүзеге асырылады.

Факел жүйесі. Теңіздік факелдік жүйе (UNIT-230) су бетіндегі қондырғылар арқылы сақтандырғыш клапандардан келетін, кейін жиналатын отындық газдар мен буларды жағуға және апаттық жағдайларда технологиялық қондырғылардан газдар мен буларды автоматты босату және қолмен басқару үшін арналған. Қашаған кен орнын игеру барысында келісілген ортақ саясатында көмірсутектерді факелді жағу минимумға түсірілуі керек. А және 5 аралдарында жоғары қысымды факелдік жүйесі, ал «D» аралында жоғарғы және төменгі қысымды факельдік жүйе қарастырылады. Факельдік жүйе жоғары қысымды сақтандырғыш клапандардан және де лақтыру клапандарынан келетін жанғыш газдарды жағуға арналған. Барлық жүйедегі бір уақыттағы қысымды лақтыру D бөлігіндегі BD факельдік жүйенің жұмыс режимін қайта қосуға әкелуі мүмкін, себебі лақтырылған ағын шығыны толық қысым лақтыру кезінде есептелген шектен аспауы қажет.

Теңіздік мұнай – газ жинағыш коллекторы. Теңіздік мұнай жинағыш коллекторы мұнай – газ қоспасын А және 5 аралдарын «D» аралына жеткізу үшін арналған. Мұнай – газ жинағыш коллекторы теңіз шекарасында кіру және шығу гидротехникалық салынған блокта орнатылған тығын арматурасымен қылысады. Теңіздік мұнай – газ жинағыш коллектор салынған құбырөткізгіштері шығарылуы кеем қозғалысынан бос жерлерде шығарылады. Гидротезникалық құрылымдардағы ұстымдардың орналасуы және

конструкциялық бекітуі техникалық және құрылыстық шарттарға сай жобалада анықталады.

А және 5 аралдарындағы ұңғымалардан өндірілген мұнай – газ жинағыш коллекторлармен жіктеледі. Және ол «D» аралында алынған сұйықтар мен араласып тасымалданады. «А» және 5 блоктар «D» блогымен екі көп фазалы құбырөткізгіш біріктіріледі. Ол «D» блогындағы технологиялық кешеннен манфольдтарға пайдалану үшін сәйкес төселкен. Есептік қысым 13,1 МПа және есептік температура 85⁰С. Үш көп фазалы құбырөткізгіш «А» және «D» блогына біріктіреді, номиналды диаметрі 450мм (18" – екі құбырөткізгіш) және 250мм (10" – үшінші құбырөткізгіш) бар және де екі құбырөткізгіште 5 блок пен «D» блогын біріктіреді және диаметрлері 300мм (18").

«А» блогындағы сынау манифольдінен технологиялық кешенге дейін сынау құбырөткізгіш диаметрі 250мм (10") жобаланады, ол технологиялық кешенде орналасқан сынау сепараторына дейін өнімді тасымалдауға арналған. А және 5 блоктардың шығысынан және «D» блогындағы кірісіндегі мұнай – газ жинағыш камерасы орнатылған. Ол құбырөткізгішті периодты түрде тазалап тұруға арналған. Мұнай – газ жинағыш коллекторы суасты төселеді. Су тереңдігі 2м – ден жоғары болғанда төсемнің тереңдігі 1,8м құрайды, ал судың тереңдігі 2 м кем болса, онда құбырөткізгіш төсемінің тереңдігі 1м құрайды, себебі мұнай – газ жинағыш коллекторы суасты төселетін болғандықтан коллекторды қорғаудың барлық шаралары жүргізіледі. Блоктар арасындағы құбырөткізгіш ұзындықтары:

- А блогы – « D» блогы – 6,6км
- 5 блогы – «D» блогы – 12,5км

2.3.2 Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасының сипаттамасы

Мұнай ұңғыларының өнімі – мұнай, газ және жерасты қабатының суынан тұрады. Мұнай мен судың қуатты араласуынан көбінесе, қоспа – эмульсия түзіледі. Судың өте ұсақ тамшылары мұнай ішінде араласып жүретіндіктен, олар бір-бірімен қосылып, тұнбаға түспейді.

Мұнай мен газды жинау, тасымалдау, бір-бірінен ажырату үшін сол сияқты бөтен қоспалардан бөліп алу үшін, мұнай өндірісі территориясында құбыр жүйелері, аспаптар, ғимараттар салынады. Олар төмендегідей қызметтер атқарады:

- 1) ұңғы өнімдерін жинау және өлшеу;
- 2) мұнайдан газды айыру;
- 3) мұнай мен газды судан және механикалық қоспалардан бөліп алу;
- 4) мұнайды жинау және өлшеу қондырғыларынан резервуарлар паркіне, ал газды компрессорлық станцияларға немесе газ тарату тораптарына тасу;
- 5) мұнайды сусыздандыру, кейде тұзсыздандыру мен тұндыру, оны тұрақтандыру, яғни одан көмірсутектерін шығару;

6) газ құрамынан керексіз қоспаларды шығарып алу;

7) мұнай мен газ өндіруді есепке алу және оларды көлік ұйымдарына табыс ету (өткізу).

Мұнай мен газ жинауда, тасымалдауда, өндеуде белгілі бір үлгі жоқ. Жергілікті жағдайларға байланысты өзгеріп отырады, яғни кәсіпшіліктің географиялық орнына, ұңғылардың ара қашықтығына, өндірістің көлеміне, ұңғыларды пайдалану әдісіне, мұнайдың сапасына, оның сулылығына қарай үлгілер өзгеріп отырады.

Қашаған кен орнында өндірілетін өнім арнайы шығару тізбектері арқылы мұнай құбырларына жиналады. Мұнай құбырларымен жалғанатын шығару тізбектері мұнай құбырларының бойымен әр жақта орналасқан өлшеу қондырғылары (10 шығару тізбегіне дейін) арқылы өтеді. Өлшеу қондырғыларының орналасқан жерінде құбырлардың тарамдауы жеке ұңғыларды сынау, сонымен қатар жеке шығару тізбектері мен мұнай құбырларының белгілі бір учаскілерінде үрлеу жұмыстарын жүргізуге мүмкіндік береді. Әрбір өлшеу қондырғыларының орналасқан жерлерінде үрлеу кезінде буды қауіпсіз алатын және сұйықтықты қалпына келтіретін арнайы факел жүйесі бар.

Мұнай құбырларының жүйесі басты манифольдта аяқталады, сол жерден ағын 24-дюймдік магистральды құбырлар арқылы зауытқа бағытталады.

Күкіртті газдың атмосфераға шығаруы салдарынан қоршаған ортаға теріс әсерді минималды деңгейге жеткізу үшін және жұмысты қауіпсіз жүргізу үшін жоғары қысымдағы күкіртсізденген газды тарату жүйесі қондырылған. Бұл жүйе құбырларды үрлеу мен қырғыш арқылы тазартудың кәсіпшілік жұмыстарын да қамтиды, ол арнайы компрессор арқылы жұмыс жасайды. Кәсіпшілік нысандарына қуат көзі жер бетіндегі электр тізбектерінен беріледі. Кәсіпшіліктің басқаруы арнайы СКАДА жүйесі мен кәсіпшіліктің орталық операторынан жүзеге асады.

Әрбір ұңғы 10000 фунт бір шаршы. дюймға (689 бар) есептелген артық жұмыстық қысыммен жұмыс істейтін, стандартты конфигурациядағы фонтанды арматурамен жабдықталған. Жүйе жерасты бөлу клапандарынан (клапаны отсекатели), жергілікті бұрандалардан (задвижка), фонтанды арматураның қаптал бұрандаларынан, штуцерден, тізбекбасы қондырғысының құбырларынан және шығару тізбектерін апатты жағдайда ажырату бұрандаларынан тұрады. Жоғарыда аталған тиектеулі-меңгеру арматурасы (запорно-регулирующая арматура), штуцерден басқа тізбекбасы қондырғысын қорғау жүйесі құрамына кіреді және фонтанды арматураның жергілікті басқару панелі арқылы басқарылады. Бұл панель автономды программаланатын логикалық ПИМА контроллерімен байланысады. Қысымның жоғарлауы кезінде немесе басқа да жағдайларда қорғаныс жүйесі іске қосылып, фонтанды арматураны басқаратын жергілікті басқару панелі аталған тиектеулі-меңгеру арматурасын жабуды алдын-ала берілген реттілікпен жүзеге асырады, сол арқылы құбырдың және тізбекбасындағы артық қысымнан қондырғылардың қауіпсіздігін қамтиды.

Ұңғы дебиті тізбекбасы қондырғыларының шығар жерінде реттелмелі

штуцер арқылы реттеледі. Ұңғы дебитін, сонымен қатар, өлшеуіш қондырғыларында орналасқан көпфазалы шығын өлшеуіштерімен өлшеуге болады.

Шығару тізбектері

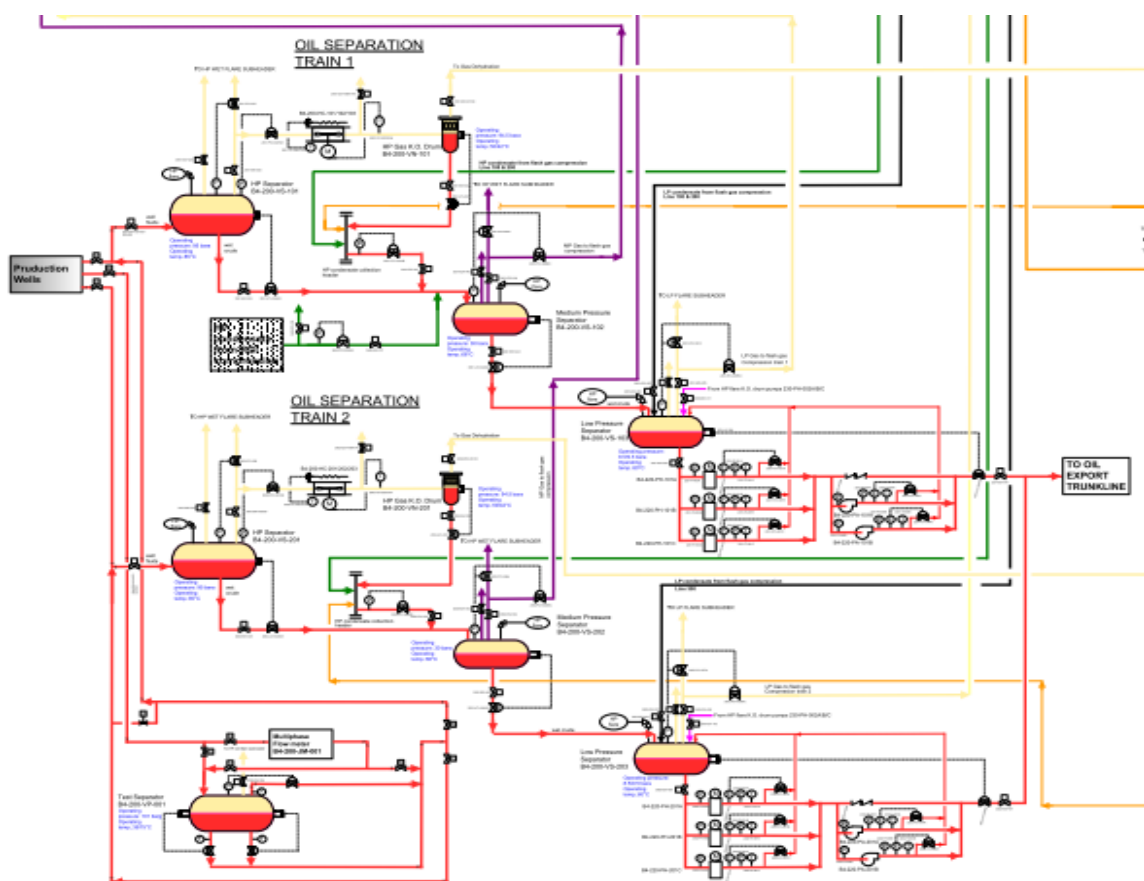
Шығару тізбектері әр ұңғының тізбекбасы қондырғысынан мұнай құбырларымен байланысқан өлшеуіш қондырғыларына дейін төселген. Шығару тізбектерінің номинальды диаметрі 4 дюйм(120 A333 GR.6 BE құжаты) болады, ол өз кезегінше API 5L X60 стандарты бойынша диаметрі стандартты ұңғылар үшін 6 дюймге, ал диаметрі ұлғайтылған ұңғылар үшін 8 дюймге дейін өзгертіледі. Әр шығару тізбегі техникалық қызмет көрсету мен сынақ жасау мақсатында қырғышты жіберу камерасымен және камераны қабылдау камерасымен жабдықталған. Барлық шығару тізбектері топырақтың мұздану тереңдігінен төмен тереңдікке төселген және қырғышты жіберу камерасымен байланысқан жерінде жер бетіне шығады. Жерасты шығару тізбектері балқытылған екі қабатты эпоксидті шайырмен жабылған.

Шығару тізбегінің манифольды ұңғы өнімін көпфазалы шығын өлшеуішке, үрлеу жүйесіне, факел жүйесіне немесе мұнай құбырларына жеткізеді. Шығару тізбегі манифольдінің технологиялық мүмкіндігі, оған бір немесе бірден екі мұнай құбырларына түсетін ұңғы өнімінің беруімен шектеледі. Манифольдтарда шығару тізбектерін көбейту мақсатында тиектеулі клапандардың ойымы жасалуы қарастырылған.

Мұнай құбырларын манифольдтың шығару тізбегімен ойымы жерінде байқалуы мүмкін жоғары қысымнан қорғау үшін (өлшеу қондырғыларынан кейін орналасқан мұнай құбырлары, АҰСИ классификациясы бойынша 600# құбырлар класына сәйкес келеді) мұнай құбырларында апатты жағдайдағы бөлу клапандары орналасқан. Бұл апатты жағдайдағы бөлу клапандары шығару тізбегінің манифольды/мұнай құбырларының ойығының қасындағы мұнай құбырларында жоғары қысым байқалғанда жабылады. Құбыр классы 900# болатын құбырдан классы 600# болатын құбырға өту нүктесі апатты жағдайдағы бөлу клапанының шығу жерінде орналасқан. Сонымен қатар, аталған клапан төмен қысымда жабылуы мүмкін, бұл мұнай құбырының жарылуын білдіру мүмкін.

Өлшеу қондырғылары

Өлшеу қондырғыларының манифольды жеке шығару тізбектерін факелді жүйеге үрлеуді жүзеге асырады. Өлшеу қондырғылары әр ұңғыдан өндіретін өнімді үш түрлі фаза бойынша (шикі мұнай, көмірсутекті булар мен қабатты булар) өндірудің қарқынын анықтайды. Өлшеу қондырғысының әрбір манифольды 10 шығару тізбегін қабылдау мүмкін, яғни 10 ұңғыны. Бұл клапандарды ауыстыру арқылы және көпфазалы шығын өлшеуіштерін пайдалану арқылы жеке ұңғыларға сынақ жасауға мүмкіндік береді. Пульт операторы дистанционды жағдайда ұңғыны сынақ жасауға(өлшеу), немесе өндіру операторы ОДП-мен келісіп, өлшеуге қолдан қоя алады. Логикалық схема тандап алынған тек қана бір ұңғыда сынақты жүргізуді қамтамасыз етеді.



1.2 Сурет- Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасы

Әрбір өлшеу қондырғысының құрамына кіреді:

- бір көпфазалы шығын өлшеуіш;
- кіруші шығару тізбектерінің манифольды;
- үрлеу жүйесі/факелді жүйе.

Сонымен қатар, әрбір өлшеу қондырғылары коррозия ингибиторының айдау блогімен жабдықталған.

Көпфазалы шығын өлшеуіштері қондырғылардың блокты түріне жатады. Өлшеуіш блоктар жылу оқшалағышпен және қыздыру жүйесінің жылуспутнигімен жабдықталған. Техникалық қызмет көрсету мақсатында өлшеу қондырғыларындағы өнімді келесі жүйеге ығыстыру үшін сынау коллекторлары арқылы жоғары қысымдағы күкіртсізденген жанармай газын жібереді. Кейін бұл жанармай газын өлшеу қондырғылары маңында орналасқан факелді жүйе арқылы алып тастауға болады.

Факелді жүйе

Факелді жүйе техникалық қызмет көрсету аясында шығару тізбектерін қырғышпен тазалау үшін қолданылған күкіртсізденген жанармай газын алып тастау үшін арналған. Факелді жүйе, сонымен қатар, апатты жағдайлардың орын алуы кезінде жоғары күкіртті сұйықтықтарды алып тастау мақсатында жағу үшін қолданылуы мүмкін.

Факелді жүйеге кіретіндер:

- дренажды сыйымдылық
- батырмалы сорап
- алынған мұнайды айдаудың сығу сорабы

Мұнайдан газды бөлудің технологиялық есебі. Мұнайгаз айырғыштары ұңғы өнімдерін сұйықты және газды фазаларға бөлуге арналған және келесі қызметтерді атқарады: бағалы химиялық шикізат және отын ретінде қолдану мақсатында, ұңғы оқпаны бойында, сұйықты шығару желісінде және жинау коллекторлары бойымен мұнай қозғалған кезде, одан бөлінген мұнай газын алу үшін; мұнайгазсу ағынының араласуын азайту және құбырлар желісіндегі гидравликалық кедергіні азайту үшін; тұрақсыз эмульсияларды немесе құбырлар желісінде бұзылған эмульсияларды өндіру кезінде мұнайдан суды алдын-ала бөлу үшін;

Қолданыстағы барлық мұнайгаз айырғыштарын келесі белгілері бойынша былай жіктеуге болады:

- 1) міндетіне байланысты – өлшеуші-айырушы және айырушы;
- 2) геометриялық пішініне және кеңістікте орналасуы бойынша – цилиндрлік, сфералық, тік, көлденең және көлбеу;
- 3) негізгі күштердің байқалу сипатына байланысты – гравитациялық, инерциялық және ортадан тепкіш;
- 4) жұмыстық қысымына байланысты – жоғары қысымды (6,4 МПа), орташа қысымды (2,5 МПа) және төмен қысымды (0,6 МПа);
- 5) айыру сатыларының санына байланысты – бірінші, екінші және т.б. айыру сатылары;
- 6) технологиялық міндетіне байланысты – екі фазалы және үш фазалы;
- 7) мұнайгаз ағынын енгізу құрылғысының конструкциясы бойынша – радиалды және тангенциалды енгізу;
- 8) конструктивті жасалуына байланысты – бір сыйымдылықты және екі сыйымдылықты.

Кез келген айырғыштың жұмысы екі негізгі көрсеткішпен сипатталады: тамшыұстағыш бөлімінен газ ағынымен бірге ілесіп кететін сұйық тамшыларының мөлшерімен және мұнайды жинау бөлімінен сұйық ағынына ілесіп кететін газ көбіктерінің мөлшерімен. Конструкциясы жақсы құрастырылған айырғыштарда 1000 м^3 айырылған газға шаққанда газ ағынына ілесетін сұйықтың мөлшері 15 м^3 -тан аспайды.

Техникалық тұрғыдан жетілген айырғыш деп газ бен сұйықтың тазартылуын жоғары дәрежеде қамтамасыз ететін, сонымен қатар оның жасалуына аз металл шығынын жұмсай отырып және сұйықтар пен газдардың үлкен жылдамдықтары кезінде жоғары өнімділікті қамтамасыз ететін айырғышты айтады.

Айырғыштың техникалық жетілгендік дәрежесі келесі параметрлермен сипатталады:

- айырғышта ұсталатын сұйық тамшысының минимал диаметрімен;

- айырғыштың еркін қимасындағы, сонымен қатар тамшыұстағыш бөліміндегі газ ағынының максимал мүмкін орташа жылдамдығы;
- сұйықтан еркін газдың максимал бөлінуі жүретін айырғышта сұйықтықтың болу уақыты.

Газ ағыны арқылы тамшылы сұйықтың әкетілуінің мүмкін мәні K_c 1000м³ газға 50 см³ сұйықтың мәнінен аспауы керек (егер, сұйық ағынымен еркін газдың әкетілуінің мәні K_c 1м³ сұйыққа 20 000 см³ газ болған жағдайда). K_c мәніне мұнайдың тығыздығы мен тұтқырлығы, сонымен қатар оның көбіктенуі әсер етеді. Көбіктенбейтін тұтқырлығы аз ($5 \cdot 10^{-3}$ Па·с дейін) мұнайлардың айырғышта болу уақыты 2-3 минут мөлшерінде болса, ал көбіктенетін және тұтқыр мұнайлар ($1,5 \cdot 10^{-3}$ Па·с жоғары) үшін – 5-20 минутқа дейін.

Газ және газконденсатты кен орындарының алаңдарында орнатылатын айырғыштардың тиімділігі, газ ағыны арқылы айырғыштан тыс әкетілетін тамшылардың мөлшері бойынша бағаланады, сондықтан мұнай және газ айырғыштарына қойылатын талаптар әртүрлі болады.

Сұйыққа және газға арналған тік гравитациялық айырғыштың есебі

Айырғыштағы газдың орташа жылдамдығы W_{op} газ ағынына ілескен сұйық тамшыларының есептік жылдамдығынан W_m біршама аз болуы керек. Оны Стокс формуласымен анықтаймыз:

$$a) Re \leq 1 \quad W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_g) \cdot g}{18 \cdot \mu_g}, \text{ м/с} \quad (2.1)$$

мұндағы: d_m^2 - газ ағынына ілескен тұнушы сұйық (мұнай) тамшыларының диаметрі, м; ρ_m және ρ_g – айырғыш жағдайындағы сұйықтық пен газдың тығыздықтары, кг/м³; g - еркін түсу үдеуі, м/с²; μ_g – газдың абсолюттік тұтқырлығы, Па·с

б) $2 < Re \leq 500$, Аллен формуласы

$$W_m = 0,152 \cdot d^{1,14} \cdot \frac{\left(\frac{(\rho_m - \rho_g) \cdot g}{\rho_g} \right)^{0,71}}{\nu_g^{0,43}} \quad (2.2)$$

в) $Re > 500$, Ньютон-Ритингер формуласы

$$W_m = 1,75 \cdot \left(\frac{d \cdot (\rho_m - \rho_g) \cdot g}{\rho_g} \right)^{1/2} \nu \quad (2.3)$$

Тамшылардың тұну шарты:

$$W_m - W_g > 0 \quad (2.4)$$

Практика жағдайында, есептеу кезінде мына жағдай қабылданады:

$$W_m = 1,2W_z \quad (2.5)$$

Тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті газ жылдамдығына байланысты төмендегі теңдеу арқылы анықталады:

$$V = 86400 \cdot F \cdot W_z \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) \quad (2.6)$$

мұндағы:

W_z – Тік айырғыштағы газдың көтерілу жылдамдығы, м/сек;

F - айырғыштың көлденең қимасының ауданы, м²;

P_1 және P_0 – айырғыштағы қысым мен қалыпты жағдайдағы қысым ($101.3 \cdot 10^3$), Па;

T_1 және T_2 – айырғыштағы жұмыс температурасы мен қалыпты температура (273 K); z - жоғары сығымдылық коэффициенті.

$$w_z = \frac{5,4 \cdot 10^3 \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P}, \quad \text{м/с} \quad (2.7)$$

(3.1) және (3.7) формулаларын (3.5)-ке қойып, төмендегі формуланы аламыз:

$$\frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \nu_z \cdot \rho_z} = \frac{1,2 \cdot 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P} \quad \text{немесе}$$

$$V = \frac{84 \cdot D^2 \cdot P \cdot d_m^2 (\rho_m - \rho_z)}{z \cdot T \cdot \nu_z \cdot \rho_z}, \quad \text{м}^3/\text{тәулік} \quad (2.8)$$

Тік айырғыштың сұйық бойынша өткізу қабілетінің есебі сұйық деңгейінің көтерілу жылдамдығы $-W_c$ газ көпіршіктерінің қалқып шығу жылдамдығынан аз болу шартына негізделеді

$$W_c < W_z \quad (2.9)$$

Сұйықтағы газ көпіршіктерінің қалқып шығу жылдамдығын Стокс формуласындағы газдың динамикалық тұтқырлығын- μ_t сұйықтың динамикалық тұтқырлығына- μ_c ауыстыру арқылы анықтауға болады.

(3.9) қатынасын ескере отырып сұйыққа арналған тік айырғыштың өткізу қабілетін келесідей жазуға болады:

$$W_c = \frac{Q_m}{86400 \cdot F} < W_z = \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} \quad (2.10)$$

$$Q_m \approx 86400 \cdot F \cdot \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} \quad (2.11)$$

(3.11) формуласына $F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$, мәндер мен $W_z = 1,2 W_c$, қатынасын қойғаннан кейін келесі формуланы аламыз:

$$Q_m = 30803 \cdot D^2 \cdot \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z)}{\mu_c}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2.12)$$

Мұнайгаз қоспасы штуцер арқылы өткеннен кейін айырғышта диаметрі 30 мкм мұнай тамшылары пайда болады. Айырғыштағы қысымның мәні 2 МПа және температурасы 293 К. Мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын және тік айырғыштың өткізу қабілетін анықтау керек. Егер, $D=0.9 \text{ м}$, $\rho_m = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{ог} = 1.21 \text{ кг/м}^3$, $z = 1$, $\mu_r = 0.000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (жұмыс жағдайындағы газдың динамикалық тұтқырлығы) болса.

Газ ағынына ілескен мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығын $-W_m = ?$, және тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілетін $V = ?$

1. Әуелі айырғыштағы газ тығыздығын анықтаймыз:

$$\rho_z = \rho_0 \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 1,21 \cdot \frac{2}{0,1013} \cdot \frac{273}{293 \cdot 1} = 21,8 \text{ кг/м}^3$$

2. Берілген диаметрдегі мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} = \frac{(30 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (800 - 21,8) \cdot 9,81}{18 \cdot 0,000012} = 0,0318 \text{ м/с}$$

3. Айырғыштың газ бойынша өткізу қабілетін анықтау үшін міндетті түрде газ жылдамдығын білу қажет. Мұнай тамшылары тұну үшін келесі шарт $W_m = 1,2 \cdot W_z$, орындалуы керек, осыдан

$$W_z = \frac{W_m}{1,2} = \frac{0,0318}{1,2} = 0,0265 \text{ м/сек}$$

4. Айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті:

$$V = 86400 \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot W_z \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 86400 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,9^2}{4} \cdot 0,0265 \cdot \left(\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 273}{1,033 \cdot 10^5 \cdot 293 \cdot 1} \right) = 26781,2 \text{ м}^3 / \text{таулік}$$

Диаметрі 0,8 м болатын тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті $5 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{тәу.}$ -ке тең. Газ ағынында диаметрі 80 мкм болатын мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығын анықтау керек. Егер, айырғыштағы қысым 4 МПа, температура 300 К, мұнай тығыздығы 780 кг/м^3 , газ тығыздығы (қалыпты жағдайда) $1,20 \text{ кг/м}^3$, жұмыс жағдайындағы газдың тұтқырлығы $0,000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (кг/м^3), $Z = 0,7$. $W_m = ?$;

Мұнай тамшыларының тұну шарты: $W_m > W_z$

1. Газ жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_z = \frac{V}{S \cdot 86400} \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T \cdot z}{T_0} = \frac{5,4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P} = \frac{5,4 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^4 \cdot 300 \cdot 0,7}{0,8^2 \cdot 4 \cdot 10^6} = 0,021 \text{ м/с}$$

2. Стокс формуласы бойынша мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_z}, \quad (2.13)$$

$$\text{мұндағы, } \rho_z = \rho_0 \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 1,21 \cdot \frac{4 \cdot 10^6}{0,1013 \cdot 10^6} \cdot \frac{273}{300 \cdot 0,7} = 61,58 \text{ кг/м}^3$$

$$W_m = \frac{(80 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (780 - 61,58) \cdot 9,81}{18 \cdot 12 \cdot 10^{-6}} = 0,2088 \text{ м/с}$$

Мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығы мен газдың көтерілу жылдамдығын салыстырамыз:

$$W_m = 0,2088 \text{ м/с}, \quad W_z = 0,0221 \text{ м/с}, \quad \frac{W_m}{W_z} = 9,45$$

Егер, айырғыштың белгілі режимдік параметрлерінде берілген диаметрдегі мұнай тамшылары тұнбайтын болса, онда есепті былай жалғастырамыз:

а) берілген диаметрдегі тамшы тұнатындай айырғыштағы сәйкесті жұмыс қысымының мәнін анықтаймыз;

б) берілген жағдайда тұнатындай тамшылардың минималды диаметрін.

3 Экономикалық бөлім

3.1 Кен орнын игерудің технико-экономикалық көрсеткіші

Қашаған кен орны үшін мұнай алудың пайдалылық коэффициентін таңдау шегінде және Қазақстан Республикасы мен Мердігер үшін экономикалық пайданы, атап айтқанда - өндірілім сипаттамасы, тауарлық өнімді өткізудің экономикалық және қаржылық шарттары, сонымен қатар пайдалану шығыстары мен капиталды шығындарды бағалау үшін жүргізілетін экономикалық есептемелердің табыстық және шығыстық бөліктерін анықтайтын бастапқы параметрлер мен жорамалдарды негіздеуді айқындайды. Есептеулердің барлығы АҚШ долларларында жүргізілді.

Капиталды шығындар мен пайдалану шығыстары. Қашаған кен орнын игерудің қарастырылып отырған нұақалары бойынша өндірілімнің сәйкес деңгейін қамтамасыз ету үшін қажетті капиталды шығындар мен сәйкес пайдалану шығыстары бар. Капиталды шығындардың бағалануы келесі құрамалар бойынша жүргізіледі: өндіруші және айдамалы ұңғымаларды салу кезіндегі бұрғылау жұмыстары, су мен құрғақта жайластыруға қажетті объектілер, магистральды көлік жүйелеріне тірелгенге дейін сәйкес құбырларды салу, сонымен қатар өндірістік қызметке байланысты игерудің басқа да ықтималды капиталды шығындар. Базалық нұсқа бойынша шығындар мақұлданған

Негізгі экономикалық көрсеткіштерді бағалау құрылымы мен әдістемесі. Берілген бағалаудың экономикалық критерийлері ретінде пайдаланылатын негізгі экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қолданылатын әдістер екіге бөлінеді. Біріншісі, Солтүстік Каспий бойынша СРП ережелері мен шарттарына және 2005 (нағыз бағалау жылы)-2041 (СРП-дегі анықтамаға сәйкес игеру мен өндіру мерзімінің соңғы жылы) жылдарға арналған Қосымша келісімге сәйкес экономикалық бағалау. Ағымдағы экономикалық бағалау ИЖМБ № 1 Түзетуін мақұлдау сәтіне сәйкес шығындар бойынша мәліметтер мен игерудің бірқатар сценарийлері негізінде Қашаған кен орнын игерудің ұсынылған нұсқалары бойынша ұсыныстарды әзірлеу мақсатында дайындалды. Есептеу кезінде екі әдістеме қолданылды.

Техникалық ақша ағындарының есебі таза табыс көлемін анықтау мақсатында сәйкес «таза» бағалардың (өнім бағасы минус көлік шығындары) үйлесімінде өнім ағымын пайдалану жолымен іске асырылды. Осы таза түсімдерден пайдалану шығындары мен бастапқы капиталды шығындар алып тасталады. Ақырында, ҚР үшін таза келтірілген құн (0%) мен таза келтірілген құнды (10%) анықтады.

Төменде, берілген бағалау бойынша экономикалық критерийлер ретінде пайдаланылған негізгі экономикалық көрсеткіштердің толық сипаттамалары келтірілген:

- пайдалылықтың ішкі нормасы (ПИН немесе IRR) Мердігер инвестицияларының табыстылығын көрсетеді және ТҚК нөлге тең болғандағы

дисконттау қойылымымен анықталады.ТКҚ есептегенде сияқты, ПНН анықтағанда бастапқы мерзім болып 2005 саналады.

- табыстылық индексі (PVR) капиталды шығындардың тиімділігін көрсетеді және ТКҚ-ның (10%) жоба бойынша дисконтталған капиталды шығындарға (10%) қатынасымен есептеледі.

- максималды қаржылық тәуекел – жобаны қаржыландырудың қажетті көлемін анықтайтын көрсеткіш және ол жиынтық таза ақша ағынының максималды теріс мәніне тең.

- СРП шарттарына сәйкес өтелу мерзімі - «кост-ойл» бағасы алғашқы рет өтелу шығындарының құнымен теңесетін немесе одан асатын уақыт мезеті.

- кен орынды игерудің экономикалық пайдалылығының мерзімі жобы бойынша оң ақша ағымы келтірілген соңғы жылға дейін көрсетіледі және кен орынды одан ары игеру рентабельсіз болу (ары қарай «соңғы рентабельді жыл») сәтін көрсетеді.

Қашаған кен орынын өндірістік игеру бойынша инвестициялық жобаның табыстылығын талдау

Жер қойнауын пайдалануға келісім жасаған мұнай-газ компаниясы 10 жыл ішінде кен орынды игерумен көмірсутектерді өндіруді жүзеге асырды, бір баррель мұнайдың бағасы 22,6 долл.

1 Жиынтық табыс. Жиынтық табыс мұнай компаниясының негізгі іс-әрекетінен және келісімде қаралған іс-әрекеттерді жүзеге асырумен байланысты басқа табыстарын қосу жолымен анықталады:

$$ЖТ=Т+БТ, \quad (3.1)$$

Мұндағы, Т- негізгі іс-әрекет табысы; БТ- басқа да табыс;

2 Жер қойнауын пайдаланушыларға салынатын салық. ҚР салық кодексі жер қойнауын пайдалану келісімдері бойынша туындайтын салықтық міндеттерді орындаумен байланысты ерекшеліктерді анықтайды және келесі төлемдер тізімін бекітеді:

- 1) үстеме табысқа салынатын салық;

- 2) жер қойнауын пайдаланушылардың арнайы салықтары (бонустар, роялти, өнімді бөлу үшін ҚР үлесі).

Бонустар жер қойнауын пайдаланушының белгіленген төлемі болып табылады және жер қойнауын пайдалану келісінде белгіленген көлемде және тәртіпте ақшалай төленеді. Бонустардың жазылатын және жеке 2 түрі бар.

Роялти. Өз қажеттілігіне қолдануынан немесе сатып алушымен жүзеге асырылуынан тәуелсіз ҚР территориясында өндірілген пайдалы қазбаның әрбір түріне төленеді. Берілген жұмыста роялтидің пайыздық ставкасы 5%. Роялти келесі формуламен анықталады:

$$P= 0.05 \times T, \quad (3.2)$$

мұнда: Р-роялти; Т-негізгі табыс;

3) Салық салынатын табыс. Компанияның салық салынатын табысы - бұл роялти, өткен жылғы шығындар және өндірістік шығындар алынып тасталатын табыс, немесе:

$$CCT = ЖТ - Р - \Theta Ш - \Theta ЖШ, \quad (3.3)$$

Мұнда $\Theta Ш$ -өндірістік шығындар; $\Theta ЖШ$ -өткен жылғы шығындар;

4) Салық төленгеннен кейін қалған табыс. Заңды тұлғалардың салық салынатын табысына 30% салық салынады.

5) Дивиденттерге салынатын салық. Дивиденттер 15% ставка бойынша заңды және жеке тұлғалармен төленеді.

6) Таза табыс. Таза табыс - дивиденттерге және үстеме табысқа салық төленгеннен кейінгі табыс, немесе:

$$TT = CTCT - ДС - УТС, \quad (3.4)$$

мұнда $CTCT$ -салық төленгеннен кейінгі табыс;

7) Үстеме табысқа салық. Үстеме табысқа салық әрбір келісім шарт бойынша жеке жер қойнауын пайдаланушы 20%-тен артық пайданың ішкі нормасын алса, үстеме табысқа салық салынады, ол келесі формуламен анықталады:

$$ПН = r_1 + ТАҚ(r_1)(r_2 - r_1) / ТАҚ(r_2) - ТАҚ(r_1), \quad (3.5)$$

мұнда: $ПН$ -пайданың ішкі нормасы; $ТАҚ$ -таза ағымдағы құн; $ТАҚ(r_1)$ -оң мәні; $ТАҚ(r_2)$ -теріс мәні;

$ПН$ -белгіленген ставкада дисконтталған күтіліп отырған ақша қаражатының таза ағымымен инвестицияның бастапқы сомасын теңдестіретін ставка, дисконт ставкасы таза ағымдағы құнның теңдігін қамтамасыз етеді:

$$ТАҚ(r) = TAA_1 / (1+r)^1 + TAA_2 / (1+r)^2 + \dots + TAA_n / (1+r)^n, \quad (3.6)$$

мұнда TAA - түзетілген ақша ағымы;

$$TAA_n = KOAQTAn / (1+UU_1) \times (1+UU_2) \times \dots \times (1+UU_{n-1}), \quad (3.7)$$

мұнда $KOAQTA$ -күтіліп отырған ақша қаражатының таза ағымы; UU -инфляция индексі;

$$KOAQTA = TT - T - KB - У$$

8) Пайданың ішкі нормасы. Өзгертілмеген $KOAQTA$ жағдайында $ТҚ$ мәндерін салыстырудың жиынтық кестесі және $ПН$ -ді есептеу.

9) Үстеме пайдаға салынатын салық. Үстеме пайдаға салынатын салық келесі көлемде бекітіледі.

Пайданың ішкі нормасынан тәуелді екенін ескеріп үстеме пайда ставкасын анықтаймыз:

10) Үстеме пайдаға салынатын салық сомасы

11) Кәсіпорынның таза қалдық пайдасын анықтау

12) Жылдық өндіру көлемі. Бір барелль мұнайдың бағасы 22.6 долл. болса, бір тонна мұнайдың бағасы келесіге тең: $7.7 \times 22.6 = 174.02$ долл., онда жылдық мұнай өндіру көлемін келесі формуламен анықтауға болады: $ЖМӨК = НТ/Б$,

мұнда: НТ-негізгі табыс; Б-баға;

13) Өнім бірлігінің өзіндік құны. Өнім бірлігінің өзіндік құны- бұл 1т. мұнай өндіруге кететін өндірістік шығындар.

14) Өнім бірлігіне келетін пайда. Пайда – бағаның негізгі элементі, таза табыс түрі.

Егер баға реттелсе, пайда емес пайдалылық нормасы реттеледі.

15) Таза табысты есепке алғандағы пайда

16) Пайдалылық. Пайдалылық келесі формуламен анықталады:

$$R = П/ТӨҚ \quad (3.8)$$

мұнда П- өнімді сатудан түскен пайда;

ТӨҚ- өнімнің толық өзіндік құны;

Өнімнің пайдалылығы өнім бірлігіне келетін пайданы сол өнім бірлігінің өзіндік құнына бөлу арқылы есептейді. Сату пайдалылығы таза қалдық пайданың негізгі іс-әрекеттен түскен табысқа қатынасынан анықталады.

17) Инвестицияның өтелу мерзімі. Инвестициялық жобаның өтелу мерзімі жоба бойынша күтіліп отырған ақша қаражатының бастапқы инвестиция сомасымен теңдесуіне қажет жылдар санына тең.

Пайданың теңдей бөлінбеуіне байланысты өтелу мерзімі кумулятивтік табыс есебінен инвестиция өтелетін жыл санын тура санаумен есептеледі.

Сегіз жыл ішінде жобаны жүзеге асырудан түскен ақша 1265.9 млн.долл. құрайды. Тоғызыншы жылда толық өтелу үшін $1500 - 1265.9 = 234.1$ млн.долл. жабу керек. Мұны тоғызыншы жылдағы ҚОАҚТА-ға бөлеміз: $234.1/353.4 = 0.66$ млн.долл.

Осылайша жалпы өтелу мерзімі:

$$ТК = 8 + 0.66 = 8.66 \text{ жыл}$$

18) Күрделі қаржылардың экономикалық тиімділігі. Күрделі қаржылардың тиімділігі- бұл инвестициялық жобаның өтелу мерзіміне кері шама:

$$ЕК = 1/ТК = 1/8.66 = 0.155$$

19) Өнім өндірудің қию нүктесі. Өнім өндірудің қию нүктесі немесе залалсыздық нүктесі (тиімділік табалдырығы) – бұл жиынтық табыс жиынтық шығынға тең болатын пайдалану деңгейі немесе өндіріс көлемі.

20) Шартты - тұрақты шығындар. Шартты-тұрақты шығындыр (F) - бұл мұнай өндіру көлемінен тәуелсіз шығындар, сондықтан олар компания іс-әрекетінің барлық мерзімінде өзгермейді. Бұл шығындарға амортизациялық төлемдер, ағымдағы жөндеулерге кететін, еңбек ақы қорына, қоғамдық төлемдерге жұмсалатын шығындар кіреді. Біздің жобамызда 71% құрайды.

21) Шартты-өзгермелі шығындар. Шартты-өзгермелі шығындар (V)- бұл өндіру көлемінен тәуелді шығындар, мысалы: электр қуатына жұмсалатын шығындар. Біздің жағдайымызда 29% өндірістік шығындарға тең.

22) Залалсыздық нүктесін алгебралық жолмен есептеу тәсілі. Алгебралық жолмен ЗН келесідей есептеледі:

$$ЗН = F / (P - V), \quad (3.10)$$

мұнда: F-тұрақты шығындар;

P- 1т. мұнай бағасы;

V- өнім бірлігіне келетін өзгермелі шығындар;

V=1т. мұнай бағасы/жылдық өндіру көлемі;

Сонда ЗН оныншы жылда келесіне тең:

$$ЗН_{10} = 390.5 / (7.7 \times 22.6) - 7.7 - 22.6(8.05) = 2.56 \text{ млн.т.}$$

$$\text{Мұндай көлемдегі табыс: } T = 2.56 \times 7.7 \times 22.6 = 445.5 \text{ млн.долл.69}$$

4 Еңбекті қорғау бөлімі

4.1 Кәсіпорындағы қауіпті және зиянды факторлар

Қазақстан Республикасының еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау туралы заңдары.

1. Қазақстан Республикасының еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау туралы заңдары Қазақстан Республикасының Конституциясына негізделеді және осы Заңнан және Қазақстан Республикасының өзге де нормативтік актілерінен тұрады.

2. Егер Қазақстан Республикасы бекіткен халықаралық шартта осы Заңдағыдан өзгеше ережелер белгіленсе, онда халықаралық шарттың ережелері қолданылады.

Осы Заңда мынадай негізгі ұғымдар пайдаланылады:

1) өндірістік объектілерді еңбек жағдайлары бойынша аттестаттау - өндірістік объектілерді, цехтарды, учаскелерді, жұмыс орындарын оларда орындалатын жұмыстардың қауіпсіздігінің, зияндылығының, ауырлығының, қауырттылығының жай-күйін, еңбек гигиенасын айқындау және өндірістік орта жағдайларының еңбек жағдайлары нормативтеріне сәйкестігін айқындау мақсатында оларды бағалау жөніндегі қызмет

2) еңбек қауіпсіздігі - еңбек қызметі процесінде қызметкерлерге зиянды және қауіпті әсерді болдырмайтын іс-шаралар кешенімен қамтамасыз етілген қызметкердің қорғалу жай-күйі;

3) еңбектің қауіпсіз жағдайлары - қызметкерге зиянды және қауіпті өндірістік факторлардың әсері жоқ не олардың әсерінің деңгейі қауіпсіздік нормаларынан аспайтын, жұмыс беруші жасаған еңбек жағдайлары;

4) өндірістік жабдықтың қауіпсіздігі - өндірістік жабдықтың өз функцияларын орындауы кезінде нормативтік-техникалық және жобалау құжаттамасында белгіленген жағдайларда еңбек қауіпсіздігінің талаптарына сәйкестігі;

Кен орынында қолданылатын жабдықтар мен құбырлар – бақылау аспаптарымен, қолмен және автоматты түрде басқарылатын реттеуші және сақтандырушы құрылғылармен қамтамасыз етілуі керек.

Аппараттарда және құбырларда орнатылған сақтандырушы, реттеуші және тығындаушы (ысырмалар, крандар) арматуралар нормаға сәйкесті, техникалық сипаттамалар мен бекітілген график бойынша жүйелі түрде тексеруден өтеді. Тексеру нәтижесін вахталық журналға түсіріп отырады. Жинау және дайындау қондырғыларында қысымы 0,7 атм. болатын және одан да артық қысымда жұмыс жасайтын айырғыштар мен басқа да аппараттар (қондырғылар) пайдалануға енгізіліп және оларды қысымда жұмыс жасайтын құрылғылар мен ыдыстарды қауіпсіз пайдалану Ережелеріне сәйкес пайдалану керек. Қысымда жұмыс істейтін аппараттар манометрлермен, деңгей көрсеткіштерімен және сұйықты жабық сыйымдылыққа ағызуда арналған құрылғылармен қамтамасыз етіледі.

Еңбекті қорғау және тіршілік қауіпсіздігі.

НКОК компаниясында бірінші кезекте оның қызметкерлері мен қоршаған ортаның қауіпсіздігі тұр. Ол үшін компанияда компанияларды жақсарту үшін Lead 2 Safety мәдени қауіпсіздік бағдарламасын ойлап тапты. Lead2Safety тек адамдардың қауіпсіздігіне ғана емес, сонымен қатар табысты бизнеске арналған. Бағдарламаның мақсаты адам санасын жақсы жаққа жақсарту және компанияларда креативті және позитивті көшбасшыларды құру. Бағдарламаның 5 басты элементтері:

1. Көшбасшылық
2. Коммуникация
3. Тартылу
4. Жауапкершілік
5. Қолдау

Бағдарламаны жүзеге асыру және қолдау үшін олар SAFE-R. SAFER cards деп аталатын құралды ойлап тапты-қауіпсіздікті бақылау және болашақ қауіптерді болдырмау үшін негізгі құрал.

Болашақ зауытында зауытта жұмыс істейтіндер үшін түрлі қауіптер аймақтары жұмыс істейді. Аймақтар осылай бөлінге

1. Жасыл аймақ-өмірді құтқару үшін жабдықтар қажет емес.
2. Ашық сары аймақ - Сүзгіш маска қажет.
3. Сары аймақ-ауа-тыныс алу аппараты қажет
4. Қызыл аймақ-су және жұмыс рұқсаты қажет.

Компания өз ережесі бар. Олар 12 алтын ереже деп аталады:

1. Қауіпсіз жүргізу
2. Өзгерістерді бақылау
3. Төмен түсуге жұмыс
4. Өрт қауіпсіздігі
5. Биіктікте жұмыс
6. Энергетикалық жүйелер
7. Жер жұмыстары
8. Жұмысқа Наряд-рұқсат
9. Денсаулықты бақылау
10. Жеке қорғану құралдары
11. Күкіртсутегінің қауіптілігі
12. Шектеулі кең

ҚОРЫТЫНДЫ

Қашаған кен орны 2000 жылы ашылған ол Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігінің шельфтік аймағында орналасқан, және әкімшілік жағынан Атырау облысына қарайды. Кен орынның солтүстік-шығыс шекарасы Атырау қаласынан 75км қашықтықта орналасқан.

Қашаған кен орны Қазақстанда мұнай өндіру тәжірибесінде, Каспий шельфінде игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Өнімді қабаттары 4500 метрде орналасқан, көмірсутектер қоры бағдар бойынша 7млрд.тонна мұнайды құрайды, қабат флюидінде қышқылды компоненттердің (күкіртсутек, көмірқышқыл газы) мөлшері айтарлықтай.

Қазіргі уақыттағы Қашаған кен орнында тереңдіктері 5117м, 4991м, 4142м ШҚ-1, БҚ-1, ШҚ-2, үш ұңғыманы бұрғылау аяқталған.

Жобаның геологиялық бөлімінде кен орынның стратиграфиясы, тектоникасы, мұнайгаздылығы туралы баяндалады.

Технологиялық бөлімде қабат қысымын таңдау, қабат қысымын ұстау есебі, есептеу нұсқасы үшін игерудің әр түрлі кезеңде шығымдарын анықтау, шоғыр пішінінің схематизациясы есебә жүргізілген.

Қашаған кен орны Каспий теңізінің Қазақстанға тиісті секторында игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Геологиялық жағынан Қашаған кен орны таскөмір жастағы шөгінділердің қабаттарынан тұрады.

Жоғары қабат қысымы және температурасы, сондай-ақ қабат флюидтерінде агрессивті компоненттердің болуы, жоғары газға қаныққандық фонтанды тәсілмен пайдалануды және белгілі талаптарды сақтауды шарттайды.

Игеру жобасында жабдықтар және ұңғыма сағасын жабдықтау өндірілетін өнім сапасын жақсартатын жабдықтар және ұңғыма сағасын жабдықтау технологиясымен ұсынылған.

Жобада көмірсутекті шикізатты дайындауға арналған барлық технологиялық қондырғылармен жабдықтарды алыстан басқару қарастырылған.

Инвестициялық жобаның табыстылығын талдау берілген жобаның экономикалық тиімді екенін көрсетеді. Есептеудің барлық нәтижесі жиынтық кестеде келтірілген.

Жобаның экономикалық бөлімінде пайдалылық табалдырығын қамтамасыз ететін өнім өндірудің жылдық көлемі есептелген.

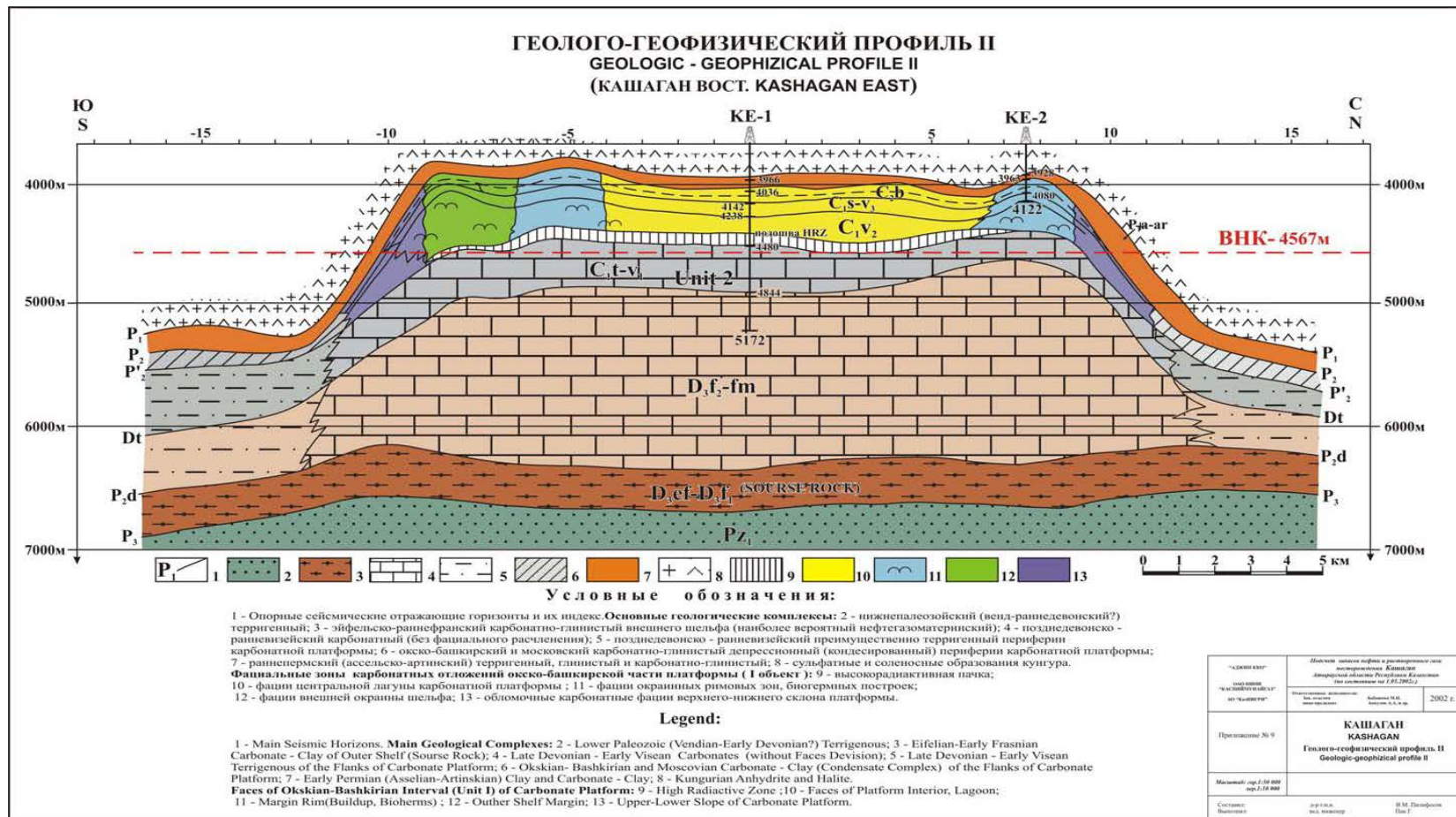
Дипломдық жобада еңбекті қорғау жағдайлары, ережелері және құралдары да талданады. Игеру жобасында қарастырылған мәселелерді жүзеге асыру сәтті нәтижелерге әкеледі және жалпы Қазақстан Республикасының экономикасы үшін де өте тиімді де пайдалы.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР

- 1 Нұрсұлтанов Ғ.М., Абайұлданов Қ.Н. «Мұнай және газды өндіріп, өңдеу» Алматы «Өлке», 2000ж.
- 2 Тайқұлақова Г.С. Дипломдық жобалау (мұнайшылар тобы) Алматы, ҚазҰТУ 2001.
- 3 Мусин К.А. Еңбекті қорғау Алматы, ҚазҰТУ 1995.
- 4 Каталог газлифтных клапанов компании Шлюмберже. – 2001.
- 5 Алиев Н.А. Предотвращение загрязнения моря при разработке морских нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987.
- 6 Булатов А.И. и др. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1997.
- 7 Гудфеллоу Р., Шассеро Л. Освоение малых морских месторождений. – М.: Недра, 1990;
- 8 Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. – М.: Недра, 1991.
- 9 Листенгартен Л.Б. Комплексное проектирование разработки морских нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987.
- 10 Скрыпник С. Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. – М.: Недра, 1989.
- 11 Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1980.
- 12 Максимов М.И. «Геологические основы разработки нефтяных месторождений» М. Недра, 1975г.
- 13 Гиматулинов Ш.К. и другие «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений » М. Недра, 1983г.
- 14 Шуруп В.И. «Техника и технология добычи нефти » М. Недра, 1983г.
- 15 Бренц А.Д. и другие «Организация, планирования и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности» М. Недра, 1976г
- 16 Мальшев Ю.М. и другие «Эконмика нефтяной и газовой промышленности » М.Недра, 1980г.
- 17 Куцин П.В. и другие «Охрана труда на буровых и нефтегазодобывающих предприятиях»М.Недра, 1988г
- 18 Попов Г.Е. и другие «Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений» М.Недра, 1982 г

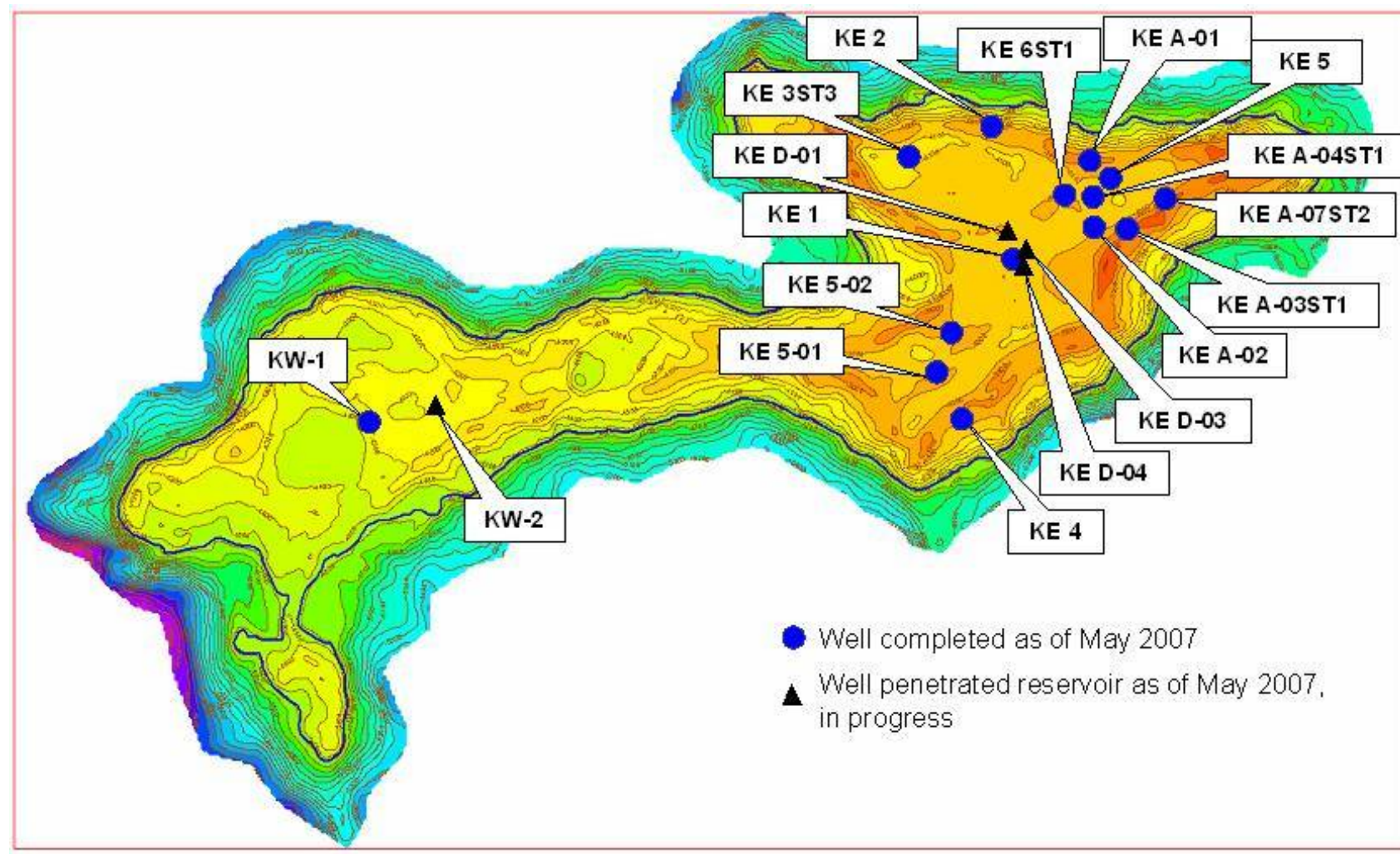
Қосымша А

Қашаған кен орны бойынша геологиялық қимасы II



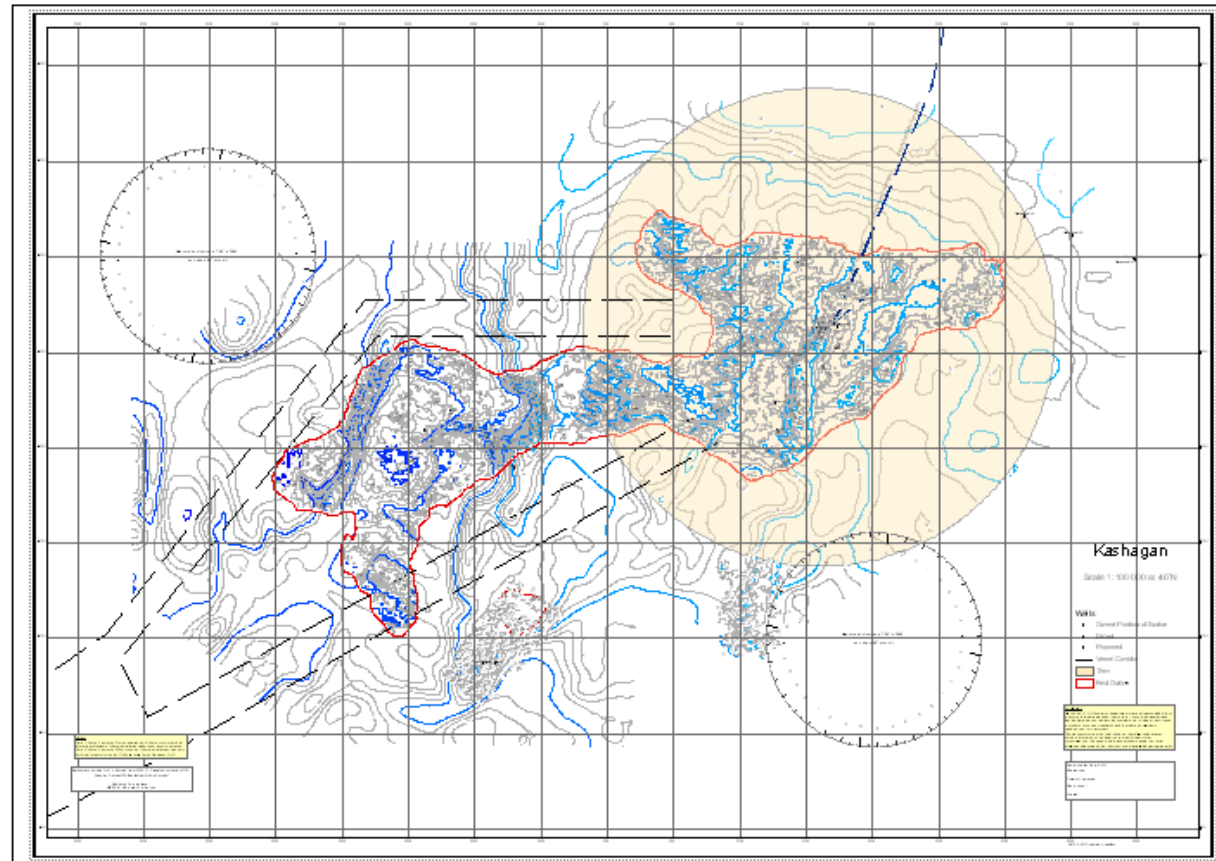
Қосымша Ә

Қашаған кен орнының құрылымдық картасы



Қосымша Б

Қашаған кен орны бойынша ағымдағы картасы



Қосымша В

Экономикалық тиімділіктер

Шартты-өзгермелі шығындар

Жылдар	ӨШ, млн.долл.	Ш-Т (F) шығындар, млн.долл.	Ш-Ө (V)-шығындар, млн.долл.
1	100	71	29
2	350	248.5	101.5
3	300	213	87
4	400	284	116
5	450	319.5	130.5
6	550	390.5	159.5
7	650	461.5	188.5
8	800	568	232
9	650	461.5	188.5
10	550	390.5	159.5

АҢДАТПА

Осы дипломдық жобада бес негізгі бөлім қарастырылған.

Бірінші бөлімде кен орынның геологиялық құрылымдық сипаттамасы, коллекторлардың бөлінуі, кеуектілік, мұнайға қанығушылық, өткізгіштік коэффициенттері, литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы, мұнай мен газдың қорлары туралы айтылған.

Экономикалық бөлімінде Қашаған кен орны үшін мұнай алудың пайдалылық коэффициентін таңдау шегінде және Қазақстан Республикасы мен Мемлекеті үшін экономикалық пайданы, атап айтқанда - өндірілім сипаттамасы, тауарлық өнімді өткізудің экономикалық және қаржылық шарттары, сонымен қатар пайдалану шығыстары мен капиталды шығындарды бағалау үшін жүргізілетін экономикалық есептемелердің табыстық және шығыстық бөліктерін анықтайтын бастапқы параметрлер мен жорамалдарды негіздеуді айқындайды.

Еңбекті қорғау бөлімінде қауіпті және зиянды өндірістік факторларды талдау және фонтанды ұңғылармен жұмыс жасау кезіндегі қауіпсіздік көрсетілген көрсетілген.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімінде атмосфераны, гидросфераны және ластайтын көздер ретінде технологиялық үрдістер көрсетілген.

АННОТАЦИЯ

Этот дипломный проект состоит из пяти основных частей.

В первой части изложены следующие основные параметры: строение, выделение коллекторов, пористость, нефтенасыщенность, Литологотратиграфическая характеристика, физико-гидродинамические характеристики, запасы нефти и газа Геолого-промысловая характеристика продуктивных горизонтов.

В третьей Экономическая часть освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного коэффициента извлечения нефти для месторождения Кашаган и оценки экономических выгод Подрядчика и Республики Казахстан, а именно: характеристика добычи, экономические и финансовые условия реализации товарной продукции, а также оценка капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

В части охраны труда указаны анализ опасных и вредных производственных факторов и опасность использования скважин фонтанным методом.

В части охраны окружающей среды рассмотрены технологические процессы которые являются источниками загрязнения атмосферы и гидросферы.

ABSTRACT

This thesis project consists of ten main parts. The first part sets out the following basic parameters: structure, reservoir identification, porosity, oil saturation, lithologic and stratigraphic characteristics, physical and hydrodynamic characteristics, oil and gas geological-field characteristic of productive horizons.

The third part covers the economic rationale for the input parameters and assumptions that determine the revenue and expenditure of economic calculations carried out in the framework of selecting cost-effective oil recovery factor for the Kashagan field and estimate the economic benefits of the Contractor and the Republic of Kazakhstan, namely the characterization of production, economic and financial conditions for the implementation marketable products, as well as assessment of capital costs and operating costs.

As part of this analysis of occupational safety dangerous and harmful factors and the severity of exploitation wells fountain method.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	9
1	Геологиялық бөлім	11
1.1	Кен орын туралы жалпы мәліметтер	11
1.2	Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы	14
1.3	Тектоника	16
1.4	Мұнайгаздылығы	17
1.4.1	Өнімді горизонттардың геологиялық-өндірістік сипаттамасы	18
2	Технологиялық бөлім	19
2.1	Кен орынды игеру жүйесі, игерудің ағымды жағдайын және технологиялық көрсеткіштерін талдау	19
2.1.1	Мұнай және газ қорларының өндіруін талдау	22
2.1.2	Кеніштің энергетикалық жағдайының сипаттамасы, игеру режимдері	23
2.1.3	Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу	24
2.2	Ұңғыларды пайдалану тәсілдеріндегі көрсеткіштерінің сипаттамасы	27
2.2.1	Ұңғыларды пайдалану кезінде қиындықтың алдын-алу шаралары және олармен күрес.	29
2.3	Арнайы бөлім	32
2.3.1	Ұңғы өнімдерін өндірістік жинау және дайындау жүйесіне қысқаша шолу	32
2.3.2	Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасының сипаттамасы	35
3	Экономикалық бөлім	44
3.1	Кен орнын игерудің технико-экономикалық көрсеткіші	44
4	Еңбекті қорғау бөлімі	49
4.1	Кәсіпорындағы қауіпті және зиянды факторлар	49
	Қорытынды	51
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	52
	Қосымшалар	53

КІРІСПЕ

Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібі еліміз экономикасында басты орындардың бірін алады. Мұнай өндірудің жоғарылауы ауыр және жеңіл өнеркәсіптердің, ауыл шаруашылығы, транспорттың дамуын жеңілдетеді.

Қазақстан Республикасында мұнай-газ және газоконденсат кен орындары батыс Қазақстанда орналасқан. Күннен-күнге солардың өнімділігін жоғарылатып, оларға жаңа техникамен технология әдістерін қолдану керек. Белгілі ашылған мұнай кен орындары көбіне Каспий маңы ойпатында орналасқан.

Жаңа кен орындарын игерумен бірге басқа өңделіп жатқан кен орындардан мұнай өндіруді жалғастыра беру керек. Осыған өңделіп жатқан Қашаған кен орны жатады. Осыған байланысты өңдеу процессін дәлдендіру мен уақытылы таңдау таласты сұрақ тудырады.

Өзінің ғасырлық даму кезеңінде Қазақстан Республикасы мұнайымен зерттелген қорының көлемі бойынша он үшінші орынды, газ және конденсаттанан бесінші, мұнай өндіру деңгейі бойынша дүние жүзінде жиырма сегізінші орынды алатын дүние жүзінің ірі мұнай өндіретін елінің біріне айналды. Қазақстан ТМД елдері ішінде зерттелген мұнай қоры және мұнай өндіру деңгейі бойынша берік екінші орынға, ал конденсатпен газ қоры бойынша төртінші орынға ие.

Қазақстан Республикасы қорлардың ірі шикізат базасына ие ғана емес сонымен қатар айтарлықтай көп болжанған ресурстарға да ие.

Республиканың болжанған мұнайының алынатын қоры құрлықта 7,8 млрд.тоннаға бағаланады, мұнда олардың 2/3 Батыс Қазақстанда шоғырланған. Республиканың болжанған газ қоры 7,1 трлн. куб метрге бағаланады.

Мұнай мен газдың үлкен перспективасын Каспий теңізінің Қазақстанға тиісті секторы қойнауымен байланыстыруда. Каспий теңізінің солтүстік-шығыс секторында Шығыс Қашаған құрылымында барлама ұңғымалар бұрғылау нәтижесінде мұнай мен газдың өндірістік қоры анықталған.

Қашаған кен орны 2000 жылы ашылған, ол Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігінің шельфтік зонасында орналасқан.

Қашаған кен орны Қазақстанда мұнай өндіру тәжірибесінде, Каспий шельфінде игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Өнімді қабаттары 4500 метрде орналасқан, көмірсутектер қоры бағдар бойынша 7млрд.тонна мұнайды құрайды, қабат флюидінде қышқылды компоненттердің (күкіртсутек, көмірқышқыл газы) мөлшері айтарлықтай. Осы берілген факторлар жабдықтарды және әртүрлі кәсіпшілік арналардағы құбырларды дайындайтын материалдарға қойылатын жоғары талаптарды, ұңғыма сағасын жабдықтау және жабдықтардың барлық жүйесінің саңылаусыздығының камтамасыз етілуін бақылау және реттеудің сенімді жүйесін қолдануды анықтайды.

Солтүстік Каспийдің Қашаған кен орнын игеру мен пайдалануда қиындықтар туғызатын белгілі бір ерекшеліктері бар, ол теңіз деңгейінің

өзгеруімен, теңіз дауылдарымен, қысқы мерзімде мұздық жабынының болуымен, сондай-ақ халықаралық маңызы бар биоресурстарға ие жоғарғы экологиялық сезімталдығымен ерекшеленетін тайыз сулы аймағында орналасқан.

Жасанды аралдарды – бермаларды қолданумен жұмысын жүргізетін Қашаған кен орынындағы «Сұңқар» баржасы осы талаптарға сай мұнай мен газды фонтандық тәсілмен игеруде. Осы технологияны енгізіп, оны сауатты пайдалану, сонымен қатар қоршаған ортаны қорғауды қамтамасыз ететін талаптарды бұлжытпай орындау біздің борышымыз. Ұсынып отырған дипломдық жоба осы мәселелерді шешуге арналған.

1 Геологиялық бөлім

1.1 Кен орын туралы жалпы мәліметтер

2003 және 2005 жылдар аралығында кен орында белсенді геологиялық және бағалау зерттеу жұмыстары жүргізілді:

- Шығыс Қашағанда жаңадан үш ұңғыма бұрғыланды (ШҚ-4, ШҚ-6, ШҚ-А-01), бұрғылауда тағы үш ұңғыма бар (ШҚ-А-02, ШҚ-А-03, ШҚ-5-01);
- гравиметрикалық түсіріп алу жүргізілді;
- Батыс Қашағанда 3Д далалық сейсмикалық жұмыстар аяқталды;
- 3Д уақытша миграция материалдарын өңдеу және түсіндіру бойынша жұмыстары соммалауға, берілген гравиктермен сейсмикалық мәліметтерді кешенді түсіндіруге дейін орындалды;
- керн, шлам, каротаж, тестілеу сияқты жаңа ұңғымалар бойынша ақпараттар алынды.

Орындалған жұмыстардың нәтижесінде бұрыннан шығарылған геологиялық модельдің нақтылығы мен сапасын жаңартуға және жоғарлатуға мүмкіндік беретін кен орынның геологиялық құрылымы туралы, оның ішінде фациалды аймақтың саны мен шекаралары, коллекторлардың түрлері және тазартушылық-сыйымдылық сипаттамалары жайында көз қарасты кеңейтуге мүмкіндік беретін жаңа ақпарат алуға мүмкін болды. Керн анализінің, ұңғымалардың тәжірибелері мен зерттеулерінің, жер қабаттарында мұнайдың физикалық қасиеттерінің мәліметтері жинақталды және талдалынды, кен орынды өңдеу кезінде қабат флюид жүйесінің болжамы бойынша тәжірибелік лабораториялық зерттеулердің үлкен көлемі орындалды. Мұның бәрі модельдеудің негізінде геологиялық және алынатын қорлардың есебін жүргізуге мүмкіндік берді, ал бұл ресми бекітуден кейін ҚР-ның балансына енгізілді.

Қашаған кен орны Каспий алаңының көтерілген іргетас Астрахань-Ақтөбе жүйесінің оңтүстік қанат ойпатының оңтүстігінде орналасқан және ішкі бассейндік Теңіз-Қашаған карбонатты платформасына ұштастырылып тұр. Платформа жалпы девонды (кешфранско-фаменді) карбонатты негізде орналасқан ерте-орта таскөмір жасты бөлек карбонатты массивтерден тұрады. Олардың төртеуі: Қашаған, Оңтүстік-Батыс-Қашаған, Ақтоты және Қайран Каспий теңізінің қайранында, ал Қаратон, Теңіз және Королевск Шығыс Каспийдің жағалау алды белдеуінде орналасқан. Қашаған кен орнында ашылған тұнба жыныстары жоғарғы девоннан неогендіге дейін шөгінділерімен көрсетіледі. Бұрғылаумен ашылған максималды тілік ВК-1 ұңғымасында 5172 м құрайды. Ұңғыма тілігінде төменгі пермнің кунгуртты қабаттың мықты тұзды қалыңдығымен бөлінген тұз асты және тұз үсті кешендер табылды.

Тұз асты кешен. Жоғарғы девон шөгінділері екі ұңғымамен ашылған: Шығыс Қашағанда ШҚ-1 ұңғымасымен, Оңтүстік-Батыс-Қашаған ОБҚ-1 ұңғымамен сәйкесінше 4844м және 5371м белгілерде және франск пен фаменск қабаттарында көрсетілген.

Шөгінділер өте қатты, жарым-жартылай доломиттенген қайта кристалдандырылған балдыр-пелоидті вакстоун-пакстоуннан құрылған. Девонды тіліктің жабындысында ШҚ-1 ұңғымасы девонды периодтың аяғында теңіз деңгейінің айтарлықтай төмендеуінен болған үрдістердің карстификациясының нәтижесі болып табылатын қуаттылығы мықты кеуекті аймақты ашты.

Жоғары визейлік қабаттың окс шөгінділері жартылай кристалданған және қапталынған вакстонулар/пакстоундар балшықтарынан тұрады. Окс көкжиек үстінің қалыңдығы платформада 216 м-ден (ВК-6 ұңғымасы) ШҚ-4 ұңғымасында 295,8 м дейін өзгерді.

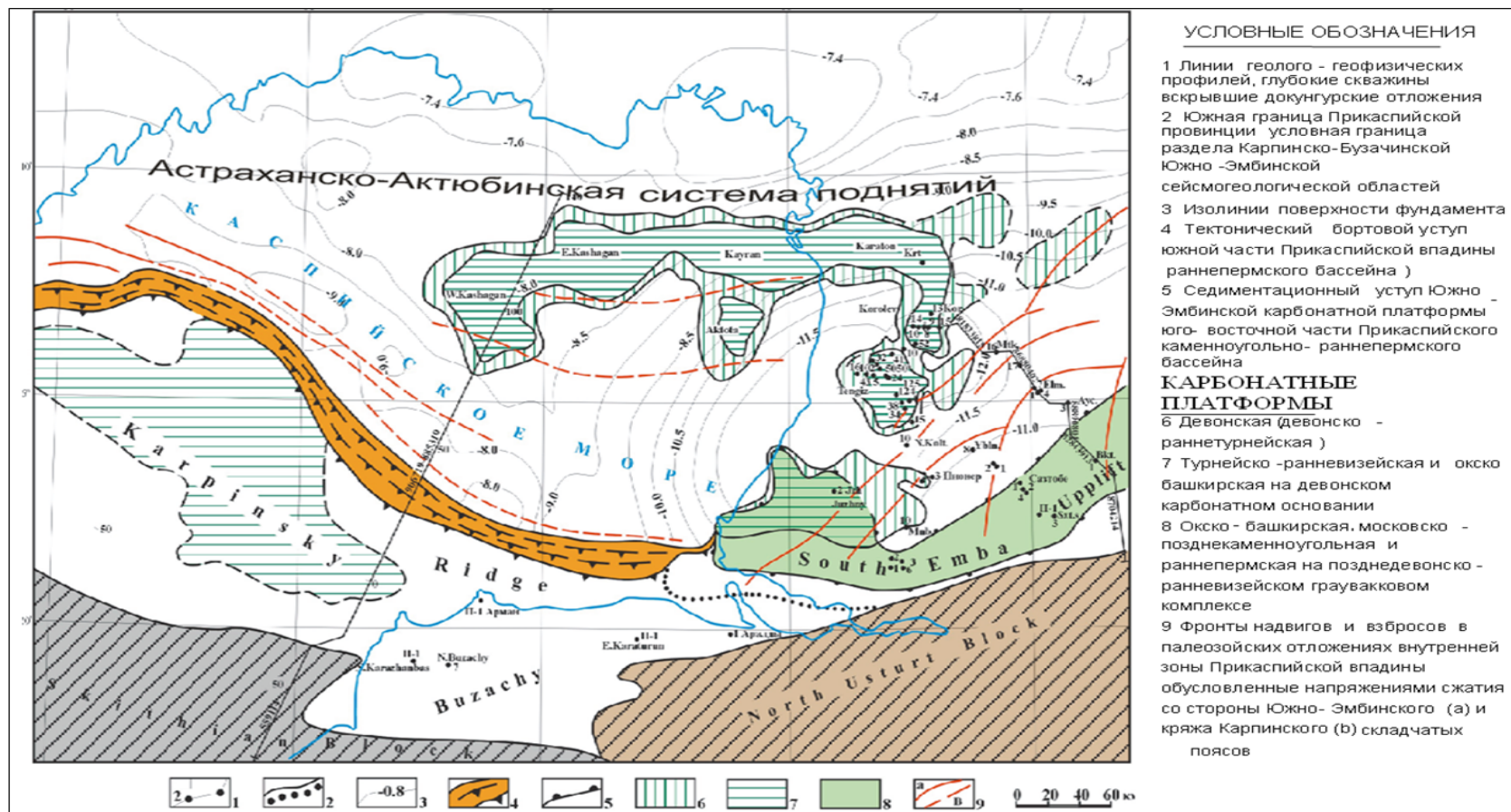
Серпухов қабатының шөгінділері вакстоундармен және пакстоундармен, кейде – грейстоундармен, баундстоундармен, биокластикалық балдырлармен, Өайта кристалданған, кеуектілікті органогенді-сынық балшықпен анықталады. Римдік бөлікте каверкозды балшықпен анықталады. Платформалық бөлікте шөгінділердің қалыңдығы 31 м-ден (БҚ-1 ұңғымасында) 49,7 м дейін (ШҚ-5 ұңғымасы) өзгереді. Римада ШҚ-2 ұңғымадағы қалыңдық 38,2 м, ал ШҚ-4 ұңғымасында 101,9 м дейін жоғарлады. Таскөмір жүйенің орташа бөлімі ірі стратиграфиялық келіспеушілікпен төменгі пермнің пайда болуларын жабатын және стратиграфиялық көлеммен шыдамды башқұрт қабатымен көрсетілген.

Перм жасының шөгінділері терең стратиграфиялық келіспеушілікпен су жырып кеткен таскөмірдің жоғарғы жатында жатыр. Перм шөгінділері екі бөліммен көрсетіледі: триас тұқымдарының астыңға бөлігімен төменгі және жоғарғы бөлшектендірілмеген шөгінділер. Перм жүйесінің төменгі бөлімі тұздалған артин қабатына және тұзды кунгур қабатының қоюлығына бөлінеді.

Тұзды тілік. Бөлшектеп су жырып өткен балшықты-аргиллиттенген артин қабат шөгінділердің бетінде кунгур қабатының сульфат-галогенді тұқымдарының жабындары жатыр. Тұзды шөгінділердің қалыңдығы шамамен күмбез арсындағы аймақтарда 100 м-ден тұзды күмбез жиынтықтарында (ШҚ-1 – 1054м, БҚ-1 – 2056 м, ШҚ-2 – 1000 м, ШҚ-3 – 99 м, ШҚ-4 – 313 м, ШҚ-5 – 1430 м және ШҚ-6 ұңғымасында 1762 м тұз ашылды) бірнеше километрлерге дейін өзгерді.

Тұз үсті тілік. Пермотриастің бөлшектендірілмеген шөгінділері көбінесе қоңыр, қызыл сазбен және балшық, мергель мен ангидриттердің қабаттарымен аргиллиттермен анықталады, ал жоғарғы жағында алевролиттің, құмның және аргиллиттің ашық сұр, сұр қабаттары бар. Шөгінділердің максималды қалыңдығы 800 м астам құрайды. Триас жүйесінің жоғарғы бөлімі алевролит қыртыстарымен, құмды алевролиттер және құмдармен сұр және жасыл сазбен анықталады. Шөгінділердің қалыңдығы шамамен 150 м құрайды. Юралық шөгінділері барлық үш бөлімдер тұқымдарының терригенді-карбонатты жабындармен анықталады және су жырып кеткен триас бетінде жатыр.

Тектоникалықша шолу картасы



1.2 Литологиялық-стратиграфиялық сипаттамасы

Қазіргі уақыттағы жұмысты құрастыру мерзіміне Қашаған кен орнында тереңдіктері 5170м, 4991м, 4142м, ШҚ-1, БҚ-1, ШҚ-2, үш ұңғыманы бұрғылау аяқталған. ШҚ-2 ұңғымасы туралы мәлімет өңделуде, сондықтан ұңғыманың ашылған қимасының литолого-стратиграфиялық сипаттамасы карбонатты платформаның ішкі бөлігінде орналасқан БҚ-1 және ШҚ-1 екі іздеу ұңғымаларының нәтижелері, жұмыстары мәліметтері бойынша жүргізілген.

Қашаған кен орнында ашылған шөгінді жыныстар төрттік, девон шөгінділерінен тұрады. Стратиграфиялық бөлінуі 1.1 кестесінде ШҚ-1 ұңғымасы бойынша 2000 жылдың тамызына дейінгі және БҚ-1 ұңғымасы бойынша 2001 жылдың сәуіріне дейінгі зеріттелген жағдайы бойынша келтірілген.

1.1-кесте– Стратиграфиялық бөлу

Ұңғыма туралы ақпарат	ШҚ-1 ұңғымасы, түп 5172м. ротор ал.-12.7м			БҚ-1 ұңғымасы, түп 4991м. ротор ал.-15.5м		
1-ші объект жабыны	4036	4042	430	4311	4323	467
1-ші объект табаны	4466	4470		4778	4790	
2-ші объект жабыны	4482	4486	362	4790	4802	201
2-ші объект табаны	4844	4844				
3-ші объект жабыны	4844	4844	328			

Кен орынның жобалау және өндіруді басқару, мұнай шығару мүмкіндіктерін іздестіру жүзеге асыратын моделін құрған кезде және түзеткен кезде ең алдымен көмірсутек қорларын өңдеуге әсер ететін, мұнай өңдеу коэффициентін бағалау кезінде қолданылатын өнімді жыныстардың физикалық-гидродинамикалық сипаттамаларын бағалау қажет.

Мұндай көрсеткіштер: ығыстыратын және ығыстырушы фазалар арасында шекарадағы қысым (капиллярлы қысым), өнімді жыныстардың бос кеңістігінің сулану сипаттамасы, салыстырмалы фазалық өткізгіштік, бастапқы және қалдықты мұнайға қанықтылық болып табылады.

Салыстырмалы өткізгіштік анықтау мақсатымен Қашаған Кен орны бойынша мұнай-газ және су-мұнай жүйелерінде «Shell», «ENI», «CoreLab» (Абердин) және «ResLab» (Тронхейм) компанияларымен лабораториялық зерттеу жұмыстары жүргізілді. Ол үшін ОПР қолданылған БҚ-1, ШҚ-2 ұңғымаларынан керн үлгілері ШҚ-3 и ШҚ-5 ұңғымаларынан керн үлгілерімен толықтырылды.

Башқұрт, серпухов және жоғары визейлік қабаттар беттерінің аралығында отыз алты керн үлгілері таңдалынды. №1 үлгісі төмен өткізгіштіктің, жарамсыз деп танылды. Зерттеу жұмыстары орнатылған және орнатылмаған тазалау тәртіпте әр түрлі беткейлік және қоршаған орта жағдайларында жүргізілді. Қаныққандық деңгейін бақылау рентген шуақтарын әлсіздету арқылы өтті.

Салыстырмалы өткізгіштікті тұрақты тәртіпте мұнайды газбен ығыстырумен SMAX әдісін қолданумен анықтау ШҚ-5 ұңғымаларының төрт үлгісі бойынша жасалынды.

Сумен қаныққандықты бастапқыға дейін төмендету барлық төрт үлгілерде дегаздалған шикі мұнайда ұстау алдында орталық фугирлеу әдісі қолданды.

Тиімді қысымда 6,21 МПа бастапқы сумен қаныққандық рентген шуақтары арқылы өлшенді және бұл көрсеткіш 16-дан 22,1% дейін болды. Бастапқы сумен қаныққандық кезінде мұнай бойынша салыстырмалы және өткізгіштік мәндері 0,09-дан 0,50 дейін ауытқиды, мұнай үшін Кори (Corey) коэффициенті 1,45-тен 1,8 дейін ауытқиды.

Қалдық мұнайға қаныққандық кезінде газ бойынша салыстырмалы өткізгіштік мәні 0,05 және 0,42 аралығында ауытқиды (газ үшін Кори теңдеуінің дәрежелік экспоненциалды көрсеткіші 3,4 және 8,1 аралығында ауытқиды).

Мұнда мұнайды шығару тұқымдағы мұнай көлемінен 32,0-ден 59,8% дейін құрайды, яғни орташа 47,7% құрайды, қалдық мұнайға қаныққандық (Sor) 33,8-дан 53,0% дейін құрайды.

Қаныққандық пішіндер 212 және 443 керн үлгілерінен шыққан кезде мұнайға қаныққандықты көрсетеді, ал ол соңғы капиллярлы тиімділікпен және жыныстардың біртектілігімен шарттастырылады («CoreLab» есебіне жатқызылатын сандық бейне байқалатын 212 үлгілерінде қабыршақ қалдықтарының бар болуы және 443 үлгілерінде жарықтардың болуы.

Оған қарамастан Кори есептілік коэффициенттері басқа көрсеткіштермен жақсы корреляцияланады. Бар барлық көрсеткіштер бойынша келесідей Кори коэффициенттері алынды:

- No мұнай үшін Коридің орташа коэффициенті: 1,55;
- Ng газ үшін Коридің орташа коэффициенті: 5,1.

Су-мұнай жүйесі үшін салыстырмалы өткізгіштікті анықтау керннің 31 үлгісі бойынша жүргізілді. Әр бір керннің үлгісі үшін оны зерттеу кезінде қолданылған үрдістерге байланысты анықтылықтың нақты деңгейі және соңғы тиімділіктің бар болуы анықталды.

Жасалынған 31 зерттеу жұмыстарынан 3 өте жақсы болды (А класс), 13 – жақсы (В класс) және 15 – сапасы төменірек (С класс).

Екі зерттеу жұмыстары қыртыстық жағдайда өткізілді (ШҚ-5 ұңғымасы, 268 және 516 үлгілер).

Тұзды ерітіндінің және газдалған мұнайдың өзара әсерлесуінен, яғни тұқымның еруі, олардың біреуі сенімді нәтиже бермеді (С класс), ал екіншісінің сапасына жарым-жартылай соңғы тиімділік әсер етті (В класс).

1.3 Тектоника

Қашаған құрылымы тектоникалық тұрғыдан Каспий маңы ойпатының борттық аймағының оңтүстік бөлігінде орналасқан. Қашаған карбонаттық құрылымы артин саздарымен және кунгур тұздарымен бөлінген фамен (жоғарғы девон) ярусынан башкир (орта тас көмір) ярусына дейінгі шөгінділермен көрсетілген. Алдыңғылары осында бар көмірсутектер кеніші үшін қаппақ қызметін атқарады. Кен орынның геологиялық үлгісі құрлықтағы ұқсас құрылымдар, атап айтқанда - Теңіз, Қаратон, Королевская, Тәжіғали, Пустынная құрылымдары туралы мәліметтер негізінде алынған және құрылымның шығыс, батыс бөліктеріндегі бұрғыланған Шығыс Қашаған - 1, 2 және Батыс Қашаған-1 ұңғымаларын бұрғылаумен дәлелденген. Құрылымның екі кең платформалық бөлігі бар: ені 15км ермен байланысқан Шығыс және Батыс Қашаған. Қалыптасқан тұзасты массив оңтүстік-батыстан солтүстік-шығысқа бағытталған және оңтүстік-батыста -3800м. -4300м. тереңдіктен оңтүстік-батыс бағытта иілген.

2Д сейсмосбарлау жұмыстарының нәтижесі бойынша алынған П2 қабатын (таскөмір карбонаттарының жабыны) кескіндейтін құрылымдық карта ШҚ-1 ұңғымасын бұрғылау мәліметтерімен анықталған болатын. 4620м изогипс шегінде құрылым өлшемі 75х75км және дөңес амплитудасы 760м.Шөгінділері төменгі визей ярусына жататын 4238-4299м. тереңдік аралығын сынау барысында жеті түптік және екі сағалық сынама алынған. Жалпы алғанда ШҚ-1 ұңғымасы бойынша қабат мұнайының башқұрт ярусы шөгінділерінен жеті сынамасы және төменгі визей шөгінділерінен тоғыз сынамасы алынған. РVT-зерттеулері қабат мұнайының негізгі қасиеттерін, газдың, газсыздандырылған және қабат мұнайының компоненттік құрамын анықтау үшін жүргізілген. Сынамалар бойынша қабат мұнайын дифференциалды газсыздандыру тәжірибесі және екі сатылы айырғышты тәжірибелік үлгілеу орындалған. Башқұрт және төменгі визей ярусы сынамаларын зерттеу бойынша қабат мұнайының негізгі параметрлерінің өзгеру диапазоны және жекеше башқұрт ярусының РТ-15006 және Luid Analysis Ctnter (Expro) зертханасында алынған төменгі визей ярусының РТ-15003 сынамалары бойынша мұнай қасиеттері келтірілген. Осы сынамалар бойынша зерттеулер нәтижелері өзара жақсы сәйкес келеді, олар нақты және қабат мұнайын анағұрлым толық сипаттайды деп танылған. Кестеде көрініп тұрғандай екі ярус бойынша мұнай параметрлері өзара жақын және Қашаған кен орнының мұнайын құрамында газ мөлшері жоғары толық қанықпаған, жеңіл және тұтқырлығы аз екендігін сипаттайды.

Қашаған кен орнын игеру үрдісін үлгілеу барысында Теңіз кен орнының флюидтерінің параметрлері қолданылған. Болашақта, БҚ-1 ұңғымасынан алынған сынамалар бойынша қазіргі уақытта жүргізіліп жатқан зерттеулер нәтижесінде және де басқа барлама ұңғымалар бойынша мұнай қасиеттері анықталып, оларға сәйкесті флюид үлгісі түзетіледі деп жоспарлануда.

1.4 Мұнайгаздылығы

Қашаған алаңында ШҚ-1 ұңғымасымен визей шөгінділерін сынағанда 15.07.2000 жылы ОКИОК-қа мұнай кен орнының ашылғанын жариялауға мүмкіндік берген бірінші мұнай ағысы алынды. Кейін бұл ШҚ-1 және БҚ-1 ұңғымаларында башқұрт және визе шөгінділерінен мұнайдың өндірістік ағысы алынуымен дәлелденді.

Осы ұңғымалар бойынша сынамалар нәтижелерін, керндерді және геофизикалық мәліметтерді өңдеу мағлұматтары ірі таскөмір-жоғарғы девон карбонатты массивіне жиналған тұтас мұнай кенішін болжауға мүмкіндік береді. Табиғи резервуарлық түрі бойынша кеніш-массивті, қалыңдығы 70м.артин ярусының саз қабатымен толығымен, қалыңдығы 1000-2000м. кунгур ярусының қалың галогенді-терригенді қақпағы мен экран тапқан.

Кеніштің өндірістік өнімділігі депрессия 25.67МПа болғанда 598м./тәу. Мұнай шығымы алынған, ШҚ-1 ұңғымасында 4238-4299м. (-4242.7—4303.4м.) аралығында жоғарғы визей шөгінділерін сынау барысында анықталған. Кейін бұл башқұрт ярусы шөгінділерінен алынған мұнай ағысымен дәлелденген. ШҚ-1 ұңғымасында 4038-4074м. (-4043.7—4079.6м.) аралықта депрессия 51.83МПа болғанда шығым 654м./тәу., БҚ-1 ұңғымасында 4311-4428м. (-4323—4440м.) аралықта депрессия 28.3МПа болғанда шығым 666м./тәу. құраған. Резервуар үлгісінде су-мұнай нұсқасы (СМН) 4620м. белгісінде алынған, ШҚ-1 және БҚ-1 ұңғымаларын геофизикалық зерттеу өте жоғарғы орынды болжауға мүмкіндік береді.

Қабат резервуарының үлгісі Теңіз карбонаттық құрылысына, 2Д сейсмикалық мәліметтеріне, БҚ-1, ШҚ-1 бұрғылау мәліметтерін ұқсас негіздеген. Қашаған құрылымы ауданы бойынша платформалық, борттық және бауырайлық бөліктерге, қимасы бойынша - үш объектіге бөлінген. 1-ші объектіге башқұрт, серпухов және жоғарғы визей жастағы шөгінділер кіреді. 2-ші объекті алдыңғысынан 14-16м. сазды тақта тастармен бөлінген және оған орта-томен визей, турней шөгінділері кіреді. 3-ші объекті жоғарғы девон шөгінділерімен байланысқан. Барлық ашылған карбонаттық құрылыс ауданы және қимасы бойынша өте біртекті болады деп болжануда, бұл бұрғыланған ұңғымалармен дәлелденген.

1.4.1 Өнімді горизонттардың геологиялық-өндірістік сипаттамасы

Коллекторлар жыныстарының сулылығы мұнай коллекторларында ағымның іс-әрекетіне әсер ететін аса маңызда фактор болып келеді.

Мұнда Қашаған, Аджип ККО Кен орындарын сипаттайтын тұқымдардың дымқылдылығын талдау үшін мыналарды қамтитын дымқылдылықты анықтау бойынша бірнеше әдістермен зерттеу жұмыстар арқылы БҚ-1 ұңғымаларынан керннің жиырма екі үлгілері таңдалынды:

1. Амот әдісі – өздігінен сіңіру;

2. АҚШ-тың таулы бюросының (USBM) көрсеткіштерін бағалау;
3. Диэлектрлік талдау (Ени/Аджип лабораторияларында шығарылған жаңа әдіс).

Амот әдісі бойынша үлгілер белгілі-бір өздігінен суды сіңіруді көрсептеді, тек қана екі үлгілерде ғана екі күнде мұнайдың үш апта бойы өзгермеген ұсақ тамшысы табылды, сондықтан мүмкін үлгі жарым-жартылай гидрофилді, ал қалғандары мүмкін аралас және гидрофобты.

Суланудың АҚШ-тық таулы бюросының (USBM) көрсеткіштерін қарастырған кезде жалпылама қабылданған дымқылдау сипаттамалар әдістегідей барлық үлгілер, гидрофильділікпен сипатталатын екі үлгілерден басқа аралықтан тиімді гидрофобты жыныс түріне жатады. Сонымен қатар, ол ЯМР зерттеу жұмыстарының мәліметтерімен расталады. Сулану көрсеткішін анықтау үшін біріншілік сіңіру және екіншілік ығыстыру кезінде капиллярлы қысым қисығының мәліметтері қолданылады. Орташа қатысудан алынған мәліметтер 0,03-тен 0,75 дейін аралықта жатыр.

Керннің 15 үлгілерін талдау үшін кең белдеулі электрлік өлшемдерге негізделген жаңа әдіс қолданылды. Оның негізінде үлкен жылдамдықта (10 ГГц дейін) жарым-жартылай су қаныққан жыныстың өтімділігі қосылған судың нысанына байланысты. Суланған жүйелерге тән жоғары беттілікпен қосылу мұнаймен суланған кезде кездесетін аса маңызды емес беттілікпен қосылу әр түрлі электрлік белгілермен үн қатады. Бұл эффектiлiк Максвелл-Вагнер-Силларс (MBC) поляризациялауына байланысты және суланудың көлемін оңай анықтауға мүмкіндік бере отыра, аздап жүйенің жалпы сумен қаныққандық деңгейімен корреляцияланады. Сулылықты анықтаудың жай әдістерімен салыстарғанда, яғни Амот немесе АҚШ-тық таулы бюросы (USBM) сияқтылар, жаңа әдіс үлгінің өтімділігіне (тұқымдардың өте қатты үлгілерін Амот әдісімен талдау қиындыққа соғады, өйткені су да, мұнай да лабораториялық зерттеу жұмыстарын тиімді уақыт аралығында үлгіге табиғи жолмен енбейді) қарамастан суланудың сенімді бағасын береді. Сонымен қатар, бұл әдіс суланудың аралас түрінің жағдайын орнатуға мүмкіндік береді, ал жалпылама қабылданған әдістер суланудың орташа коэффициенттерін ғана береді.

Зерттеу жұмыстарының нәтижесінде зерттелінген үлгілердің диэлектрлік спектрлар гетерогенді сипаттамаларды анықтайды, бірақ кейбір жалпы ерекшеліктер байқалады. Спектрлар үлгіні салғаннан кейін бимоалыстатылған болып келеді, ал бұл суланудың аралас түрінің нақты белгісі болып табылады және су мен мұнаймен суланған аймақтардың бар болуын білдіреді. Мүмкін әр түрлі құрылымдар (мысалы, каверн және микросынықтар) кеуектіліктерінің бар болуы өлшенген спектрлардың бимоалыстатылғандығын айқындайды.

2 Технологиялық бөлім

2.1 Кен орынды игеру жүйесі, игерудің ағымды жағдайын және технологиялық көрсеткіштерін талдау

Қашаған кен орнында игерудің алғашқы сатысынан бастап өндірілетін газдың бір бөлігін қайта қабатқа айдау жоспары қарастырылаған. Газды қабатқа айдау мұнай шығу коэффициентін көтеру жағынан тиімді, газдың күкірттену көлемін азайтады, күкіртті сақтауда қоршаған ортаға әсерін төмендетеді.

Газды қабатқа айдау технологияларын игеруде халықаралық қауіпсіздік нормалары мен Қазақстан Республикасының нормалары ескерілді, сонымен қатар «Қазақстан Республикасының мұнай-газ-конденсатты кен орындардың қабаттарына құрамына күкірттісутегі бар көмірсутекті газды айдау кезіндегі өндірістік қауіпсіздік ережелері» ескерілді, бұл ереже 2003 жылдың 23 қыркүйегінде Қазақстан Республикасының энергетика және минералды ресурстар министрлігінің №177 бұйрығымен бекітілген.

2.1-кесте - Жыл бойынша мұнай өндіру көлемі және қабатқа қайта айналатын газдың көлемі

Күні	Мұнайды өндіру, тонн/тәу (брл/тәу)	Жоғары күкіртті газды өндіру, млн.м ³ /тәу	Жоғары күкіртті газдың пайдаланылуы, млн.ст.м ³ /тәу.		Газы айдау желілері		Айдау ұңғымалар саны шт.
			УКПНГ-дегі газ	Айдауға арналған газ	жұмысшы	Резервті	
Транш 1 2008-ден бастап	19,150 (150,000)	14,0	7,4	6,6	1	1	3
Транш 2 2009-ден бастап	38,300 (300,000)	28,0	14,8	13,2	2	0	6
Транш 3 2010-ден бастап	57,450 (450,000)	41,2	14,8	26,4(*)	4	1	10

Қашаған кен орнын игерудің алғашқы сатысында газды айдау тек D-аралындағы технологиялық кешенінен жүргізілетін болады. Технологиялық кешенінде газ айдау компрессорлары мен құбырөткізгіштерді коррозиядан және гидраттардың түзілуінен қорғау мақсатында айналатын газды құрғатады.

Құрғатылған жоғарыкүкіртті газ технологиялық кешендегі дегидрациялау қондырғысынан шығып (қысымы 9,02 МПа және температурасы 40-50 °С), газ айдау компрессор станциясына түседі. Қашаған кен орынның жыл бойынша

мұнай өндіру көлемі және қабатқа қайта айдалатын газдың көлемі 2.1-кестесінде көрсетілген.

Компрессор станциясы мұнайды айыру процесінде бөлініп технологиялық кешендегі (D аралы) дегидрациялау қондырғысында құрғатылған жоғарғы күкіртті мұнай газын қайта қабатқа айдау үшін арналған.

Бастапқы кезде (Транш 1) газ айдайтын, әрқайсысының номиналды өнімділігі 6,6 млн.ст м³/тәул болатын екі сызық салу жоспарлануда, біреуі резерв. Транш 2 кезінде 13,2 млн.ст м³/тәул газды айдау үшін резервсіз екі сызықтың жұмысы қарастырылуда. Бір сызық тоқтап қалған жағдайда газдың бір бөлігі табиғи газ дайындайтын қосымша шикі газ ала алатын УКП қондырғысына жіберіледі.

Газ айдау объектісін автоматты басқару жүйесінің құрамында бар:

- Басқару тақтасында апаттық клапандар индикациясы;
- берілетін газ параметрлерін тіркеу және сигнализация жүйесі;
- процесс бұзылған жағдайда компрессордың автоматты түрде айырылуы;
- жұмыстың параметрлері бұзылған жағдайда ұңғымалардың автоматты түрде айырылуы.

Құрғатылған жоғары күкіртті газ дегидрациялау қондырғысынан 9,2 МПа қысыммен және қыста 40-45 °С, жазда 50 °С температурамен шығып, газды қабатқа айдау компрессорының (365-VN-101) 1 сатысының кіру ыдысына беріледі, құрғатылған газ компрессордың (365-КС-101) 1 сатысында 22,9 МПа қысымға дейін сығылып, 115 °С температурамен компрессордың (365-НС-103) 1 сатысының ауамен салқындатқыш түседі. Ауамен салқындатқышта газ қыста 35 °С-дейін, жазда 50 °С-қа дейін салқындатылып, компрессордың (365-VN-102) 2 сатысының кіру ыдысына беріледі, мұнда сұйық тамшылары ұсталынады. Құрғатылған газ кіру ыдысынан компрессордың (365-КС-102) 2 сатысына беріледі. 49,7 МПа қысымды және 104°С температурадағы сығылған газ компрессордың (365-НС-102) 2 сатысының ауамен салқындатқышына беріледі. Мұнда газ қыста 35 °С-дейін, жазда 50 °С-қа дейін салқындатылып, конденсатқа арналған дренажды ыдыс арқылы компрессордың (365-КС-103) 3 сатысына түседі. 76,1 МПа қысымды және 91 °С температурадағы сығылған газ газды қабатқа айдау жүйесіне таратылады.

Газ йдау компрессор станциясында сығылған газ әрі қарай айдау ұңғымаларына тарату үшін айдау манифольдіне беріледі.

Қолданылатын газ турбинасының түрі -Nuovo Pignone фирмасының ауыр жұмыстық жағдайларға арналған MS 5432D DLN өндірістік газ турбинасы. Таңдалған газ турбинасы жоғары сенімді және техникалық қызмет көрсетілуі қарапайым. Регенерациялау кезіндегі біліктегі шығу қуаты 25,3 МВт пен 37,3 МВт арасында. Біліктің максималды айналу жиілігі -5100 мин⁻¹. Отындық газ шығымы шамамен 10,750 ст. м³/сағ. Отындық газ берілуінің минималды қысымы -3,6 МПа. Газ турбинасы әлемдік мұнай өндіріс нарығында 3 жылдан астам уақыт бойы сәтті пайдаланып келе жатқан Mark VI типті электронды басқару жүйесімен жабдықталған. Газ турбинаның құрамы CO₂ айдау

көмегімен өрт сөндіру жүйесімен жабдықталған. Жобаланған минималды қызмет ету мерзімі 48000 сағат.

Газды қабатқа айдау компрессорлары қажетті айдау қысымын қамтамасыз етуге жеткілікті қысымға және айдалатын газ шығынына сәйкес таңдалады. Қондырғы үшін жобалау критерийлері:

- Кірістегі қысым 9,2 МПа;
- шығыстағы қысым 76,1 МПа;
- кірістегі температура: қыста 40-45⁰С, жазда 50⁰С;
- аралық салқындату: қыста 35⁰С, жазда 50⁰С;
- шығыстағы температура 91⁰С.

Жоғарыдағы шарттарды қамтамасыз ету мақсатында Қашаған кен орнында газ турбиналы жетекті үш сатылы компрессорды пайдалану қарастырылған.

Компрессорлар сатылары арасында аралық салқындату және газды құрғату бар. Салқындату ауамен салқындатудың қалақшалы вентиляторларымен іске асады.

Тарату газ құбырының жүйесі. Тарату газ құбырының жүйесі айдалатын газды газ айдау компрессорлы станциясынан айдау ұңғымаларына дейін тасымалдауға арналған. Қысымы 76 МПа және температурасы 91⁰С болатын сығылған жоғарғы күкіртті газ компрессорлық станциядан шығып шартты диаметрі 250 мм құбырөткізгішпен айлау манифольдіне беріледі, кейін оны қабатқа қайта айдау үшін айдау ұңғымаларына таратады. Газды қайта айдау үшін қолданылатын құбыр маркасы -B444Gr. 1 UNS NO6625.

Газ құбырларын жер бетімен төсеу қарастырылған. Жер бетіндегі газ құбырларын оқшаулау қажет. Айдау манифольдіне газды қабатқа айдау үшін айдау ұңғымаларына газ беру мақсатында 16 газ құбырөткізгішіне дейін қосу қарастырылған. Газ ұңғымаларға қорғаныс жүйесімен басқарылатын бақылау клапандарының көмегімен беріледі.

Газды құбырлар жүйесі максималды 24,0 млн.ст.м³/тәул газ шығынына есептелініп жобаланады және жұмыстың қысымы 76,1 МПа-да айдауға есептелген.

Айдау ұңғымасының сағасының және манифольдінің қондырғылары. Айдау ұңғымасының сағалық қондырғысы ұңғыманың сағасын гермитизациялау және газды қабатқа айдау режимін бақылауға арналған.

Ұңғымаға қондырлуы қажет айдау арматурасының түрі қабаттың терңдігіне, айдау қысымына және қабатқа айдалатын газ көлеміне байланысты анықталады. Газды қайта айдау ұңғымасының сағалық қондырғыларының құрамында:

- Айдау арматурасы;
- байлау құбырлары;
- апаттық тоқтату клапаны;
- тіркейтін және дистанционды берілетін газ шығынын өлшеу торабы;
- жергілікті басқару тақтасы;
- жарықтандыру жүйесі.

Айдау ұңғымасының сағалық құрылғысының беріктігі артығымен алынған, ең азынан болжанып отырған максималды айдау қысымы 75,9 МПа (11.000 PSI)-нан астам болады және ИСО 10423 халықаралық стандартына сәйкес қолмен және автоматты түрде басқарылады.

Арматураның ұшындағы минималды өту диаметрі және жанындағы әкету құбырларының өту диаметрі 100мм. Айдау ұңғымалары сағадан басқарылатын сақтандырғыш клапандарымен жабдықталған. Сағалық құрылғы жоғары және төмен қысымды байқайтын датчиктермен және ұңғыманы жабу торабымен жабдықталған. Апаттық жағдайда датчиктер сирена беру үшін немесе клапандарды жабу үшін жергілікті басқару тақтасына сигнал береді. Автоматты басқару жүйесі айдау ұңғыма жұмысының технологиялық көрсеткіштерін бақылап отырады, апаттық жағдайда тоқтатып тастайды. Газ айдаудың бақылау клапанын әкету құбырлары жалғанған шығыс манифольдіне қондырылады. Сағаның қасында H_2S және өрт бақылайтын датчиктер қондырылады, байқалған кезде бірден басқару жүйесіне сигнал беріледі, ол автоматты түрде керекті шешімді қабылдайды. Сағалық құрылғыны қорытынды таңдау бөлшектеп жобалау кезінде жасалынады.

2.1.1 Мұнай және газ қорларының өндіруін талдау

Қашаған Кен орнының мұнай және ерітілген газ қорының есебі 2002-2005 жылдар аралығында 1.07.2005 жылы көлемді әдістер күйі бойынша өткен геологиялық барлау жұмыстарының нәтижесінің мәліметтерімен жасалынды. Бұрғыланған ШҚ-6, ШҚ-4, ШҚ-А-01 үш ұңғымадан алынған жаңа мәліметтер, Батыс Қашағанда өткізілген 3Д сейсмикалық материалдар, коллекторлардың тазартушылық-сыйымдылық қасиеттерін, қыртысты флюидтер қасиеттерін анықтау бойынша зерттеу жұмыстарының үлкен көлемі, ұңғымалардың шығару мүмкіндіктері позволил доизучить I және II есептілік объектілерді одан әрі тануға, мұнайлы аймақтардың шекараларын анықтауға және оларда көбірек зерттелінген C_1 категориясының қорларын ерекшелеуге мүмкіндік берді. ШҚ-4 ұңғымаларында өткізілген ГИС материалдарын талдау жоғары радиоактивті бумада кеуектілік және мұнайға қаныққан C_2 категория бойынша бағаланған қыртыс-коллекторларды ерекшелеуге мүмкіндік берді. Қорлар ҚР ЦҚР жиналысында көрсетілді, бекітілді (01.11.05 ж. № 495-05-У протокол) және ҚР мемлекеттік балансына санмен қойылды.

I немесе II объектілердің белсенді жетілдіріп жатқан аймақтарда мұнай едәуір өзгерістерден өтті және бастапқы күй мұнайына сай келмейді. Қабат мұнайының қасиеттері бастапқы шарттарға негізделген (бұрғыланбаған территория) және қазіргі жағдайы (бұрғыланған территория). Сонымен қатар бұрғыланған және бұрғыланбаған территорияларда әртүрлі жұмысшы агенттарді пайдалану қарастырылуда. Сондықтан игерудің варианттары бұрғыланған және бұрғыланбаған территорияларға есептелген.

2.1.2 Кеніштің энергетикалық жағдайының сипаттамасы, игеру режимдері

Пайдалану ұңғымаларына қарай сұйықты ығыстыратын басым энергия түріне байланысты, келесі негізгі мұнай кен орындарын игеру режимдерін (тәртіптерін) ажыратып қарастыруымызға болады:

- 1) қатты суарынды және серпімді суарынды;
- 2) газарынды (газды);
- 3) еріген газ;
- 4) сұйықтардың салмағы (гравитациялық).

Бірнеше режимнің әсері сезілсе, аралас режим туралы айтуымызға болады. Мұнайлы нұсқаның қозғалатын және қозғалмайтын режимдері туралы түсініктердің бар екенін ұмытпағанымыз жөн.

Кен орнындағы табиғи шарттардан, игергендегі жасанды шарттардан және ұңғымаларды пайдаланудан, қабаттың жұмыс істеу режимін анықтауымызға болады. Керекті немесе басқа режимді тағайындауымызға, ұстауымызға, тексеруімізге немесе басқа режимге алмастыруға болады. Кен орындарындағы игеру жүйесінде жүргізілетін әрекеттерден (қабатқа агенттерді айдау т.с.с.) және мұнай мен газ өнімдерін пайдалану, ұңғымалардан алу үрдістерінен қабаттың жұмыс істеу режимдерін анықтаймыз. Кен орнын игеру режимін тағайындау үшін, кеніштің энергетикалық ерекшеліктері мен геологиялық шарттары әсер етеді, бірақ олар игерудегі режимді анықтамайды.

Қатты суарынды режим кезінде, қабатқа келетін, алынған су, мұнай немесе газ орынын толтырып отырады. Кен орынын суарынды режим кезінде игергенде –алғашқыда қабат қысымының төмендегенінен, қалыптасқан қысым айырмашылығын (градиент) байқаймыз. Бұл жағдай судың өнімді аймаққа келіп, мұнайды ығыстыра бастаған кезінде байқалады. Егер қабаттан бір қалыпты сұйықты өндірген кездегі жағдайда, игеру уақыты ұзарған сайын, қабаттағы қысым қалыптасса – қабаттан алынған мұнайды су толық алмастырғанның білдіреді. Бұл, қабаттың толық суарынды режимде игеріліп жатқанын тағы да анықтайды. Егерде қабаттан алынатын мұнай өнімінің мөлшерін ұлғайтып отырсақ, арынды қабаттан алынған мұнай мен газ көлемін су толық алмастырып үлгермейді, сондықтан суарынды жүйенің өткізгіштік қабілеті өзгеріп, қабат қысымының төмендеуі байқалады. Бұл жағдай қатты суарынды режимнің еріген газ режиміне немесе басқа режимге ауысуының басы болғанын түсіндіреді. Кеніштер қатты суарынды режимде игерілген кезде-қабат қысымы баяу төмендейді, ұңғыма өнімі біраз мезгіл бір қалыпта болады, егерде ұңғыма түбінің қысымын өзгертпесек. Газ факторы да бірқалыпты болады- ұңғыма түбіндегі қысым мұнайдың газға қанныққан қысымынан төмендегенінше.

Серпімді суарынды режимінің мінездемесі бойынша, қабаттың және ұңғымалардың жұмыс істеу көрсеткіштері өзгеше болады. Серпімді суарынды режимінің негізгі көрсеткіші ретінде - бастапқы мерзімде пайдалану ұңғымаларындағы қысымның байқауымызша тез кішіреюі. Сосын қабаттан бір

калыпты өнім алған мерзімде, қысымның төмендеу қарқынының баяулауы. Бұл жағдайды – қысымның төмендеу аймағының, уақыт өткен сайын, өнімді қабаттың неғұрлым үлкен аймағына тарауымен түсіндіріледі. Бір қалыптағы өнімді алу үшін, қабаттағы серпімді ұлғаюдың, алғашқы мерзімге қарағанда, қысымның төмендеуінің кішірек мәнінің жеткіліктігі. Ұңғыма түбіндегі қысымды бір қалыпта ұстаған мерзімде, ұңғыма өнімінің мөлшері төмендейді. Алғашқы уақытта, айтарлықтай тез төмендейді. Сосын өнімнің өзгеру қисығының түсу еңсесінің аздап майысуын байқаймыз. Газ факторының, қатты суарынды режимінде сияқты өзгермеуі-қабаттағы және ұңғыма түбіндегі қысым мөлшері, мұнайдың газға қанныққан қысымы төмендегенше. Қабаттың кез келген нүктесіндегі қысымның төмендеуі, қабат арасына бірден тарамауы, ол қабат арасына белгілі бір жылдамдықпен тарайды.

Газ бүркемесі (төмпешігі) бар кен орындарында қысым түскен сайын газ ұлғайып, мұнайды ығыстыру үрдісінде (гравитациялық), салмақтар эффектісі қатар жүреді: мұнай өзінің салмағының әсерінен кеніштің төмен жағына ығыстырылады, ал мұнайдан босап шыққан, еркін газ жоғары жағына қозғалып, газ бүркемесін толтырады. Мұндай эффекттер, неғұрлым қабаттың құлау бұрышы, өткізгіштігі көбейген сайын және қабаттан сұйықты алу қарқыны (сүзілу жылдамдығы) аз болған жағдайда, көбірек сезіледі. Қоспадан босап шыққан еркін газ, газ бүркемесін толтырған сайын, қабат қысымының түсуі азырақ өзгереді. Мұнай мен газдың бір- бірінен бөлініп, газ бүркемесі бар кен орындарда, газ бүркемесін қашық орналасқан ұңғымаларда газ факторы біраз уақыт аз мөлшерде болуы мүмкін. Ал мұнай-газ нұсқасына жақын орналасқан ұңғымаларда газ факторы тез өсіп, тіпті ұңғымадан тек қана газдың фонтандауы мүмкін.

Кен орнын, еріген газ режимінде игерген жағдайда, газ факторы жылдам өсіп, сосын бір максималды мәнге жеткенде, тіпті қабаттағы энергия қорының таусылғанын білдіреді. Газ факторының тез ұлғаюын, қабаттың газға қанық болғандығымен және жыныстардың газға деген фазалық өткізгіштігінің, басқа сұйықтарға қарағанда, мол болғандығымен түсіндіреміз.

Өндірістік тәжірибе де, кеніштерді игеру мерзімінде тек қана бір режим болмайды. Кейбір кен орындарын игерген де, әр учаскесі немесе блоктары, әр түрлі режимде игеріледі.

2.1.3 Қабатты және ұңғыны гидродинамикалық зерттеу

ОПР кезеңіндегі ұңғымалардың гидродинамикалық зерттеулері келесі міндеттерді шешу мақсатында жүргізіледі:

- Жаңа технологиялардың сынауын жүргізуді бақылау;
- қабаттардың өнімді және фильтрациялық сипаттамаларының бағалануы мен нақтылануы;
- қабаттардың ұңғымаларға жақын аудандарының жағдайын бағалау;
- ұңғыма жұмысының оптималды режимін таңдау;

- біткелі отырған агенттің өндірген өнімін бақылау;
 - өндірілімнің интенсификациясы бойынша іс-шараларды жүргізудің тиімділігін бағалау;
 - шоғырдың энергетикалық жағдайын бақылау;
 - ұңғымалар, құрылым аудандары, пайдалану объектілері арасындағы гидродинамикалық байланысты, бұзушылықты анықтауды, қабаттардың даралануын, жарықшақтық аудандарын анықтауды бағалау;
- Кен орындарда гидродинамикалық зерттеулер кешеніне енеді:
- Өндірілетін ұңғыма дебитін, айдамалы ұңғыманың алынатын агент көлемін өлшеу;
 - сағалық және кенжар қысымдар мен температураларды өлшеу;
 - тұрақтанған фильтрация зерттеулері: тұрақтанған таңдама әдістері, толтырудың тұрақтанған режимдер әдістері;
 - өндірілетін (айдамалы) ұңғымаларда қысымның қалпына келуін (төмендеуі) зерттеу;
 - ұңғымалардың өзара іс-әрекетін (интерференция, гидротыңдау) зерттеу;
 - қабатта алынатын агенттің қозғалуын бақылау.

Сағалық және түп қысым мен температураларды өлшеу. Нормативтік құжаттаманың ұсыныстарына және жаңа өндіруші және бұрғылаудан шыққан айдамалы ұңғымалардағы, сонымен қатар пайдалануға енгізілген тұрып қалған ұңғымалардағы және басқа жиектен тасымалданған ұңғымалардағы аналогтік кен орындарды игеру тәжірибесіне сәйкес, қабаттың бастапқы термобарикалық сипаттамаларын бағалау мақсатында қабаттық, кенжарлы қысымдар және температура бірреттік зерттеу түрінде іске асуы тиіс, кейін қабаттардың ағымдағы термобарикалық жағдайын бақылау үшін, әзірлеу үрдісінде үш айда бір рет мерзімділігімен жүйелік өлшеулер жүргізілуі керек.

Өндірілетін (айдау) ұңғымаларда қысымның қалпына келуін (төмендеуі) зерттеу. Зерттеулер нормативтік құжаттардың ұсыныстарына сәйкес жүргізіледі және қабаттардың ағымдағы және бастапқы фильтрациялық қасиеттерін бағалау үшін, іс-шаралардың технологиялық әсерін бағалау үшін арналған.

Ұңғымалардың өзара іс-әрекетін (интерференция, гидротыңдау) зерттеу. Интерференция және гидротыңдау зерттеулері, әдетте, қабатта болып жатқан үрдістерді түсіну үшін, қабат сипаттамаларын бағалау үшін МҰО, КВД, РЛТ зерттеулердің нәтижелері жеткіліксіз болған күрделі жағдайда қарастырылады. Интерференция (гидротыңдау) зерттеуі газбен толтыру немесе өндірудің бастапқы кезеңінде ең маңызды болып табылады, мысалы, толтырылатын агенттің қабатта ықтималды жарып шығу ауданын орнату үшін. Қажет жағдайда, зерттеудің оыс түрін іске асыру үшін ұңғымалар таңдалады.

Қабаттың гидроөткізгіштік коэффициенті k , h және μ , параметрлерінің комплексі болып табылады, сондай-ақ жыныстардың және ондағы тұтқырлығына және қабат қуатына тәуелді болатын қабаттың гидравликалық өткізгіштігінің сапалы сипаттамасын білдіреді. Қабаттың гидроөткізгіштігі қабаттың өткізгіштігімен қуатына тура пропорционал

болады және қабат бойынша ағатын сұйықтың тұтқырлығына кері пропорционал болады. Сұйықтық тұтқырлығының μ және k мен h өсуі кезінде гидроөткізгіштік азаяды және керісінше тұтқырлық азайған кезде, гидроөткізгіштік үлкееді.

Қабаттың пьезоөткізгіштік коэффициенті қабаттың және ондағы сұйықтықтың серіпімді қасиеттерімен сипатталады. Пьезоөткізгіштік коэффициентінің мөлшері m^2/c . Өнімділік коэффициентімен ұңғының және осы ұңғыны қоршап тұрған қабат бөлшектерінің гидродинамикалық қасиеттері сипатталады. Зерттеулер кезінде түп қысымына сұйықтық шығынының тәуелділігін газ факторын ұңғы өнімдегі су мен құмның құрамын анықтайды. Сонымен қатар қажетті болса. Мұнайдың қасиетін анықтау үшін қабат мұнайынан сынама алынады. Ұңғыларды зерттеу әдісін екі топқа бөледі:

1) Ұңғы жұмысының орнатылған режимі кезіндегі ұңғыларды зерттеу әдісі (сынамалы кері айдау әдісі);

2) Ұңғы жұмысының орнатылған режим кезіндегі ұңғыны әдісі (қысымының тұрақталу - түсу әдісі).

Ұңғының өнімділік сипатын анықтау үшін және оның жұмысының технологиялық режимін орнату үшін зерттеулер кезіндегі сынамалы кері айдау әдісін қолданады, ал қысымның тұрақтану (кұрау) әдісін – қабат параметрін анықтау үшін қолданады.

Орнатылған ағын кезіндегі ұңғыны зерттеу келесі түрде жүргізіледі. Зерттелетін ұңғы жұмысының қандай да бір орнатылған режимі кезінде ұңғының түп қысымы мен шығымын өлшенеді. Тораптан газды шығаратын газ өткізгіштігінде орнатылған расходомер бойынша, бөлінетін газдың мөлшерін анықтайды. Буфердегі және құбыр аралық кеңістіктегі қысымды бақылаушы манометрмен айқындайды. Осыдан кейін ұңғы шығыны шамамен 20% өзгеруі үшін ұңғы жұмысының жаңа режимін құрап үлкен немесе кіші диаметрге штуцер өзгертеді. Осы режимде ұңғыны пайдалануды бірнеше сағатқа қалдырады және содан кейін берілген штуцер кезінде ұңғының түп қысымы мен шығымын өлшейді. Жаңа режим орталығы деп есептеледі., сол кезінде, егер газ бен сұйықтықтың шығыны қайта-қайта өлшегенде 10% - ы өзгеруі мүмкін. Сондықтан кері айдау әдісімен фонтан ұңғыны зерттеу кезінде шығынның түп қысымына қысықтық тәуелділігінің 4-5 нүктесін түсіріп алу жеткілікті.

Ұңғы жұмысын әрбір режимі кезінде шығын мен қысым өлшеу мен бір уақытта сулану процентін және құммен сұйықтықтың құрамын орнату үшін мұнайдың сипаттамасын таңдап алады және газ факторын анықтайды. Зерттеулер көрсеткіштері бойынша түп қысымына сәйкес келетін ұңғы шығымының тәуелділік графигінің немесе қабат пен түп қысымның арасындағы өзгеріс графиктерін тұрғызады (индикаторлық қисықтар). Орнатылған режим немесе қысымның тұрақталу – (кұлау) әдісімен зерттелу кезіндегі ұңғыны зерттеу, ұңғыны тоқтатып және қосу кезінде қабатта жүретін фильтрацияның орнатылған процесстерін білуге

негізделген. Бұл әдіспен түп қысымы мұнайдың тотығу қысымын төмен болатын ұңғыларды зерттейді, сондай-ақ бір формалы сұйықтықтығы бар қабат үшін қолданылған жөн.

Бұл зерттеу әдісінің мәні ұңғыны тоқтатқаннан кейін уақыт бойынша түп қысымының тұрақталу жылдамдығын бақылауынан немесе ұңғыны іске қосуынан кейінгі түп қысымының төмендеу жылдамдығын бақылауынан тұрады. Ұңғыны тоқтатқаннан кейінгі бастапқы уақыттарда мұнай ұңғының түбіне келуі нәтижесінде ұңғының ішіндегі сұйық бағанасы көтеріліп, түп қысымы өседі. Уақыт өте келе мұнайдың көтерілу қарқыны төмендейді. Соңында түп қысым қабат қысымына асимптомды түрде жақындайды. Қысымның төмендеу әдісі бойынша ұңғыны зерттеу кезінде түп қысымы ұңғыны пайдалануға қосқаннан кейін төмендейді және орнатылған қабаттан сұйықтықты алуға сәйкес келетін өзінің мәніне ұмтылады. Зерттеу процессі кезінде түп қысымның өзгеруі туралы көрсеткіштер белгілі бір уақыт өткен сайын жазылып отырады. Осы көрсеткіштерге сәйкес қысымның тұрақталу қисығын ΔP және lgt координатоларында тұрғызады.

2.2 Ұңғыларды пайдалану тәсілдеріндегі көрсеткіштерінің сипаттамасы

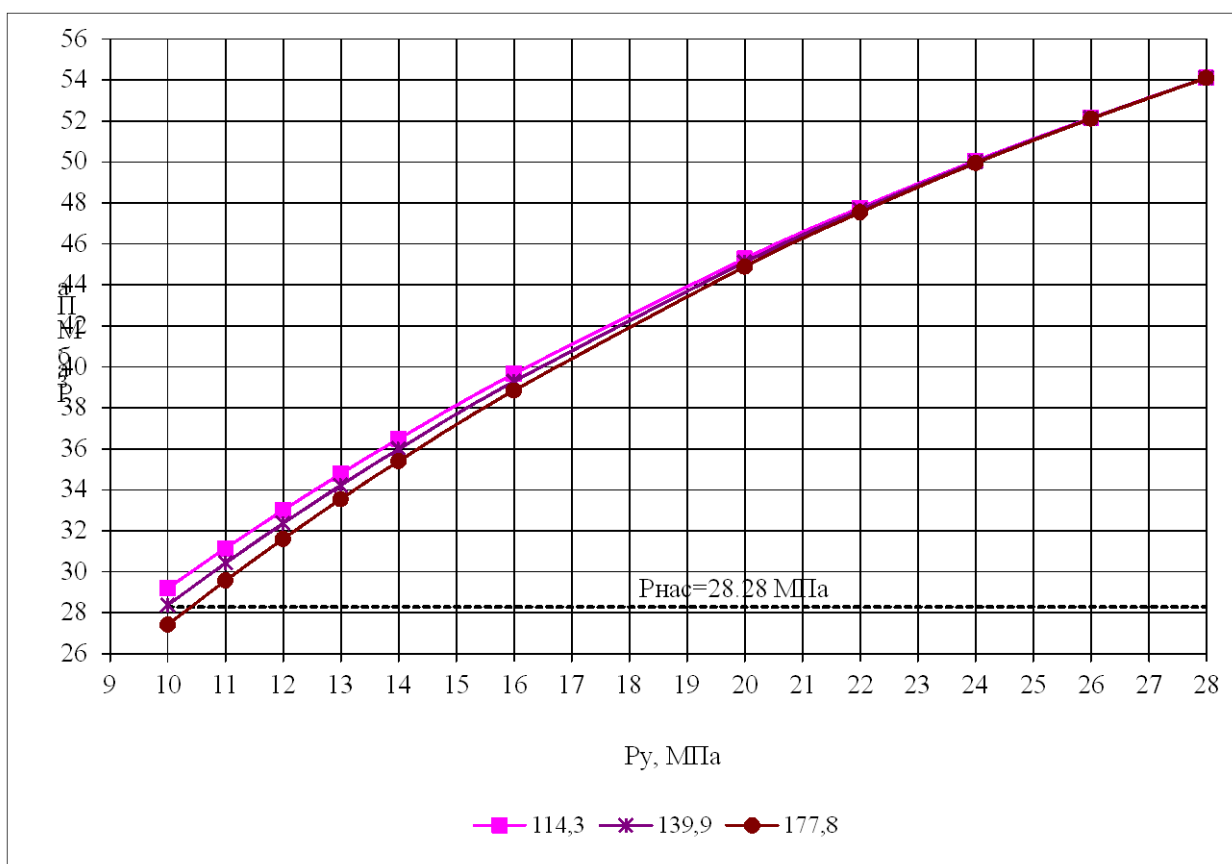
Мұнай және газ өндіруде жерасты және жерүсті қондырғыларын таңдау – Қашаған кен орнын игеру жобасының болжамды технологиялық көрсеткіштерімен анықталған ұңғыманы пайдаланудың технологиялық шарттарына негізделген. Фотанды ұңғыманы сынау нәтижесі пайдаланудың технологиялық шарттарын анықтайтын және кен орындағы көмірсутектерді өндіру үшін техникалар мен технологияларды таңдауға әсер ететін көрсеткіштер мәнін (жерасты температурасы, жерасты (қабат) қысымы, жоғары газ құрамы, сұйық құрамында CO_2 , H_2S компоненттерінің болуы) жерасты (қабат) суының жоғары минералды болуын, ұңғыманың өнімділігін анықтауға мүмкіндік береді.

Ұңғыманы пайдаланудағы технологиялық шарттар. Кен орнында екі барлау – ШҚ – 1, БҚ – 1 және бес бағалау – ШҚ – 2, ШҚ – 3, ШҚ – 4, ШҚ – 5, ШҚ – 6 ұңғымалары бұрғыланған. Сыртқы диаметрі 88,9 мм СКҚ – мен (ШҚ – 6 – 139,7 СКҚ – мен жабдықталған) және 103,5 МПа қысымға есептелген фонтанды арматурамен жабдықталған 6 ұңғыманы өнімділікке сынау жүргізілді. Сынау нәтижесі бойынша фонтанды атқылау жүйесімен тазалауға дейінгі және кейінгі өнім сипаттамасы анықталды. Ұңғымалар шығымы $17 \text{ м}^3/\text{тәулік}$ тен $1157 \text{ м}^3/\text{тәулікке}$ дейін кең ауқымда зерттелді. Жұмыс қысымында депрессия 0,26 – дан 51,5 МПа – ға дейін өзгерді. Өнімділік коэффициенті $0,5 \text{ м}^3/\text{тәулік}/\text{МПа}$ (ШҚ-3) – ден $4442 \text{ м}^3/\text{тәулік}/\text{МПа}$ (ШҚ-4) ауқымда анықталды.

Қабат қысымы және газ факторының жоғары болуы, ұңғыма өніміндегі судың аз болуы, сонымен қатар жер қабатына газ айдау мүмкіндігі мұнай өндіруді жеңілдетеді. Кен орынның геологиялық – физикалық сипаттамасына

сәйкес ($P_{пл}=78$ МПа, $P_{кан}=28,3$ МПа) ұңғымалар $P_{түп} < P_{кан}$ кезде жұмыс істейтінін болжауға болады. 5.1 – суретінде сыртқы диаметрі 114,3 мм (4,5"), 139,7 мм (5,5") және 177,8 мм (7") СКҚ – дан тұратын көтергіштердегі қысым $P_{түп} < P_{кан}$ кездегі фонтанды атқылау шарттарын анықтайтын кесте берілген.

Кестеде көрсетілгендей ұңғымалар саға қысымда 10–нан 28 МПа–ға дейін және түпкі қысымда 28,5 – 54 МПа – ға дейін атқылай алады. Түпкі қысымның 28,5 МПа максималды мәніне сағадағы максималды қысым 114,3 мм СКҚ – да 10 МПа, 139,9 мм СКҚ – да 10,4 МПа, 177,8 мм СКҚ – да 10,7 МПа сәйкес келеді. Бұл жағдайда фонтан газдың энергиясының гидростатикалық арын көмегімен атқылайды.



1.1 Сурет– $P_{түп} \geq P_{кан}$ кездегі ұңғымалардың фонтандау шарты

Моделдеу нәтижесіне байланысты динамикалық саға қысымы бағаданды. Ол фонтанды ұңғыманың минималды қысым негізгі тораптарда 11 МПа (1525 PSI) – ден 6,2 МПа (900 PSI) – ға дейін және аралдағы ұңғымаларда 12 МПа (1750 PSI) – ден 7,7 МПа (1120 PSI) – ға дейін төмендейді. Қабат қысымының төмендеуін және құрамында газдың көбеюін ескере отырсақ, қалыпты өндірумен қамтамасыз ететін саға қысымының алғашқы төмендеуі 2024 жылдан бұрын болмайтыны болжануда.

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

Қысқа мерзім ішінде ғылыми-зерттеу институтымен ТМД елдерінің заводтарымен бірге тоттану ингибиторларын және тоттануға қарсы жабдықтар дайындау сұрақтары шешілген болатын.

Өндіру ұңғыларын қауіпсіз пайдалану үшін, арнайы жерасты және жерүсті жабдықтарымен жабдықталған. Бірінші рет еліміздің мұнай өндіру кәсіпшілігінде Жаңажол кен орнының шарттары үшін ұңғыларды күрделі жөндеу мен игеру үшін лақтыруға қарсы (ОКК2-168*245*324-350 к2) тізбек бастары, тоттануға қарсы фонтанды арматураларды (АФК -6В-80/65-35К2), арқанды жұмыстарды жүргізуге арналған (ОУП-80*35К2) лақтыруға қарсы сағалы жабдықтарды енгізу және игеру болатын.

Мұнай мен газдың атмосфераға шығуын болдырмау үшін басқарылатын бөлу-қлапандары (КОУК 89/73-136-35К2) кешендері енгізілген болатын.

ВНИИ гермет институтының қондырғылары мен құбырларын игеру кезінде, сульфидті тоттану ағынына тұрақты 20ЮЧ маркалы болаттан жасаған. Мүмкіндік кернеуі 40% дейін шектеуде күкірт сутекті ағу мүмкіндігі шарты кезінде жасалған құбыр өткізгіш бөлшектері мен құбыр қабырғаларының шартын есептеу, оның жалпы тоттануынан 3-тен 4-ке дейінгі металды компонентті қоспасымен аққыштық шегі есептелген.

Көрсетілген институттармен қабат қысымын ұстап тұру жүйесі мен жерасты, жерүсті жабдықтары үшін тоттану ингибиторларының (95 %-ке дейін қорғайды) ең тиімдісі ұсынылған болатын:

- мұнай мен газды дайындау және жинау жүйесі үшін тоттану ингибиторы "Мұнайхим-3".

- мұнайды жинау және қабат қысымын ұстау жүйесіне арналған тоттану ингибиторы - "Волга-1".

- мұнайды жүйесіне арналған парафинді шөгу және тоттанудың кешенді ингибиторы - СНПХ-7920М.

Тоттануға төзімді жабдықтар мен тоттануға қарсы ингибиторлардың арқасында 18 жыл аралығында тоттану әсерінің мұнай газ құбырларының жарылысы байқалған емес.

Мұнайды жинау жүйесінде тоттану жылдамдығы орташа 0,06 мм/жыл жылына (ингибиторсыз -1мм/жыл), қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде -0,1 мм/жыл (ингибиторсыз -1,7мм/жыл), мұнай және газды дайындау жүйесінде - 0,03мм/жыл (ингибиторсыз -0,1мм/жыл) құрайды.

Барлық келтірілгендерге жерасты және жерүсті ұңғы жабдықтары, мұнай және газ құбыр өткізгіштігін, су жерді газ өңдеу заводының технологиялық жабдықтарын тоттануға қарсы қорғау бойынша қолданудың технологияның жоғарғы тиімділігі жөнінде куәландырады.

2.3 Арнайы бөлім

Қашаған кен орнын игеру жағдайы

Қашаған кен орнын игеруде жасанды өндірістік аралдар пайдаланылады: қызметкерлер құрамы жоқ шағын "бұрғылау" аралдары және қызмет көрсетуші қызметкерлер құрамы бар үлкен "технологиялық кешені бар аралдар" (D аралы).

D аралында шикі газдан сұйық фазаны (мұнай мен суды) алуға арналған технологиялық қондырғылар және газ айдауға арналған қондырғылар бар. I кезеңде өндірілген газдың барлық көлемінің шамамен жартысы қабатқа кері айдалады. Алынған флюидтер мен шикі газ мұнайды тауарлық сапаға дейін дайындау жүзеге асырылатын Қарабатанға теңіз құбыр желісі бойынша беріледі. Бұрғыланған ұңғымалардың жалпы саны 51 ұңғыманы құрайды. D аралында 12 ұңғыма бар, олардың 4-і айдағыш ұңғымаларға қайта жабдықталатын болады. A аралында 8 ұңғыма бар. EPC 2,3,4 аралдарында жалпы 20 ұңғыма бар.

Қашаған кен орындарында ұңғымалық Өнімді көп сатылы айыру пайдаланылады. Көп сатылы сепарация біртіндеп бұру үшін қолданылады. Қысымның төмендеуіне қарай еркін газ ол ұңғыма сағасында жоғары қысымда қолданылады. Ұңғымадан шыққан Флюид D аралына беріледі, онда ол үшін флюидтерді тазалау қондырғылары жиналып, жұмыс істейді. Алдымен флюид тестілік сепараторға барады. Тестілік сепаратор өндіру ұңғымаларының өнімдерін өлшеуге арналған. Содан кейін флюид нақты уақыт ағындарын өлшеу үшін мультифазды шығын өлшеуге барады. Мультифазды Шығын өлшегіштер фазалар бойынша бөлінбестен мұнай / газ / судың бір мезгілде ағынын дәл өлшеуді қамтамасыз етеді. Жүйе мұнай мен судың тұрақты құрамы бар кез келген ағын режимінде пайдаланылуы мүмкін. Мультифазды ракодомерлер техникалық қызмет көрсетуге арналған аз шығындармен пайдалану үшін және пайдалануға ыңғайлы болу үшін арнайы әзірленген. Сұйықтықтың қасиеттері бойынша калибрлеуді немесе бастапқы деректерді талап етпейді. Кейін біздің флюид фазалар бойынша бөлу үшін жоғары қысымды сепараторға барады. ВД сепараторлары қысымын өзгертпей құрамында сутекті газдың негізгі мөлшерін бөлуге арналған. Бөлінген мұнай одан әрі бөлу үшін орта және төмен қысымды сепараторға өтеді. Бөлектелген мұнай одан әрі мұнай тасымалдау үшін сығынды сорғыларға барады. Мұнай Атырау қаласының маңында орналасқан "Болашақ" МГКДҚ зауытына мұнай құбырында жүріп жатыр.

Болашақ зауыты-мұнай және газ дайындау зауыты. Ұңғымадан шыққан барлық өнім Болашақ зауытына келеді. Зауыттың мақсаты-тауар түріндегі мұнайды тазарту және дайындау. Тазартудан кейінгі мұнай сапасы:

Судың құрамы $< 0,5\%$; тұз құрамы < 40 мг / л; будың серпімділігі < 500 мм р. с.; күкірт сутегінің құрамы < 10 ppm; меркаптанның құрамы < 20 ppm.

Аралдан мұнай жылу алмастырғышқа түседі. Жылу алмасу аппараты - әр

түрлі температурасы бар екі жылу тасымалдағыштың арасында жылу алмасу жүзеге асырылатын құрылғы. Егер бірінші жылу тасымалдаушы мұнай болса, екіншісі-нафта. Жылу алмастырғышта мұнай қажетті температураға дейін қызады және үш фазалы сепараторға өтеді.

Үш фазалы Сепараторда мұнай айырудың тағы бір сатысы өтеді. Сепаратордан Газ компрессорлық станцияға барады. Сепаратордан су гидроциклонға кетеді. Гидроциклондардың әрекет ету принципі сұйықтықтың айналмалы ағынында қатты фаза бөлшектерінің сепарациясына негізделген. Осыдан су қосылған мұнай су-тазарту қондырғысына жіберіледі. Су тазарту жұмысының принципі-төменгі жағынан су, ал жоғарыдан мұнай беріледі. Мұнай құбырлармен төмен ағқанда, газ құбырларына жоғарыдан айдалады. Газ, жеңіл қосылыс ретінде мұнайдан газ молекулаларын алып, қондырғыдан кері шығады.

Газдан бөлектелген мұнай электрдегидраторға жіберіледі.

Электрдегидратор-электр өрісіндегі кері типті мұнай эмульсиясын (мұнайдағы су) бұзу жолымен шикі мұнайдан суды бөлуге арналған аппарат. Электр өрісінің индукциясы нәтижесінде диспергирленген су глобулалары шыңында электр зарядының пайда болуымен поляризацияланады, өз қозғалысының бағытын синхронды негізгі полюмен өзгертеді және барлық уақытта тербеліс жағдайында болады. Глобуланың формасы үнемі өзгеріп отырады, бұл құрылымдық-механикалық кедергінің қысылуына, адсорбциялық қабықшалардың бұзылуына және су глобуласының коалесценциясына әкеледі. Ток электрдегидратордың үстінен екі трансформатормен беріледі. Судан толық тазартылған мұнай тұрақтандыру колоннасына беріледі. Тұрақтандыру колоннасының төменгі бөлігінде будың көмегімен бензин барлық газ тәріздес көмірсутектерден босатылуы үшін шамамен 130-140 температура сақталады, олардың қатысуымен бензин айтарлықтай алыпты жағдайда оның буларының серпімділігі артады. Көбінесе колонна 35-40 тәрелке бар. Жоғарғы жағынан конденсацияланбайтын газдар, негізінен метан және этан шығарылатын қысымдағы ыдыста жиналады. Сұйық өнім ыдыстың түбінен алынады. Қысыммен екінші рет айдау бұл сұйық өнім құрамдас компоненттерге бөлінуі мүмкін.

Мұнай осыдан фракциялық колоннаға келеді. Фракциялық колонна режимін таңдау, бұрын көрсетілгендей, температуралық режимді таңдау болып табылады. Температураны колоннаның биіктігі бойынша бөлу және температуралық градиент жалпылама көрсеткіштер болып табылады және колоннаға түсетін қоректену температурасына, оған қыздырылған су буымен немесе басқа да жылу агенттерімен енгізілетін мөлшерге және суландыру шығынына байланысты болады. Осылайша, фракциялық бағананың төменгі секциясы пісірілген. Бүйір іріктеумен сұйық фазадан тәрелке фракционной колоннаның туғаннан нафталиновую және фенольную фракциясының. Конденсат Сепараторда жеңіл май мен сепараторлық суға бөлінеді. Бүйірлік іріктеумен бөлінетін өнімдер салқындатылады және жинағыштарға жиналады.

Жинақтан мұнай айдау сорғысымен Мерокс демеркаптанизациялау

қондырғысына түседі. Шикізат катализатордың қызмет ету мерзімін ұзарту мақсатында күкіртсутекті және органикалық қышқылдарды жою үшін колоннадағы сілті ерітіндісімен жуылады, одан кейін экстракторға түседі, одан катализатордың ерітіндісімен төмен молекулалық меркаптандар экстрагацияланады. Экстрактордан алынған мерокс ерітіндісі бір мезгілде катализаторды регенерациялаумен ауа оттегімен дисульфидтерде меркаптандардың каталитикалық тотығуы орын алатын реакторға беріледі. Реактордан қоспа ауа мен дисульфидтердің артық бөлінуіне арналған сепараторлар өтеді, содан кейін регенерацияланған мерокс ерітіндісі реакторға қайтарылады. Төмен молекулярлы меркаптандардан тазартылған шикізат экстракторда экстракциялауға және реакторда тотығуға ұшырамаған жоғары молекулярлы меркаптандарды дисульфидтерге ауыстыру үшін сілті сепараторынан реакторға түседі. Реакторда шикізат ауамен және мерокс ерітіндісінің қосымша мөлшерімен өзара әрекеттеседі. Реактор қоспасы сепараторға түседі, онда тазартылған өнім және мерокс айналмалы ерітіндісі бөлінеді. Барлық проблемалы өнімдерден толық тазартылған тауарлық мұнай одан әрі экспорттау үшін резервуарлық паркке түседі.

2.3.1 Ұңғы өнімдерін өндірістік жинау және дайындау жүйесіне қысқаша шолу

Өндірілетін өнім құрамында H_2S күкірттісутек пен CO_2 көмірқышқыл газының жоғарғы дәрежеде болуы және кен орынның орны (Каспийтеңізінің шельфі) ұңғыма өнімдерін жинап дайындау технологияларына әсер етеді. Және кен орынды орналастыру жүйесіне үлкен қаржы қажет етеді. Ұңғыма өнімдерін жинап дайындау жүйесін таңдауда ескеру қажет:

- H_2S пен CO_2 болуы;
- өндірілетін өнім құрамында газдың болуы;
- өнімнің реологиялық сипаттамасы;
- өнімді дайындайтын нысандардың алыс болуы;
- климаттық жағдайлар (теңіз).

Құбырлар мен қондырғыларды, реттеуіш және бақылау - өлшеу құралдарын таңдауда барлық талаптар орындау, технологиялық процестің сенімділігін қамтамасыз ету, барлық өндірілетін өнімдерді өлшеп, тіркеу, барлық жинау және дайындау процесі толығымен герметизацияланған болуы керек. Өнімді тасымалдау сызықтарында қырғышты жіберу – қабылдау тораптарын қарастыру керек.

Бұл тәжірибелік - өндірістік жобаны үш сатыда (транш) өткізу жоспарлануда. Бастапқы екі сатыда өндіру көлемі 38,300т/тәул (300,000 барл/тәул) және газды қайта айдау көлемі өндірілген толық іліспе газдың 50% деп жоспарлануда.

Игерудің үшінші сатысында өндіру көлемі газ айдаудың қосымша қуатын қосу арқылы 57,450 т/тәул жетуі тиіс. Кен орынды тәжірибелік - өндірістік игеру

кезінде үш арал (А, D және 5) салу қарастырылған. Пайдалану ұңғымалары барлық үш аралда да болады, ал айдау ұңғымалары тек D аралында болады, D аралындағы технологиялық кешен болып табылады. А және 5 блоктарында тек қана ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу процестері болады, кейін мұнай – газ коллекторы арқылы «D» блогы келіп түседі.

Әр траншқа салу стратегиясы құрылыс – монтажды жұмыстарда максималды қауіпсіздікті қамтамасыз етуге және күрделі қаржы аз жұмсауға негізделген.

Өндірілетін өнімді жинау, өлшеу, айыру және тасымалдауға арналған ұңғыма өнімдерін өндірісіші жинау жүйесін жобалау кезінде қондырғылардың, құбырлардың және ғимараттардың жұмыстарының қауіпсіздігін қамтамасыз ететін шарттар қарастырылған. Транш 1 және 2 арналған өнімді өндірісіші жинау жүйесі құрамында келесі қондырғылары бар А, D және 5 блоктарынан тұрады:

- Өндіру ұңғымалары;
- айдау ұңғымалары;
- лақтыру желілері (құбырлары) жүйесі;
- ұңғыма өнімін өлшейтін манифольдтар;
- манифольдтан технологиялық кешенге дейін өнімді жинайтын мұнай – газ коллекторлары;
- факел жүйесі.

Лақтыру желілері жүйесі. Лақтыру желілер жүйесі ұңғыма сағасынан манифольдке дейінгі өнімді жинайтын құбырлардың тұрады. Пайдалану құбыр өткізгіштердің диаметрі ұңғыманың жоспарлаған максималды өнімділікке байланысты алынған. Лақтыру желілері ұңғыманың сағасы жабық кездегі аймақтан манифольдтің алдында орналастырылған клинді ысырмаға дейінгі қысымға есептелген. Сондықтан бұл аймақта сақтандырғыш қондырғыларын орналастыру қарастырылған. Лақтыру желілерінің сипаттамасы (А және 5 аралдары):

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 62,4 МПа;
- жұмыстың қысымы – 13,0 МПа;
- сағалық температура – 75⁰С.

«D» аралы. D блогы аралында өндіру және айдау ұңғымалары бар. Транш 3 кезінде 18 өндіру және 10 айдау ұңғымалары болады. D блогындағы өндіру ұңғымалардың максималды саны 18, қалған өндіру ұңғымалары белгілі бір уақыттан кейін айдау ұңғымаларына ауыстырылады. Өндіру ұңғымалары:

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 62,4 МПа;
- жұмыстың қысымы – 11,0 МПа;
- сағалық температура – 75⁰С.

Өндіру – айдау ұңғымалары:

- Номиналды диаметрі – 150 мм;
- есептелген қысымы – 83,0 МПа;

- жұмыстың қысымы – 76,0 МПа;
- сағалық температура – 91⁰С.

Ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу. Ұңғыма өнімдерін жинау және өлшеу «р жасанды аралда орналасқан пайдалану және сынау манифольдтар (UNIT 130) көмегімен жүзеге асырылады. Пайдалану ұңғымаларының сағасынан манифольдтарға дейін лақтыру желілері тартылады. Пайдалану манифольдтары ұңғыма өнімдерін жинауға арналған, ұңғыманы сынау манифольдтары – жеке ұңғымалардың өніміндегі сұйықты, мұнайды және газды периодты түрде анықтау үшін арналған.

Ұңғыма өнімін лақтыру желілері арқылы пайдалану манифольдіне беріледі. Лақтыру желілері қысымды теңестіру және әр ұңғымадан келген сұйық ағынын реттеу үшін реттеуіш ысырмалармен жабдықталған.

Ұңғыма өнімін өлшеу үшін әр лақтыру желісі ұңғыманы сынау манифольдіне жалғанады, бұл жерден сұйық «D» блогының көп фазалы шығын өлшеуішіне немесе сынау сепараторына келіп түседі.

Ұңғыма өнімін өлшеудің екі сатысы қаралған: «А» блогында әр өндіру ұңғымасының өнімі мен фазалар құрамы көп фазалы шығын өлшеуішімен өлшеніп, «D» блогына құбырөткізгіш арқылы ұңғыма өнімі өлшенеді.

Пайдалану және сынау манифольдтарының өткізу қабілеттері өндірілетін мұнай – газ қоспасының максималды көлеміне сәйкес алынады.

Пайдалану және сынау манифольдінің және сынау сепараторының есептік қысымы 13,1 МПа, есептелген температура 40 – 85⁰С арасында. Манифольдтің жұмысы 9,6 МПа қысымда және 42 – 75⁰С температурада жүзеге асырылады.

Факел жүйесі. Теңіздік факелдік жүйе (UNIT-230) су бетіндегі қондырғылар арқылы сақтандырғыш клапандардан келетін, кейін жиналатын отындық газдар мен буларды жағуға және апаттық жағдайларда технологиялық қондырғылардан газдар мен буларды автоматты босату және қолмен басқару үшін арналған. Қашаған кен орнын игеру барысында келісілген ортақ саясатында көмірсутектерді факелді жағу минимумға түсірілуі керек. А және 5 аралдарында жоғары қысымды факелдік жүйесі, ал «D» аралында жоғарғы және төменгі қысымды факельдік жүйе қарастырылады. Факельдік жүйе жоғары қысымды сақтандырғыш клапандардан және де лақтыру клапандарынан келетін жанғыш газдарды жағуға арналған. Барлық жүйедегі бір уақыттағы қысымды лақтыру D бөлігіндегі BD факельдік жүйенің жұмыс режимін қайта қосуға әкелуі мүмкін, себебі лақтырылған ағын шығыны толық қысым лақтыру кезінде есептелген шектен аспауы қажет.

Теңіздік мұнай – газ жинағыш коллекторы. Теңіздік мұнай жинағыш коллекторы мұнай – газ қоспасын А және 5 аралдарын «D» аралына жеткізу үшін арналған. Мұнай – газ жинағыш коллекторы теңіз шекарасында кіру және шығу гидротехникалық салынған блокта орнатылған тығын арматурасымен қылысады. Теңіздік мұнай – газ жинағыш коллектор салынған құбырөткізгіштері шығарылуы кеем қозғалысынан бос жерлерде шығарылады. Гидротезникалық құрылымдардағы ұстымдардың орналасуы және

конструкциялық бекітуі техникалық және құрылыстық шарттарға сай жобалада анықталады.

А және 5 аралдарындағы ұңғымалардан өндірілген мұнай – газ жинағыш коллекторлармен жіктеледі. Және ол «D» аралында алынған сұйықтар мен араласып тасымалданады. «А» және 5 блоктар «D» блогымен екі көп фазалы құбырөткізгіш біріктіріледі. Ол «D» блогындағы технологиялық кешеннен манфольдтарға пайдалану үшін сәйкес төселкен. Есептік қысым 13,1 МПа және есептік температура 85⁰С. Үш көп фазалы құбырөткізгіш «А» және «D» блогына біріктіреді, номиналды диаметрі 450мм (18" – екі құбырөткізгіш) және 250мм (10" – үшінші құбырөткізгіш) бар және де екі құбырөткізгіште 5 блок пен «D» блогын біріктіреді және диаметрлері 300мм (18").

«А» блогындағы сынау манифольдінен технологиялық кешенге дейін сынау құбырөткізгіш диаметрі 250мм (10") жобаланады, ол технологиялық кешенде орналасқан сынау сепараторына дейін өнімді тасымалдауға арналған. А және 5 блоктардың шығысынан және «D» блогындағы кірісіндегі мұнай – газ жинағыш камерасы орнатылған. Ол құбырөткізгішті периодты түрде тазалап тұруға арналған. Мұнай – газ жинағыш коллекторы суасты төселеді. Су тереңдігі 2м – ден жоғары болғанда төсемнің тереңдігі 1,8м құрайды, ал судың тереңдігі 2 м кем болса, онда құбырөткізгіш төсемінің тереңдігі 1м құрайды, себебі мұнай – газ жинағыш коллекторы суасты төселетін болғандықтан коллекторды қорғаудың барлық шаралары жүргізіледі. Блоктар арасындағы құбырөткізгіш ұзындықтары:

- А блогы – « D» блогы – 6,6км
- 5 блогы – «D» блогы – 12,5км

2.3.2 Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасының сипаттамасы

Мұнай ұңғыларының өнімі – мұнай, газ және жерасты қабатының суынан тұрады. Мұнай мен судың қуатты араласуынан көбінесе, қоспа – эмульсия түзіледі. Судың өте ұсақ тамшылары мұнай ішінде араласып жүретіндіктен, олар бір-бірімен қосылып, тұнбаға түспейді.

Мұнай мен газды жинау, тасымалдау, бір-бірінен ажырату үшін сол сияқты бөтен қоспалардан бөліп алу үшін, мұнай өндірісі территориясында құбыр жүйелері, аспаптар, ғимараттар салынады. Олар төмендегідей қызметтер атқарады:

- 1) ұңғы өнімдерін жинау және өлшеу;
- 2) мұнайдан газды айыру;
- 3) мұнай мен газды судан және механикалық қоспалардан бөліп алу;
- 4) мұнайды жинау және өлшеу қондырғыларынан резервуарлар паркіне, ал газды компрессорлық станцияларға немесе газ тарату тораптарына тасу;
- 5) мұнайды сусыздандыру, кейде тұзсыздандыру мен тұндыру, оны тұрақтандыру, яғни одан көмірсутектерін шығару;

6) газ құрамынан керексіз қоспаларды шығарып алу;

7) мұнай мен газ өндіруді есепке алу және оларды көлік ұйымдарына табыс ету (өткізу).

Мұнай мен газ жинауда, тасымалдауда, өндеуде белгілі бір үлгі жоқ. Жергілікті жағдайларға байланысты өзгеріп отырады, яғни кәсіпшіліктің географиялық орнына, ұңғылардың ара қашықтығына, өндірістің көлеміне, ұңғыларды пайдалану әдісіне, мұнайдың сапасына, оның сулылығына қарай үлгілер өзгеріп отырады.

Қашаған кен орнында өндірілетін өнім арнайы шығару тізбектері арқылы мұнай құбырларына жиналады. Мұнай құбырларымен жалғанатын шығару тізбектері мұнай құбырларының бойымен әр жақта орналасқан өлшеу қондырғылары (10 шығару тізбегіне дейін) арқылы өтеді. Өлшеу қондырғыларының орналасқан жерінде құбырлардың тарамдауы жеке ұңғыларды сынау, сонымен қатар жеке шығару тізбектері мен мұнай құбырларының белгілі бір учаскілерінде үрлеу жұмыстарын жүргізуге мүмкіндік береді. Әрбір өлшеу қондырғыларының орналасқан жерлерінде үрлеу кезінде буды қауіпсіз алатын және сұйықтықты қалпына келтіретін арнайы факел жүйесі бар.

Мұнай құбырларының жүйесі басты манифольдта аяқталады, сол жерден ағын 24-дюймдік магистральды құбырлар арқылы зауытқа бағытталады.

Күкіртті газдың атмосфераға шығаруы салдарынан қоршаған ортаға теріс әсерді минималды деңгейге жеткізу үшін және жұмысты қауіпсіз жүргізу үшін жоғары қысымдағы күкіртсізденген газды тарату жүйесі қондырылған. Бұл жүйе құбырларды үрлеу мен қырғыш арқылы тазартудың кәсіпшілік жұмыстарын да қамтиды, ол арнайы компрессор арқылы жұмыс жасайды. Кәсіпшілік нысандарына қуат көзі жер бетіндегі электр тізбектерінен беріледі. Кәсіпшіліктің басқаруы арнайы СКАДА жүйесі мен кәсіпшіліктің орталық операторынан жүзеге асады.

Әрбір ұңғы 10000 фунт бір шаршы. дюймға (689 бар) есептелген артық жұмыстық қысыммен жұмыс істейтін, стандартты конфигурациядағы фонтанды арматурамен жабдықталған. Жүйе жерасты бөлу клапандарынан (клапаны отсекатели), жергілікті бұрандалардан (задвижка), фонтанды арматураның қаптал бұрандаларынан, штуцерден, тізбекбасы қондырғысының құбырларынан және шығару тізбектерін апатты жағдайда ажырату бұрандаларынан тұрады. Жоғарыда аталған тиектеулі-меңгеру арматурасы (запорно-регулирующая арматура), штуцерден басқа тізбекбасы қондырғысын қорғау жүйесі құрамына кіреді және фонтанды арматураның жергілікті басқару панелі арқылы басқарылады. Бұл панель автономды программаланатын логикалық ПИМА контроллерімен байланысады. Қысымның жоғарлауы кезінде немесе басқа да жағдайларда қорғаныс жүйесі іске қосылып, фонтанды арматураны басқаратын жергілікті басқару панелі аталған тиектеулі-меңгеру арматурасын жабуды алдын-ала берілген реттілікпен жүзеге асырады, сол арқылы құбырдың және тізбекбасындағы артық қысымнан қондырғылардың қауіпсіздігін қамтиды.

Ұңғы дебиті тізбекбасы қондырғыларының шығар жерінде реттелмелі

штуцер арқылы реттеледі. Ұңғы дебитін, сонымен қатар, өлшеуіш қондырғыларында орналасқан көпфазалы шығын өлшеуіштерімен өлшеуге болады.

Шығару тізбектері

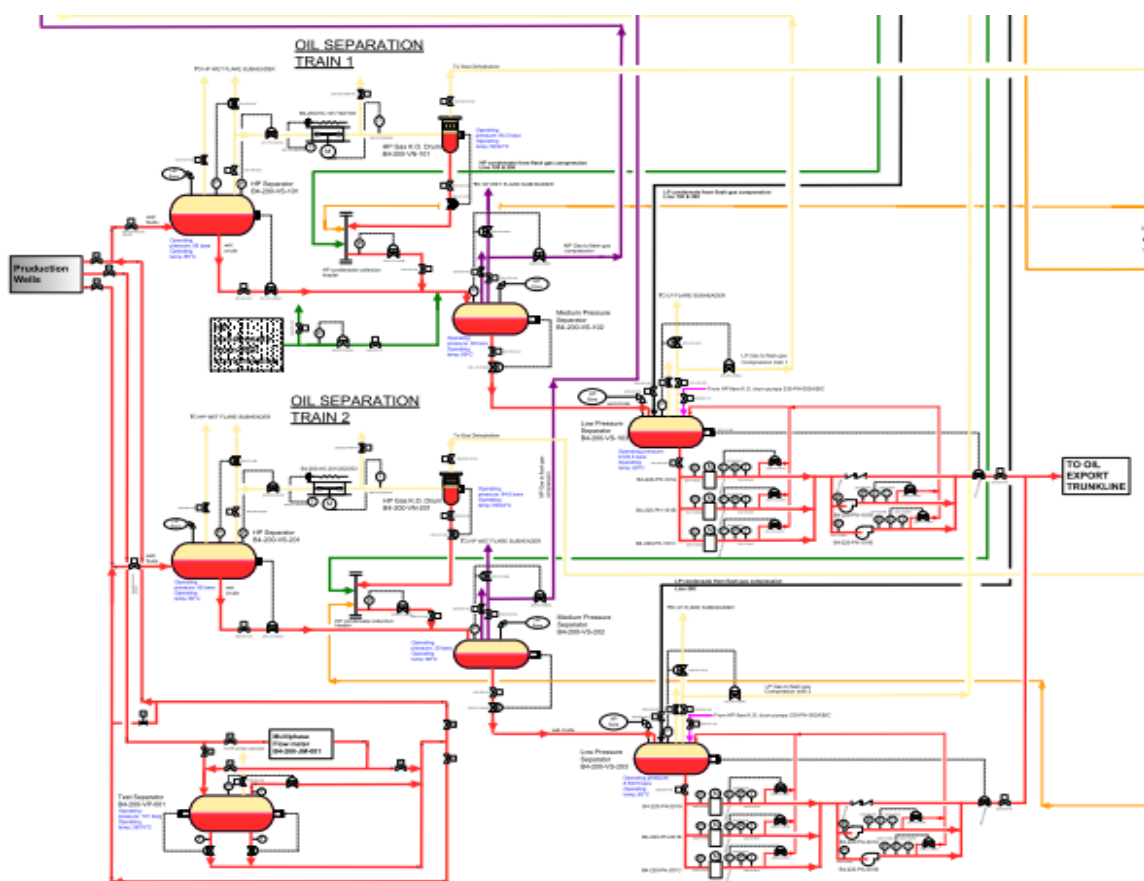
Шығару тізбектері әр ұңғының тізбекбасы қондырғысынан мұнай құбырларымен байланысқан өлшеуіш қондырғыларына дейін төселген. Шығару тізбектерінің номинальды диаметрі 4 дюйм(120 A333 GR.6 BE құжаты) болады, ол өз кезегінше API 5L X60 стандарты бойынша диаметрі стандартты ұңғылар үшін 6 дюймге, ал диаметрі ұлғайтылған ұңғылар үшін 8 дюймге дейін өзгертіледі. Әр шығару тізбегі техникалық қызмет көрсету мен сынақ жасау мақсатында қырғышты жіберу камерасымен және камераны қабылдау камерасымен жабдықталған. Барлық шығару тізбектері топырақтың мұздану тереңдігінен төмен тереңдікке төселген және қырғышты жіберу камерасымен байланысқан жерінде жер бетіне шығады. Жерасты шығару тізбектері балқытылған екі қабатты эпоксидті шайырмен жабылған.

Шығару тізбегінің манифольды ұңғы өнімін көпфазалы шығын өлшеуішке, үрлеу жүйесіне, факел жүйесіне немесе мұнай құбырларына жеткізеді. Шығару тізбегі манифольдінің технологиялық мүмкіндігі, оған бір немесе бірден екі мұнай құбырларына түсетін ұңғы өнімінің беруімен шектеледі. Манифольдтарда шығару тізбектерін көбейту мақсатында тиектеулі клапандардың ойымы жасалуы қарастырылған.

Мұнай құбырларын манифольдтың шығару тізбегімен ойымы жерінде байқалуы мүмкін жоғары қысымнан қорғау үшін (өлшеу қондырғыларынан кейін орналасқан мұнай құбырлары, АҰСИ классификациясы бойынша 600# құбырлар класына сәйкес келеді) мұнай құбырларында апатты жағдайдағы бөлу клапандары орналасқан. Бұл апатты жағдайдағы бөлу клапандары шығару тізбегінің манифольды/мұнай құбырларының ойығының қасындағы мұнай құбырларында жоғары қысым байқалғанда жабылады. Құбыр классы 900# болатын құбырдан классы 600# болатын құбырға өту нүктесі апатты жағдайдағы бөлу клапанының шығу жерінде орналасқан. Сонымен қатар, аталған клапан төмен қысымда жабылуы мүмкін, бұл мұнай құбырының жарылуын білдіру мүмкін.

Өлшеу қондырғылары

Өлшеу қондырғыларының манифольды жеке шығару тізбектерін факелді жүйеге үрлеуді жүзеге асырады. Өлшеу қондырғылары әр ұңғыдан өндіретін өнімді үш түрлі фаза бойынша (шикі мұнай, көмірсутекті булар мен қабатты булар) өндірудің қарқынын анықтайды. Өлшеу қондырғысының әрбір манифольды 10 шығару тізбегін қабылдау мүмкін, яғни 10 ұңғыны. Бұл клапандарды ауыстыру арқылы және көпфазалы шығын өлшеуіштерін пайдалану арқылы жеке ұңғыларға сынақ жасауға мүмкіндік береді. Пульт операторы дистанционды жағдайда ұңғыны сынақ жасауға(өлшеу), немесе өндіру операторы ОДП-мен келісіп, өлшеуге қолдан қоя алады. Логикалық схема тандап алынған тек қана бір ұңғыда сынақты жүргізуді қамтамасыз етеді.



1.2 Сурет- Қашаған кен орнында ұңғылардың өнімін жинау және дайындаудың технологиялық схемасы

Әрбір өлшеу қондырғысының құрамына кіреді:

- бір көпфазалы шығын өлшеуіш;
- кіруші шығару тізбектерінің манифольды;
- үрлеу жүйесі/факелді жүйе.

Сонымен қатар, әрбір өлшеу қондырғылары коррозия ингибиторының айдау блогімен жабдықталған.

Көпфазалы шығын өлшеуіштері қондырғылардың блокты түріне жатады. Өлшеуіш блоктар жылу оқшалағышпен және қыздыру жүйесінің жылуспутнигімен жабдықталған. Техникалық қызмет көрсету мақсатында өлшеу қондырғыларындағы өнімді келесі жүйеге ығыстыру үшін сынау коллекторлары арқылы жоғары қысымдағы күкіртсізденген жанармай газын жібереді. Кейін бұл жанармай газын өлшеу қондырғылары маңында орналасқан факелді жүйе арқылы алып тастауға болады.

Факелді жүйе

Факелді жүйе техникалық қызмет көрсету аясында шығару тізбектерін қырғышпен тазалау үшін қолданылған күкіртсізденген жанармай газын алып тастау үшін арналған. Факелді жүйе, сонымен қатар, апатты жағдайлардың орын алуы кезінде жоғары күкіртті сұйықтықтарды алып тастау мақсатында жағу үшін қолданылуы мүмкін.

Факелді жүйеге кіретіндер:

- дренажды сыйымдылық
- батырмалы сорап
- алынған мұнайды айдаудың сығу сорабы

Мұнайдан газды бөлудің технологиялық есебі. Мұнайгаз айырғыштары ұңғы өнімдерін сұйықты және газды фазаларға бөлуге арналған және келесі қызметтерді атқарады: бағалы химиялық шикізат және отын ретінде қолдану мақсатында, ұңғы оқпаны бойында, сұйықты шығару желісінде және жинау коллекторлары бойымен мұнай қозғалған кезде, одан бөлінген мұнай газын алу үшін; мұнайгазсу ағынының араласуын азайту және құбырлар желісіндегі гидравликалық кедергіні азайту үшін; тұрақсыз эмульсияларды немесе құбырлар желісінде бұзылған эмульсияларды өндіру кезінде мұнайдан суды алдын-ала бөлу үшін;

Қолданыстағы барлық мұнайгаз айырғыштарын келесі белгілері бойынша былай жіктеуге болады:

- 1) міндетіне байланысты – өлшеуші-айырушы және айырушы;
- 2) геометриялық пішініне және кеңістікте орналасуы бойынша – цилиндрлік, сфералық, тік, көлденең және көлбеу;
- 3) негізгі күштердің байқалу сипатына байланысты – гравитациялық, инерциялық және ортадан тепкіш;
- 4) жұмыстық қысымына байланысты – жоғары қысымды (6,4 МПа), орташа қысымды (2,5 МПа) және төмен қысымды (0,6 МПа);
- 5) айыру сатыларының санына байланысты – бірінші, екінші және т.б. айыру сатылары;
- 6) технологиялық міндетіне байланысты – екі фазалы және үш фазалы;
- 7) мұнайгаз ағынын енгізу құрылғысының конструкциясы бойынша – радиалды және тангенциалды енгізу;
- 8) конструктивті жасалуына байланысты – бір сыйымдылықты және екі сыйымдылықты.

Кез келген айырғыштың жұмысы екі негізгі көрсеткішпен сипатталады: тамшыұстағыш бөлімінен газ ағынымен бірге ілесіп кететін сұйық тамшыларының мөлшерімен және мұнайды жинау бөлімінен сұйық ағынына ілесіп кететін газ көбіктерінің мөлшерімен. Конструкциясы жақсы құрастырылған айырғыштарда 1000 м^3 айырылған газға шаққанда газ ағынына ілесетін сұйықтың мөлшері 15 м^3 -тан аспайды.

Техникалық тұрғыдан жетілген айырғыш деп газ бен сұйықтың тазартылуын жоғары дәрежеде қамтамасыз ететін, сонымен қатар оның жасалуына аз металл шығынын жұмсай отырып және сұйықтар пен газдардың үлкен жылдамдықтары кезінде жоғары өнімділікті қамтамасыз ететін айырғышты айтады.

Айырғыштың техникалық жетілгендік дәрежесі келесі параметрлермен сипатталады:

- айырғышта ұсталатын сұйық тамшысының минимал диаметрімен;

- айырғыштың еркін қимасындағы, сонымен қатар тамшыұстағыш бөліміндегі газ ағынының максимал мүмкін орташа жылдамдығы;
- сұйықтан еркін газдың максимал бөлінуі жүретін айырғышта сұйықтықтың болу уақыты.

Газ ағыны арқылы тамшылы сұйықтың әкетілуінің мүмкін мәні K_c 1000м^3 газға 50 см^3 сұйықтың мәнінен аспауы керек (егер, сұйық ағынымен еркін газдың әкетілуінің мәні K_c 1м^3 сұйыққа $20\ 000\text{ см}^3$ газ болған жағдайда). K_c мәніне мұнайдың тығыздығы мен тұтқырлығы, сонымен қатар оның көбіктенуі әсер етеді. Көбіктенбейтін тұтқырлығы аз ($5 \cdot 10^{-3}$ Па·с дейін) мұнайлардың айырғышта болу уақыты 2-3 минут мөлшерінде болса, ал көбіктенетін және тұтқыр мұнайлар ($1,5 \cdot 10^{-3}$ Па·с жоғары) үшін – 5-20 минутқа дейін.

Газ және газконденсатты кен орындарының алаңдарында орнатылатын айырғыштардың тиімділігі, газ ағыны арқылы айырғыштан тыс әкетілетін тамшылардың мөлшері бойынша бағаланады, сондықтан мұнай және газ айырғыштарына қойылатын талаптар әртүрлі болады.

Сұйыққа және газға арналған тік гравитациялық айырғыштың есебі

Айырғыштағы газдың орташа жылдамдығы W_{op} газ ағынына ілескен сұйық тамшыларының есептік жылдамдығынан W_m біршама аз болуы керек. Оны Стокс формуласымен анықтаймыз:

$$\text{a) } Re \leq 1 \quad W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_g) \cdot g}{18 \cdot \mu_g}, \text{ м/с} \quad (2.1)$$

мұндағы: d_m^2 - газ ағынына ілескен тұнушы сұйық (мұнай) тамшыларының диаметрі, м; ρ_m және ρ_g – айырғыш жағдайындағы сұйықтық пен газдың тығыздықтары, кг/м^3 ; g - еркін түсу үдеуі, м/с^2 ; μ_g – газдың абсолюттік тұтқырлығы, Па·с

б) $2 < Re \leq 500$, Аллен формуласы

$$W_m = 0,152 \cdot d^{1,14} \cdot \frac{\left(\frac{(\rho_m - \rho_g) \cdot g}{\rho_g} \right)^{0,71}}{\nu_g^{0,43}} \quad (2.2)$$

в) $Re > 500$, Ньютон-Ритингер формуласы

$$W_m = 1,75 \cdot \left(\frac{d \cdot (\rho_m - \rho_g) \cdot g}{\rho_g} \right)^{1/2} \nu \quad (2.3)$$

Тамшылардың тұну шарты:

$$W_m - W_g > 0 \quad (2.4)$$

Практика жағдайында, есептеу кезінде мына жағдай қабылданады:

$$W_m = 1,2W_z \quad (2.5)$$

Тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті газ жылдамдығына байланысты төмендегі теңдеу арқылы анықталады:

$$V = 86400 \cdot F \cdot W_z \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) \quad (2.6)$$

мұндағы:

W_z – Тік айырғыштағы газдың көтерілу жылдамдығы, м/сек;

F - айырғыштың көлденең қимасының ауданы, м²;

P_1 және P_0 – айырғыштағы қысым мен қалыпты жағдайдағы қысым ($101.3 \cdot 10^3$), Па;

T_1 және T_2 – айырғыштағы жұмыс температурасы мен қалыпты температура (273 К); z - жоғары сығымдылық коэффициенті.

$$w_z = \frac{5,4 \cdot 10^3 \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P}, \quad \text{м/с} \quad (2.7)$$

(3.1) және (3.7) формулаларын (3.5)-ке қойып, төмендегі формуланы аламыз:

$$\frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \nu_z \cdot \rho_z} = \frac{1,2 \cdot 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P} \quad \text{немесе}$$

$$V = \frac{84 \cdot D^2 \cdot P \cdot d_m^2 (\rho_m - \rho_z)}{z \cdot T \cdot \nu_z \cdot \rho_z}, \quad \text{м}^3/\text{тәулік} \quad (2.8)$$

Тік айырғыштың сұйық бойынша өткізу қабілетінің есебі сұйық деңгейінің көтерілу жылдамдығы $-W_c$ газ көпіршіктерінің қалқып шығу жылдамдығынан аз болу шартына негізделеді

$$W_c < W_z \quad (2.9)$$

Сұйықтағы газ көпіршіктерінің қалқып шығу жылдамдығын Стокс формуласындағы газдың динамикалық тұтқырлығын- μ_t сұйықтың динамикалық тұтқырлығына- μ_c ауыстыру арқылы анықтауға болады.

(3.9) қатынасын ескере отырып сұйыққа арналған тік айырғыштың өткізу қабілетін келесідей жазуға болады:

$$W_c = \frac{Q_m}{86400 \cdot F} < W_z = \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} \quad (2.10)$$

$$Q_m \approx 86400 \cdot F \cdot \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} \quad (2.11)$$

(3.11) формуласына $F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$, мәндер мен $W_z = 1,2 W_c$, қатынасын қойғаннан кейін келесі формуланы аламыз:

$$Q_m = 30803 \cdot D^2 \cdot \frac{d_z^2 \cdot (\rho_m - \rho_z)}{\mu_c}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2.12)$$

Мұнайгаз қоспасы штуцер арқылы өткеннен кейін айырғышта диаметрі 30 мкм мұнай тамшылары пайда болады. Айырғыштағы қысымның мәні 2 МПа және температурасы 293 К. Мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын және тік айырғыштың өткізу қабілетін анықтау керек. Егер, $D=0.9 \text{ м}$, $\rho_m = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{ог} = 1.21 \text{ кг/м}^3$, $z = 1$, $\mu_r = 0.000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (жұмыс жағдайындағы газдың динамикалық тұтқырлығы) болса.

Газ ағынына ілескен мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығын $-W_m = ?$, және тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілетін $V = ?$

1. Әуелі айырғыштағы газ тығыздығын анықтаймыз:

$$\rho_z = \rho_0 \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 1,21 \cdot \frac{2}{0,1013} \cdot \frac{273}{293 \cdot 1} = 21,8 \text{ кг/м}^3$$

2. Берілген диаметрдегі мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_c} = \frac{(30 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (800 - 21,8) \cdot 9,81}{18 \cdot 0,000012} = 0,0318 \text{ м/с}$$

3. Айырғыштың газ бойынша өткізу қабілетін анықтау үшін міндетті түрде газ жылдамдығын білу қажет. Мұнай тамшылары тұну үшін келесі шарт $W_m = 1,2 \cdot W_z$, орындалуы керек, осыдан

$$W_z = \frac{W_m}{1,2} = \frac{0,0318}{1,2} = 0,0265 \text{ м/сек}$$

4. Айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті:

$$V = 86400 \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot W_z \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 86400 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,9^2}{4} \cdot 0,0265 \cdot \left(\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 273}{1,033 \cdot 10^5 \cdot 293 \cdot 1} \right) = 26781,2 \text{ м}^3 / \text{таулік}$$

Диаметрі 0,8 м болатын тік айырғыштың газ бойынша өткізу қабілеті $5 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{тәу.}$ -ке тең. Газ ағынында диаметрі 80 мкм болатын мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығын анықтау керек. Егер, айырғыштағы қысым 4 МПа, температура 300 К, мұнай тығыздығы 780 кг/м^3 , газ тығыздығы (қалыпты жағдайда) $1,20 \text{ кг/м}^3$, жұмыс жағдайындағы газдың тұтқырлығы $0,000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (кг/м^3), $Z = 0,7$. $W_m = ?$;

Мұнай тамшыларының тұну шарты: $W_m > W_z$

1. Газ жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_z = \frac{V}{S \cdot 86400} \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T \cdot z}{T_0} = \frac{5,4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P} = \frac{5,4 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^4 \cdot 300 \cdot 0,7}{0,8^2 \cdot 4 \cdot 10^6} = 0,021 \text{ м/с}$$

2. Стокс формуласы бойынша мұнай тамшыларының тұну жылдамдығын анықтаймыз:

$$W_m = \frac{d_m^2 \cdot (\rho_m - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \mu_z}, \quad (2.13)$$

$$\text{мұндағы, } \rho_z = \rho_0 \cdot \left(\frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} \right) = 1,21 \cdot \frac{4 \cdot 10^6}{0,1013 \cdot 10^6} \cdot \frac{273}{300 \cdot 0,7} = 61,58 \text{ кг/м}^3$$

$$W_m = \frac{(80 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (780 - 61,58) \cdot 9,81}{18 \cdot 12 \cdot 10^{-6}} = 0,2088 \text{ м/с}$$

Мұнай тамшыларының шөгу жылдамдығы мен газдың көтерілу жылдамдығын салыстырамыз:

$$W_m = 0,2088 \text{ м/с}, \quad W_z = 0,0221 \text{ м/с}, \quad \frac{W_m}{W_z} = 9,45$$

Егер, айырғыштың белгілі режимдік параметрлерінде берілген диаметрдегі мұнай тамшылары тұнбайтын болса, онда есепті былай жалғастырамыз:

а) берілген диаметрдегі тамшы тұнатындай айырғыштағы сәйкесті жұмыс қысымының мәнін анықтаймыз;

б) берілген жағдайда тұнатындай тамшылардың минималды диаметрін.

3 Экономикалық бөлім

3.1 Кен орнын игерудің технико-экономикалық көрсеткіші

Қашаған кен орны үшін мұнай алудың пайдалылық коэффициентін таңдау шегінде және Қазақстан Республикасы мен Мердігер үшін экономикалық пайданы, атап айтқанда - өндірілім сипаттамасы, тауарлық өнімді өткізудің экономикалық және қаржылық шарттары, сонымен қатар пайдалану шығыстары мен капиталды шығындарды бағалау үшін жүргізілетін экономикалық есептемелердің табыстық және шығыстық бөліктерін анықтайтын бастапқы параметрлер мен жорамалдарды негіздеуді айқындайды. Есептеулердің барлығы АҚШ долларларында жүргізілді.

Капиталды шығындар мен пайдалану шығыстары. Қашаған кен орнын игерудің қарастырылып отырған нұақалары бойынша өндірілімнің сәйкес деңгейін қамтамасыз ету үшін қажетті капиталды шығындар мен сәйкес пайдалану шығыстары бар. Капиталды шығындардың бағалануы келесі құрамалар бойынша жүргізіледі: өндіруші және айдамалы ұңғымаларды салу кезіндегі бұрғылау жұмыстары, су мен құрғақта жайластыруға қажетті объектілер, магистральды көлік жүйелеріне тірелгенге дейін сәйкес құбырларды салу, сонымен қатар өндірістік қызметке байланысты игерудің басқа да ықтималды капиталды шығындар. Базалық нұсқа бойынша шығындар мақұлданған

Негізгі экономикалық көрсеткіштерді бағалау құрылымы мен әдістемесі. Берілген бағалаудың экономикалық критерийлері ретінде пайдаланылатын негізгі экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қолданылатын әдістер екіге бөлінеді. Біріншісі, Солтүстік Каспий бойынша СРП ережелері мен шарттарына және 2005 (нағыз бағалау жылы)-2041 (СРП-дегі анықтамаға сәйкес игеру мен өндіру мерзімінің соңғы жылы) жылдарға арналған Қосымша келісімге сәйкес экономикалық бағалау. Ағымдағы экономикалық бағалау ИЖМБ № 1 Түзетуін мақұлдау сәтіне сәйкес шығындар бойынша мәліметтер мен игерудің бірқатар сценарийлері негізінде Қашаған кен орнын игерудің ұсынылған нұсқалары бойынша ұсыныстарды әзірлеу мақсатында дайындалды. Есептеу кезінде екі әдістеме қолданылды.

Техникалық ақша ағындарының есебі таза табыс көлемін анықтау мақсатында сәйкес «таза» бағалардың (өнім бағасы минус көлік шығындары) үйлесімінде өнім ағымын пайдалану жолымен іске асырылды. Осы таза түсімдерден пайдалану шығындары мен бастапқы капиталды шығындар алып тасталады. Ақырында, ҚР үшін таза келтірілген құн (0%) мен таза келтірілген құнды (10%) анықтады.

Төменде, берілген бағалау бойынша экономикалық критерийлер ретінде пайдаланылған негізгі экономикалық көрсеткіштердің толық сипаттамалары келтірілген:

- пайдалылықтың ішкі нормасы (ПИН немесе IRR) Мердігер инвестицияларының табыстылығын көрсетеді және ТКҚ нөлге тең болғандағы

дисконттау қойылымымен анықталады.ТКҚ есептегенде сияқты, ПНН анықтағанда бастапқы мерзім болып 2005 саналады.

- табыстылық индексі (PVR) капиталды шығындардың тиімділігін көрсетеді және ТКҚ-ның (10%) жоба бойынша дисконтталған капиталды шығындарға (10%) қатынасымен есептеледі.

- максималды қаржылық тәуекел – жобаны қаржыландырудың қажетті көлемін анықтайтын көрсеткіш және ол жиынтық таза ақша ағынының максималды теріс мәніне тең.

- СРП шарттарына сәйкес өтелу мерзімі - «кост-ойл» бағасы алғашқы рет өтелу шығындарының құнымен теңесетін немесе одан асатын уақыт мезеті.

- кен орынды игерудің экономикалық пайдалылығының мерзімі жобы бойынша оң ақша ағымы келтірілген соңғы жылға дейін көрсетіледі және кен орынды одан ары игеру рентабельсіз болу (ары қарай «соңғы рентабельді жыл») сәтін көрсетеді.

Қашаған кен орынын өндірістік игеру бойынша инвестициялық жобаның табыстылығын талдау

Жер қойнауын пайдалануға келісім жасаған мұнай-газ компаниясы 10 жыл ішінде кен орынды игерумен көмірсутектерді өндіруді жүзеге асырды, бір баррель мұнайдың бағасы 22,6 долл.

1 Жиынтық табыс. Жиынтық табыс мұнай компаниясының негізгі іс-әрекетінен және келісімде қаралған іс-әрекеттерді жүзеге асырумен байланысты басқа табыстарын қосу жолымен анықталады:

$$ЖТ=Т+БТ, \quad (3.1)$$

Мұндағы, Т- негізгі іс-әрекет табысы; БТ- басқа да табыс;

2 Жер қойнауын пайдаланушыларға салынатын салық. ҚР салық кодексі жер қойнауын пайдалану келісімдері бойынша туындайтын салықтық міндеттерді орындаумен байланысты ерекшеліктерді анықтайды және келесі төлемдер тізімін бекітеді:

1) үстеме табысқа салынатын салық;

2) жер қойнауын пайдаланушылардың арнайы салықтары (бонустар, роялти, өнімді бөлу үшін ҚР үлесі).

Бонустар жер қойнауын пайдаланушының белгіленген төлемі болып табылады және жер қойнауын пайдалану келісінде белгіленген көлемде және тәртіпте ақшалай төленеді. Бонустардың жазылатын және жеке 2 түрі бар.

Роялти. Өз қажеттілігіне қолдануынан немесе сатып алушымен жүзеге асырылуынан тәуелсіз ҚР территориясында өндірілген пайдалы қазбаның әрбір түріне төленеді. Берілген жұмыста роялтидің пайыздық ставкасы 5%. Роялти келесі формуламен анықталады:

$$P= 0.05 \times T, \quad (3.2)$$

мұнда: Р-роялти; Т-негізгі табыс;

3) Салық салынатын табыс. Компанияның салық салынатын табысы - бұл роялти, өткен жылғы шығындар және өндірістік шығындар алынып тасталатын табыс, немесе:

$$CCT = ЖТ - Р - \Theta Ш - \Theta ЖШ, \quad (3.3)$$

Мұнда $\Theta Ш$ -өндірістік шығындар; $\Theta ЖШ$ -өткен жылғы шығындар;

4) Салық төленгеннен кейін қалған табыс. Заңды тұлғалардың салық салынатын табысына 30% салық салынады.

5) Дивиденттерге салынатын салық. Дивиденттер 15% ставка бойынша заңды және жеке тұлғалармен төленеді.

6) Таза табыс. Таза табыс - дивиденттерге және үстеме табысқа салық төленгеннен кейінгі табыс, немесе:

$$TT = CTCT - ДС - УТС, \quad (3.4)$$

мұнда $CTCT$ -салық төленгеннен кейінгі табыс;

7) Үстеме табысқа салық. Үстеме табысқа салық әрбір келісім шарт бойынша жеке жер қойнауын пайдаланушы 20%-тен артық пайданың ішкі нормасын алса, үстеме табысқа салық салынады, ол келесі формуламен анықталады:

$$ПН = r_1 + ТАҚ(r_1)(r_2 - r_1) / ТАҚ(r_2) - ТАҚ(r_1), \quad (3.5)$$

мұнда: $ПН$ -пайданың ішкі нормасы; $ТАҚ$ -таза ағымдағы құн; $ТАҚ(r_1)$ -оң мәні; $ТАҚ(r_2)$ -теріс мәні;

$ПН$ -белгіленген ставкада дисконтталған күтіліп отырған ақша қаражатының таза ағымымен инвестицияның бастапқы сомасын теңдестіретін ставка, дисконт ставкасы таза ағымдағы құнның теңдігін қамтамасыз етеді:

$$ТАҚ(r) = TAA_1 / (1+r)^1 + TAA_2 / (1+r)^2 + \dots + TAA_n / (1+r)^n, \quad (3.6)$$

мұнда TAA - түзетілген ақша ағымы;

$$TAA_n = KOAQTAn / (1+UU_1) \times (1+UU_2) \times \dots \times (1+UU_{n-1}), \quad (3.7)$$

мұнда $KOAQTA$ -күтіліп отырған ақша қаражатының таза ағымы; UU -инфляция индексі;

$$KOAQTA = TT - T - KB - Y$$

8) Пайданың ішкі нормасы. Өзгертілмеген $KOAQTA$ жағдайында $ТҚ$ мәндерін салыстырудың жиынтық кестесі және $ПН$ -ді есептеу.

9) Үстеме пайдаға салынатын салық. Үстеме пайдаға салынатын салық келесі көлемде бекітіледі.

Пайданың ішкі нормасынан тәуелді екенін ескеріп үстеме пайда ставкасын анықтаймыз:

10) Үстеме пайдаға салынатын салық сомасы

11) Кәсіпорынның таза қалдық пайдасын анықтау

12) Жылдық өндіру көлемі. Бір барелль мұнайдың бағасы 22.6 долл. болса, бір тонна мұнайдың бағасы келесіге тең: $7.7 \times 22.6 = 174.02$ долл., онда жылдық мұнай өндіру көлемін келесі формуламен анықтауға болады: $ЖМӨК = НТ/Б$,

мұнда: НТ-негізгі табыс; Б-баға;

13) Өнім бірлігінің өзіндік құны. Өнім бірлігінің өзіндік құны- бұл 1т. мұнай өндіруге кететін өндірістік шығындар.

14) Өнім бірлігіне келетін пайда. Пайда – бағаның негізгі элементі, таза табыс түрі.

Егер баға реттелсе, пайда емес пайдалылық нормасы реттеледі.

15) Таза табысты есепке алғандағы пайда

16) Пайдалылық. Пайдалылық келесі формуламен анықталады:

$$R = П/ТӨҚ \quad (3.8)$$

мұнда П- өнімді сатудан түскен пайда;

ТӨҚ- өнімнің толық өзіндік құны;

Өнімнің пайдалылығы өнім бірлігіне келетін пайданы сол өнім бірлігінің өзіндік құнына бөлу арқылы есептейді. Сату пайдалылығы таза қалдық пайданың негізгі іс-әрекеттен түскен табысқа қатынасынан анықталады.

17) Инвестицияның өтелу мерзімі. Инвестициялық жобаның өтелу мерзімі жоба бойынша күтіліп отырған ақша қаражатының бастапқы инвестиция сомасымен теңдесуіне қажет жылдар санына тең.

Пайданың теңдей бөлінбеуіне байланысты өтелу мерзімі кумулятивтік табыс есебінен инвестиция өтелетін жыл санын тура санаумен есептеледі.

Сегіз жыл ішінде жобаны жүзеге асырудан түскен ақша 1265.9 млн.долл. құрайды. Тоғызыншы жылда толық өтелу үшін $1500 - 1265.9 = 234.1$ млн.долл. жабу керек. Мұны тоғызыншы жылдағы ҚОАҚТА-ға бөлеміз: $234.1/353.4 = 0.66$ млн.долл.

Осылайша жалпы өтелу мерзімі:

$$ТК = 8 + 0.66 = 8.66 \text{ жыл}$$

18) Күрделі қаржылардың экономикалық тиімділігі. Күрделі қаржылардың тиімділігі- бұл инвестициялық жобаның өтелу мерзіміне кері шама:

$$ЕК = 1/ТК = 1/8.66 = 0.155$$

19) Өнім өндірудің қию нүктесі. Өнім өндірудің қию нүктесі немесе залалсыздық нүктесі (тиімділік табалдырығы) – бұл жиынтық табыс жиынтық шығынға тең болатын пайдалану деңгейі немесе өндіріс көлемі.

20) Шартты - тұрақты шығындар. Шартты-тұрақты шығындыр (F) - бұл мұнай өндіру көлемінен тәуелсіз шығындар, сондықтан олар компания іс-әрекетінің барлық мерзімінде өзгермейді. Бұл шығындарға амортизациялық төлемдер, ағымдағы жөндеулерге кететін, еңбек ақы қорына, қоғамдық төлемдерге жұмсалатын шығындар кіреді. Біздің жобамызда 71% құрайды.

21) Шартты-өзгермелі шығындар. Шартты-өзгермелі шығындар (V)- бұл өндіру көлемінен тәуелді шығындар, мысалы: электр қуатына жұмсалатын шығындар. Біздің жағдайымызда 29% өндірістік шығындарға тең.

22) Залалсыздық нүктесін алгебралық жолмен есептеу тәсілі. Алгебралық жолмен ЗН келесідей есептеледі:

$$ЗН = F / (P - V), \quad (3.10)$$

мұнда: F-тұрақты шығындар;

P- 1т. мұнай бағасы;

V- өнім бірлігіне келетін өзгермелі шығындар;

V=1т. мұнай бағасы/жылдық өндіру көлемі;

Сонда ЗН оныншы жылда келесіне тең:

$$ЗН_{10} = 390.5 / (7.7 \times 22.6) - 7.7 - 22.6(8.05) = 2.56 \text{ млн.т.}$$

$$\text{Мұндай көлемдегі табыс: } T = 2.56 \times 7.7 \times 22.6 = 445.5 \text{ млн.долл.69}$$

4 Еңбекті қорғау бөлімі

4.1 Кәсіпорындағы қауіпті және зиянды факторлар

Қазақстан Республикасының еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау туралы заңдары.

1. Қазақстан Республикасының еңбек қауіпсіздігі және еңбекті қорғау туралы заңдары Қазақстан Республикасының Конституциясына негізделеді және осы Заңнан және Қазақстан Республикасының өзге де нормативтік актілерінен тұрады.

2. Егер Қазақстан Республикасы бекіткен халықаралық шартта осы Заңдағыдан өзгеше ережелер белгіленсе, онда халықаралық шарттың ережелері қолданылады.

Осы Заңда мынадай негізгі ұғымдар пайдаланылады:

1) өндірістік объектілерді еңбек жағдайлары бойынша аттестаттау - өндірістік объектілерді, цехтарды, учаскелерді, жұмыс орындарын оларда орындалатын жұмыстардың қауіпсіздігінің, зияндылығының, ауырлығының, қауырттылығының жай-күйін, еңбек гигиенасын айқындау және өндірістік орта жағдайларының еңбек жағдайлары нормативтеріне сәйкестігін айқындау мақсатында оларды бағалау жөніндегі қызмет

2) еңбек қауіпсіздігі - еңбек қызметі процесінде қызметкерлерге зиянды және қауіпті әсерді болдырмайтын іс-шаралар кешенімен қамтамасыз етілген қызметкердің қорғалу жай-күйі;

3) еңбектің қауіпсіз жағдайлары - қызметкерге зиянды және қауіпті өндірістік факторлардың әсері жоқ не олардың әсерінің деңгейі қауіпсіздік нормаларынан аспайтын, жұмыс беруші жасаған еңбек жағдайлары;

4) өндірістік жабдықтың қауіпсіздігі - өндірістік жабдықтың өз функцияларын орындауы кезінде нормативтік-техникалық және жобалау құжаттамасында белгіленген жағдайларда еңбек қауіпсіздігінің талаптарына сәйкестігі;

Кен орынында қолданылатын жабдықтар мен құбырлар – бақылау аспаптарымен, қолмен және автоматты түрде басқарылатын реттеуші және сақтандырушы құрылғылармен қамтамасыз етілуі керек.

Аппараттарда және құбырларда орнатылған сақтандырушы, реттеуші және тығындаушы (ысырмалар, крандар) арматуралар нормаға сәйкесті, техникалық сипаттамалар мен бекітілген график бойынша жүйелі түрде тексеруден өтеді. Тексеру нәтижесін вахталық журналға түсіріп отырады. Жинау және дайындау қондырғыларында қысымы 0,7 атм. болатын және одан да артық қысымда жұмыс жасайтын айырғыштар мен басқа да аппараттар (қондырғылар) пайдалануға енгізіліп және оларды қысымда жұмыс жасайтын құрылғылар мен ыдыстарды қауіпсіз пайдалану Ережелеріне сәйкес пайдалану керек. Қысымда жұмыс істейтін аппараттар манометрлермен, деңгей көрсеткіштерімен және сұйықты жабық сыйымдылыққа ағызуда арналған құрылғылармен қамтамасыз етіледі.

Еңбекті қорғау және тіршілік қауіпсіздігі.

НКОК компаниясында бірінші кезекте оның қызметкерлері мен қоршаған ортаның қауіпсіздігі тұр. Ол үшін компанияда компанияларды жақсарту үшін Lead 2 Safety мәдени қауіпсіздік бағдарламасын ойлап тапты. Lead2Safety тек адамдардың қауіпсіздігіне ғана емес, сонымен қатар табысты бизнеске арналған. Бағдарламаның мақсаты адам санасын жақсы жаққа жақсарту және компанияларда креативті және позитивті көшбасшыларды құру. Бағдарламаның 5 басты элементтері:

1. Көшбасшылық
2. Коммуникация
3. Тартылу
4. Жауапкершілік
5. Қолдау

Бағдарламаны жүзеге асыру және қолдау үшін олар SAFE-R. SAFER cards деп аталатын құралды ойлап тапты-қауіпсіздікті бақылау және болашақ қауіптерді болдырмау үшін негізгі құрал.

Болашақ зауытында зауытта жұмыс істейтіндер үшін түрлі қауіптер аймақтары жұмыс істейді. Аймақтар осылай бөлінге

1. Жасыл аймақ-өмірді құтқару үшін жабдықтар қажет емес.
2. Ашық сары аймақ - Сүзгіш маска қажет.
3. Сары аймақ-ауа-тыныс алу аппараты қажет
4. Қызыл аймақ-су және жұмыс рұқсаты қажет.

Компания өз ережесі бар. Олар 12 алтын ереже деп аталады:

1. Қауіпсіз жүргізу
2. Өзгерістерді бақылау
3. Төмен түсуге жұмыс
4. Өрт қауіпсіздігі
5. Биіктікте жұмыс
6. Энергетикалық жүйелер
7. Жер жұмыстары
8. Жұмысқа Наряд-рұқсат
9. Денсаулықты бақылау
10. Жеке қорғану құралдары
11. Күкіртсутегінің қауіптілігі
12. Шектеулі кең

ҚОРЫТЫНДЫ

Қашаған кен орны 2000 жылы ашылған ол Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігінің шельфтік аймағында орналасқан, және әкімшілік жағынан Атырау облысына қарайды. Кен орынның солтүстік-шығыс шекарасы Атырау қаласынан 75км қашықтықта орналасқан.

Қашаған кен орны Қазақстанда мұнай өндіру тәжірибесінде, Каспий шельфінде игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Өнімді қабаттары 4500 метрде орналасқан, көмірсутектер қоры бағдар бойынша 7млрд.тонна мұнайды құрайды, қабат флюидінде қышқылды компоненттердің (күкіртсутек, көмірқышқыл газы) мөлшері айтарлықтай.

Қазіргі уақыттағы Қашаған кен орнында тереңдіктері 5117м, 4991м, 4142м ШҚ-1, БҚ-1, ШҚ-2, үш ұңғыманы бұрғылау аяқталған.

Жобаның геологиялық бөлімінде кен орынның стратиграфиясы, тектоникасы, мұнайгаздылығы туралы баяндалады.

Технологиялық бөлімде қабат қысымын таңдау, қабат қысымын ұстау есебі, есептеу нұсқасы үшін игерудің әр түрлі кезеңде шығымдарын анықтау, шоғыр пішінінің схематизациясы есебә жүргізілген.

Қашаған кен орны Каспий теңізінің Қазақстанға тиісті секторында игеріле бастаған алғашқы кен орын болып табылады. Геологиялық жағынан Қашаған кен орны таскөмір жастағы шөгінділердің қабаттарынан тұрады.

Жоғары қабат қысымы және температурасы, сондай-ақ қабат флюидтерінде агрессивті компоненттердің болуы, жоғары газға қаныққандық фонтанды тәсілмен пайдалануды және белгілі талаптарды сақтауды шарттайды.

Игеру жобасында жабдықтар және ұңғыма сағасын жабдықтау өндірілетін өнім сапасын жақсартатын жабдықтар және ұңғыма сағасын жабдықтау технологиясымен ұсынылған.

Жобада көмірсутекті шикізатты дайындауға арналған барлық технологиялық қондырғылармен жабдықтарды алыстан басқару қарастырылған.

Инвестициялық жобаның табыстылығын талдау берілген жобаның экономикалық тиімді екенін көрсетеді. Есептеудің барлық нәтижесі жиынтық кестеде келтірілген.

Жобаның экономикалық бөлімінде пайдалылық табалдырығын қамтамасыз ететін өнім өндірудің жылдық көлемі есептелген.

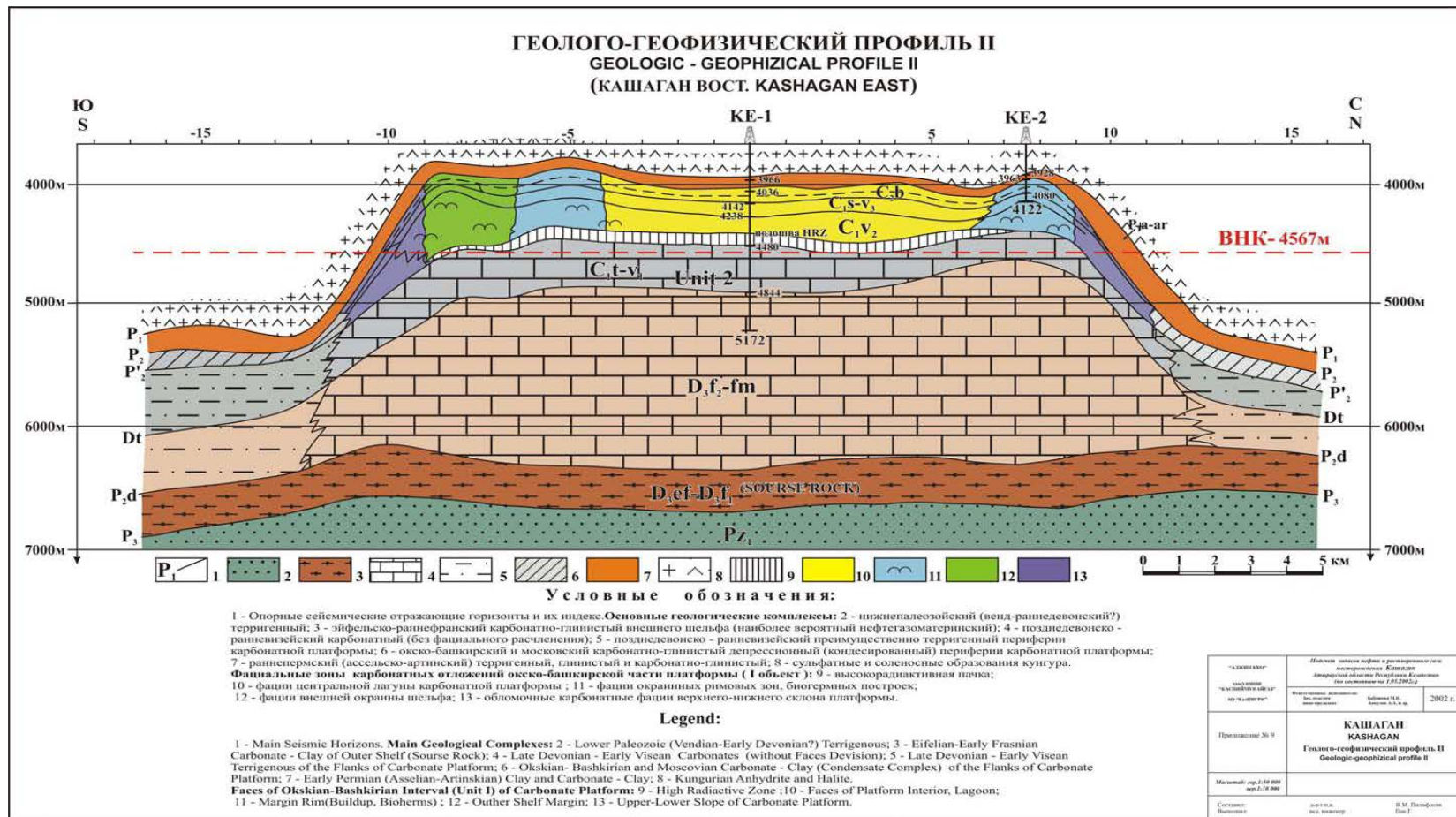
Дипломдық жобада еңбекті қорғау жағдайлары, ережелері және құралдары да талданады. Игеру жобасында қарастырылған мәселелерді жүзеге асыру сәтті нәтижелерге әкеледі және жалпы Қазақстан Республикасының экономикасы үшін де өте тиімді де пайдалы.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР

- 1 Нұрсұлтанов Ғ.М., Абайұлданов Қ.Н. «Мұнай және газды өндіріп, өңдеу» Алматы «Өлке», 2000ж.
- 2 Тайқұлақова Ғ.С. Дипломдық жобалау (мұнайшылар тобы) Алматы, ҚазҰТУ 2001.
- 3 Мусин К.А. Еңбекті қорғау Алматы, ҚазҰТУ 1995.
- 4 Каталог газлифтных клапанов компании Шлюмберже. – 2001.
- 5 Алиев Н.А. Предотвращение загрязнения моря при разработке морских нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987.
- 6 Булатов А.И. и др. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1997.
- 7 Гудфеллоу Р., Шассеро Л. Освоение малых морских месторождений. – М.: Недра, 1990;
- 8 Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. – М.: Недра, 1991.
- 9 Листенгартен Л.Б. Комплексное проектирование разработки морских нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987.
- 10 Скрыпник С. Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. – М.: Недра, 1989.
- 11 Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1980.
- 12 Максимов М.И. «Геологические основы разработки нефтяных месторождений» М. Недра, 1975г.
- 13 Гиматулинов Ш.К. и другие «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений » М. Недра, 1983г.
- 14 Шуруп В.И. «Техника и технология добычи нефти » М. Недра, 1983г.
- 15 Бренц А.Д. и другие «Организация, планирования и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности» М. Недра, 1976г
- 16 Мальшев Ю.М. и другие «Эконмика нефтяной и газовой промышленности » М.Недра, 1980г.
- 17 Куцин П.В. и другие «Охрана труда на буровых и нефтегазодобывающих предприятиях»М.Недра, 1988г
- 18 Попов Г.Е. и другие «Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений» М.Недра, 1982 г

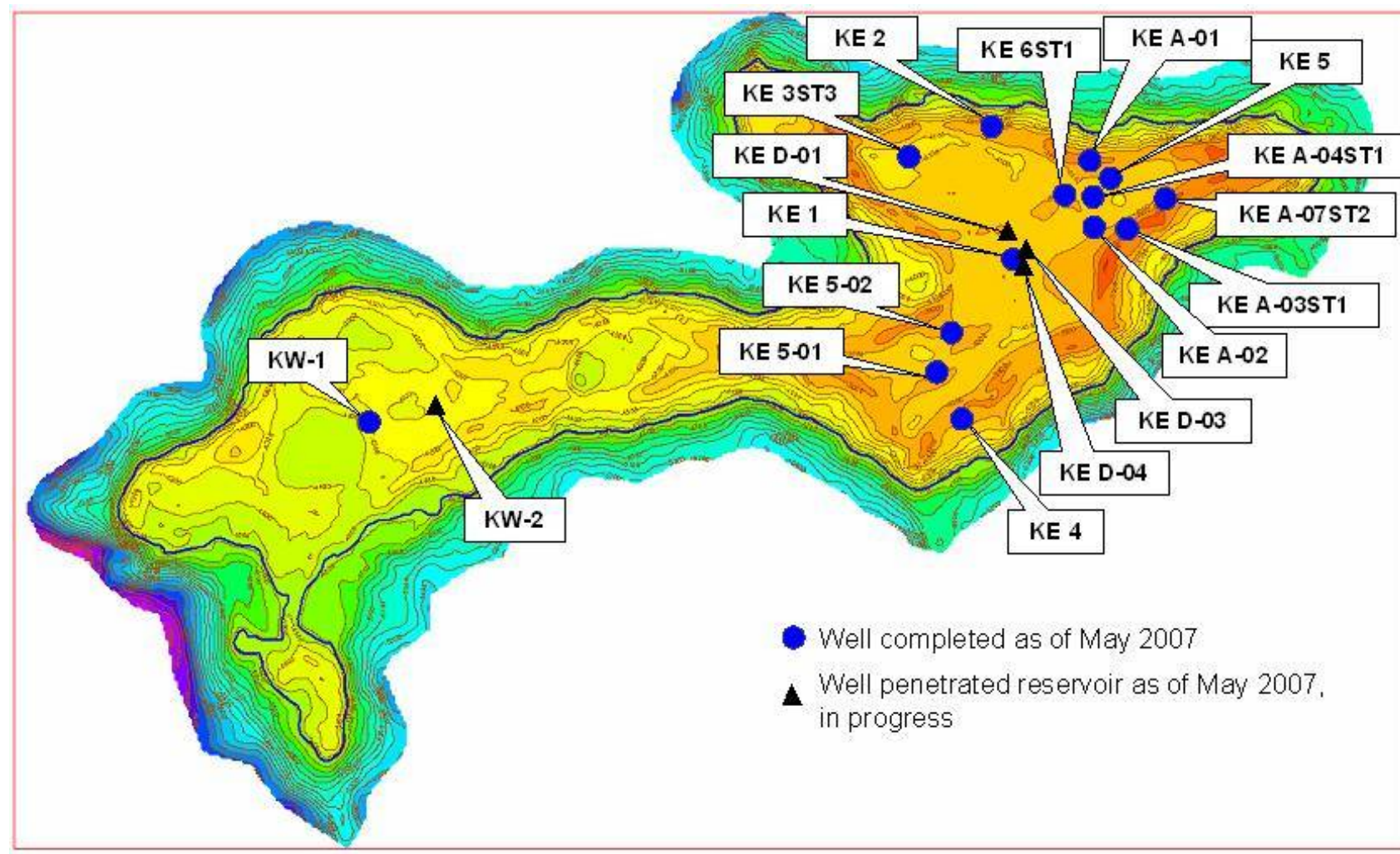
Қосымша А

Қашаған кен орны бойынша геологиялық қимасы II



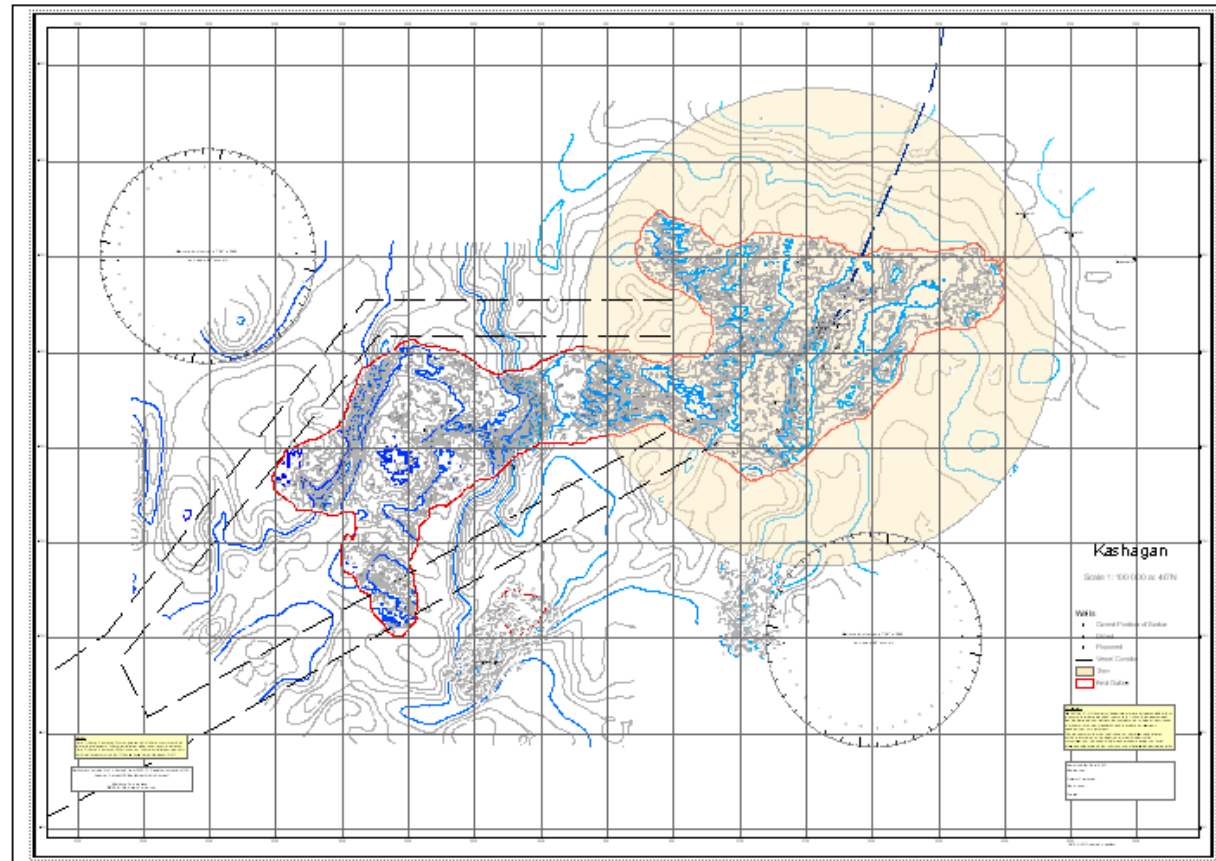
Қосымша Ә

Қашаған кен орнының құрылымдық картасы



Қосымша Б

Қашаған кен орны бойынша ағымдағы картасы



Қосымша В

Экономикалық тиімділіктер

Шартты-өзгермелі шығындар

Жылдар	ӨШ, млн.долл.	Ш-Т (F) шығындар, млн.долл.	Ш-Ө (V)-шығындар, млн.долл.
1	100	71	29
2	350	248.5	101.5
3	300	213	87
4	400	284	116
5	450	319.5	130.5
6	550	390.5	159.5
7	650	461.5	188.5
8	800	568	232
9	650	461.5	188.5
10	550	390.5	159.5

Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Қашаған кен орнындағы ұңғы өнімдерін жинау және дайындау,
Автор:	Байжігітова С.
Координатор:	Насибуллин
Дата отчета:	2019-05-20 09:12:30
Коэффициент подобия № 1: ?	0,6%
Коэффициент подобия № 2: ?	0,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	25
Количество слов:	6 231
Число знаков:	49 033
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок: ?	64



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 13



Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные



Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмысты орындаған:
Байжігітова Сандуғаш

5B070800 – Мұнай газ ісі

Тақырыбы: «Қашаған кен орнындағы ұңғы өнімдерін жинау және дайындау жүйесін талдау» Бұл дипломдық жұмыс, кафедраның «Дипломдық жұмысты (жобаларды) жасау және рәсімдеу» әдістемелік талаптарына сәйкес жазылған. Дипломдық жұмысты жасау барысында студент өзінің бірінші өндірістік және диплом алдындағы практикасынан өту барысында жинаған материалын сауатты қолдана білді.

Дипломшының жобаны орындау кезіндегі жауапкершілігін, инженерлік ойлау дағдысы мен сәйкесті дұрыс шешім қабылдау қабілетін ескере кету қажет.

Жобаның арнай бөлімінде, Қашаған кен орнының ағымдағы игеру жағдайына талдау жасай отырып, кен орнындағы ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесінің тиімділігі қарастырылып, мұнайды дайындау барысындағы негізгі қондырғылардың бірі тік айырғыштың технологиялық есебі берілген. Экономикалық бөлімде өндірістік күрделі қаржылар, пайдалану шығындары және әртүрлі салықтар мен шығындар статьясы қарастырылған.

Диплом жұмысын орындау үшін аталған дипломшы ғылыми-әдістемелік әдебиеттерді, мақалаларды саралап, пайдалана білген. Жұмыс 5 тараудан, кіріспе мен қорытындыдан және пайдаланылған әдебиеттер тізімінен тұрады. Жұмыста баяндалған мәселелер әр тақырыпшаға сай іріктелген, мысалдары жеткілікті.

Диплом жұмысын орындаушы тақырыпты толық ашуға әрекет еткен. Тұжырым, дәлелдемелері тиянақталған, дипломның талабына сай жазылған және қорытындыланған.

Дипломдық жұмыс МАК алдына қорғауға ұсынылады. Ал, дипломшылар инженер біліктілігі бар Мұнайгаз ісі бакалаврының академиялық дәрежесіне лайықты.

МИ кафедрасының сениор-лекторы,
т.ғ.к., ҚазҰТЗУ

Иргібаев Т.И.  (қолы)
«21» мамыр 2019 ж.