

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



Институт Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі
(институт атауы)

Кафедра Мұнай инженериясы
(кафедра атауы)

Тұрар Айдана Нахыпбекқызы
Мұханова Сезім Мұратқызы
Утепов Ерлан Сәбитұлы
(білім алушының аты жөні)

**Теңіз кен орнында ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау
жүйесін талдау (дипломдық жоба тақырыбы)**

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5B070800 - Мұнай-газ ісі
(Мамандық шифрі және атауы)

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



Институт Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі
(институт атауы)

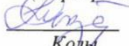
Кафедра Мұнай инженериясы
(кафедра атауы)

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

Мұнай инженерия

(кафедра атауы)

 Сыздықов М. К.
Қолы Аты жөні
“ 17 ” 05 2019 ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: “ Теңіз кен орнында ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау
жүйесін талдау ”
(дипломдық жұмыстың тақырыбы)

Мамандығы 5B070800 - Мұнай-газ ісі
(Мамандық шифрі және атауы)

Орындағандар:
Тұрар Айдана Нахыпбекқызы
Мұханова Сезім Мұратқызы
Утепов Ерлан Сәбитұлы
(Білім алушының аты-жөні)

Ғылыми жетекші
МSc, ғылым магистрі
(ғылыми дәрежесі, атауы)
 Насибуллин Б. М.
Қолы Аты жөні

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



SATBAYEV
UNIVERSITY

Институт Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі
(институт атауы)

Кафедра Мұнай инженериясы
(кафедра атауы)

5B070800 - Мұнай-газ ісі
(Мамандық шифрі және атауы)

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

Мұнай инженерия

(кафедра атауы)

Қолы Аты жөні
“ 15 ” 01 2019 ж. Сыздықов М. К.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар Тұрар Айдана Нахыпбекқызы, Мұханова Сезім Мұратқызы,
Утепов Ерлан Сәбитұлы

(білім алушының аты жөні)

Тақырыбы: Теңіз кен орнында ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесін
талдау

(дипломдық жұмыстың тақырыбы)

Университет Ректорының 2018 жылғы "17" қазан №1167-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2019 жылғы "30" сәуір

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) геологиялық бөлім

ә) техника-технологиялық бөлім

б) арнайы бөлім

в) экономикалық бөлім

г) еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау

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

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 13 атаудан

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Геологиялық бөлім	16.04.19-19.04.19	<i>жс</i>
Техника-технологиялық бөлім	19.04.19-23.04.19	<i>—</i>
Арнайы бөлім	23.04.19-26.04.19	<i>—</i>
Экономикалық бөлім	26.04.19-27.04.19	<i>—</i>
Еңбекті қорғау және коршаған ортаны қорғау	27.04.19-28.04.19	<i>—</i>

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

ҚОЛТАҢБАЛАРЫ

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Геологиялық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	<i>Насибуллин</i>
Техника-технологиялық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	<i>Насибуллин</i>
Арнайы бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	<i>Насибуллин</i>
Экономикалық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	<i>Насибуллин</i>
Норма бақылау	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	<i>Насибуллин</i>

Ғылыми жетекші

Насибуллин
Қолы

Насибуллин Б. М.
Аты жөні

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Тұрар
Мұханова
Сезім
Қолы

Тұрар Айдана Нахыпбекқызы
Мұханова Сезім Мұратқызы
Утепов Ерлан Сәбитұлы
Аты жөні

Күні

" 14 " *мамыр* 2019 ж.

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмысты орындағандар:
Мұханова С., Тұрар А., Утепов Е

5B070800 – Мұнай газ ісі

Тақырыбы: «Теңіз кен орнында ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жұмысын талдау» Бұл дипломдық жұмыс, кафедраның «Дипломдық жұмыстарды (жобаларды) жасау және рәсімдеу» әдістемелік талаптарына сәйкес жазылған. Дипломдық жұмысты жасау барысында студенттер өздерінің бірінші өндірістік және диплом алдындағы практикаларынан өту барысында жинаған материалдарын сауатты қолдана білді.

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

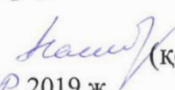
Жобаның арнай бөлімінде, Теңіз кен орнының ағымдағы игеру жағдайына талдау жасай отырып, кен орнындағы ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесінің тиімділігі қарастырылған және экономикалық бөлімде күрделі қаржылар, пайдалану шығындары және табысты болжай отырып техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің экономикалық тиімділігі бағаланған.

Диплом жұмысын орындау үшін аталған дипломшылар ғылыми - теориялық, 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 орындаушылар тақырыпты толық ашуға әрекет еткен. Тұжырым, дәлелдемелері ғылыми негізде тиянақталған. Зерттеу жұмысы 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 лекторы,
MSc (ғылым магистрі), ҚазҰТЗУ

Насибуллин Б.М.  (қолы)
«13» мамыр 2019 ж.

Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Теңіз кен орнында ұңғы өнімдерін жинау , дайындау және тасымалдау жұмысын талдау
Автор:	Мұханова С,Тұрар А
Координатор:	Насибуллин
Дата отчета:	2019-05-09 18:40:12
Коэффициент подобия № 1: ?	0,5%
Коэффициент подобия № 2: ?	0,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	25
Количество слов:	7 444
Число знаков:	58 162
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок: ?	45



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 372

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

i

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ.....	9
1 ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ	10
1.1 Кен орын туралы жалпы мағлұмат.....	10
1.2 Кен орынның геологиялық құрлымының сипаттамасы.....	12
1.3 Стратиграфия	14
1.4 Тектоника.....	17
2 ТЕХНИКА-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ.....	21
2.1 Кен орынның жобалануы мен игеру тарихы.....	21
2.1.1 Игеру нұсқаларының есептік дәлелдері және олардың қорытынды сипаттамалары.....	21
2.2 Кен орынның игеру жағдайы.....	24
2.2.1 Ұңғы қорының жағдайы.....	25
2.2.2 Мұнай мен газды өндіру көлемі.....	26
2.3 Қабат қысымын ұстап тұру жүйесі.....	29
2.4 Ұңғыларды пайдалану.....	30
2.5 Ұңғы іші жабдықтары.....	31
2.6. Құм тығындарды жою.....	31
2.7 Ұңғылардың гидродинамикалық зерттеулері.....	34
3 АРНАЙЫ БӨЛІМ.....	37
3.1 Ұңғы өнімін жинау мен дайындаудың технологиялық процесінің қысқаша сипаттамасы.....	37
3.1.1 Шығару тізбектері.....	38
3.1.2 Өлшеу қондырғылары.....	39
3.1.3 Факелді жүйе.....	39
3.1.4 Теңіз кен орнындағы мұнай құбырлары.....	40
3.1.5 Теңіз кен орнындағы магистральдық құбырлар.....	41
3.1.6 Жанармай газын беру жүйесі.....	42
3.1.7 Қырғышпен құбырларды тазартудың жұмыстары.....	42
3.1.8 Химреагент талаптары.....	43
3.1.9 Коррозия ингибиторын енгізу блоктары.....	43
3.1.10 Электрмен қамтамасыз ету.....	43
3.2 Зауыттың қысқаша технологиялық сипаттамасы.....	44
6 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ.....	56
6.1.1 Негізгі және қосалқы өндірісті ұйымдастыру.....	56
ҚОРЫТЫНДЫ.....	58
ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ.....	59

Кіріспе

Теңіз кен орны 1979 жылы ашылған. 1981 жылы Т-1 Теңіз ұңғымасы сынақ кезінде алғашқы мұнайын берді. Бұл 1,25 млрд. тонна алынған көмірсутекті шикізат қорының кен орнын өндіруге жол ашты. Қазіргі таңда "Теңізшевройл" біріккен кәсіпорыны кен орнының операторы осы жылы жазылатын өңдеу Жобасында соңғы баға мен қайта есептеуді жүргізуде.

" Теңізшевройл" БК 1993 жылы 6 сәуірде Қазақстан Республикасы мен "Шеврон" корпорациясы арасындағы меморандумға қол қоюдың нәтежиесінде құрылды. Қазіргі таңда біріккен кәсіпорынның қатысушылары болып "Шеврон-Тексако" корпорациясынан басқа ҚР атынан "Қазмұнай" ҰМК, "Эксон-Мобил, Лук-Арко компаниялары табылады.

Теңіз кен орны мұнай қорының көлемі бойынша Қазақстан Республикасындағы бірегей кен орны болып табылады. Өйткені бұл кен орнында күкіртті сутек пен көмірқышқыл газының қоспаларының флюид қабатындағы мөлшері ауытқулы болғандықтан, мұнай кәсіпшілігінің құрылысы мен құрал жабдықтарының жоғарғы эксплуатациялық беріктілігін қамтамасыз етуге жоғары талаптар қойылады.

Осы бітіру жұмысында ұңғыма өнімін жинау мен дайындаудың мәселелері қарастырылады. Теңіз кен орны үшін жинау жүйесі технологиялық процесстің арнайы талаптарына сәйкес жобаланған және газды қайта өңдеу зауытының технологиясымен өте тығыз байланысты

1 ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

1.1 Кен орын туралы жалпы мағлұмат

Әкімшілік жағынан алғанда Теңіз кен орны Қазақстан Республикасының Атырау облысындағы Жылыой ауданында орналасқан (Сурет1).

Географиялық жағынан кен орын Каспий маңы бассейнінің оңтүстік - шығыс бөлігінде орналасқан. Осы аймақтағы барланған мұнай қорының негізгі бөлігі бассейнінің перефериясы бойынша палеозой қимасының тұз асты бөлігіне кіреді. Теңіз кен орны диаметрі 500 км болатын ірі шеңбер тәрізді карбонатты құрылым кешенінің бөлігі болып табылады және бұл құрылымға Королев, Каратон, Тәжғали, Пустынная және Қашаған кен орындары кіреді.

Орографиялық қатынаста Теңіз кен орны орналасқан территория Каспий теңізіне қарай бағытталған аз еңісті жартылай шөлді жазық болып табылады. Құрлықтың жағалау бөлігі жоғары қабаты борпылдақ болып келетін Каспий теңізінің бұрынғы түбі болып табылады. Шығыстан кен орынға Қарақұмның құмдары таяп тұр.

Рельефтің орташа абсолюттік белгілері минус 25 м құрайды.

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

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

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

Жақын елді мекендер - пос.Қаратон мен Сарықамыс, Теңіз кен орнынан сәйкесінше солтүстік-шығысқа 35 шақырым және оңтүстік-шығысқа қарай 27 шақырым жерде орналасқан. 150 шақырым жерде облыс орталығы-Атырау орналасқан.

Осы елді мекендер мен кен орны арасындағы байланыс автокөлікті жолдармен, әуе және теміржол көліктері арқылы жүзеге асады.

Негізгі Республикалық дәрежедегі автожол Доссор-Құлсары-Сарықамыс-Права болып табылады, оған облыстық және жергілікті дәрежедегі автожолдар байланысады.

Теңіз кен орнынан солтүстік-шығысқа қарай 110 км жерде Мақат-Бейнеу теміржолы өтеді, жақын теміржол станциясы-Құлсары. Район территориясы бойынша Ақсарай-Атырау-Қандыағаш теміржол тармағының бір тізбегі өтеді; Құлсары-Теңіз кен орны теміржолы жасалынып қолданылып жүр.

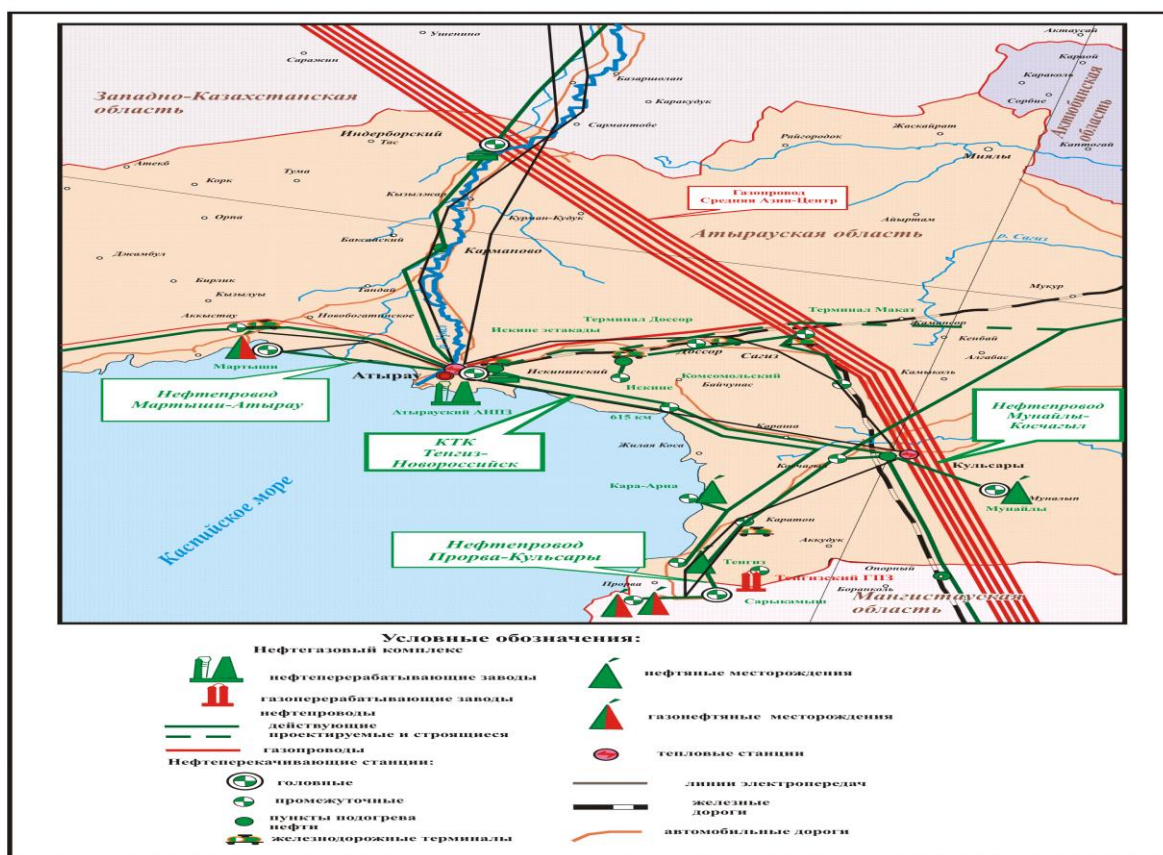
Әуе көлігі 3 классификацияланбаған әуе бағыттарындағы жергілікті әуежайларда қызмет етуі мүмкін: Құлсары, Қаратон және Сарықамыс. Сонымен қатар, ТШО-ның вахталық поселкесінде қону алаңы бар.

Жылыой ауданының елді мекендеріне, сонымен қатар ТШО вахталық поселкесіне тұрмыстық-шаруашылық қажеттілікте қолданылатын су Еділ өзенінен құбырлар арқылы қамтамасыз етіледі және Құлсары су тазарту құрылғылары арқылы беріледі. Газ Өндеу Зауытының өндірістік қажеттілігіне керекті су - Астрахань-Маңғышылақ техникалық суы - сутасығыштарымен қамтамасыз етіледі.

Жылыой ауданының электр тогымен қамтамасыз ету Атырау ЖЭО мен Құлсары ЖЭО арқылы жүзеге асады. «Теңізшевройл» газтурбиналық станцияны пайдаланады, ол өндірістік нысаналарды электроэнергиямен қамтамасыз ету үшін қолданылады.

Аудан территориясындағы шамасы 1500 шақырымнан асатын құбырлар тізбегі келесі бағыттарға ие:

- Орта Азия-Орталық магистральды газқұбыры;
- Теңіз-Құлсары-Атырау-Новороссийск (КТК) мұнайқұбыры;
- Өзен-Құлсары-Атырау-Самара мұнайқұбыры;
- Қаратон-Қосшағыл-Құлсары-Орск мұнайқұбыры.



Сурет 1.1 Теңіз кен орнының шолу картасы

1.2 Кен орынның геологиялық құрлымының сипаттамасы

Теңіз кен орны жалпы девонды карбонатты негізде орналасқан және ерте-ортаңғы таскөмір кезеңінің карбонатты массивтерінен тұратын карбонатты платформа болып келеді.

Теңіз-Қашаған платформаларының пайда болуы мен түзілуі қазіргі Оңтүстік-Ембі еңісі аймағында кейінгі франк-ерте визей уақытында дамыған тектоникалық үрдістермен байланыстыруға болады. Бұл еңісте граувактардың қалың қабаттарының жинақталуы Шығыс-Еуропа платформасының эйфель-ертефранк кезеңіндегі сыртқы шельф аймағының тұрақты иілуі үрдісімен бірге жүрді, есесіне ол Теңіз-Қашаған карбонатты платформасының негізі болған карбонатты комплекстердің шөгуімен теңгерді.

Окс-башкұр уақытында карбонатты жинақ ареалы Оңтүстік – Ембі облысының көтерілу аймағына қарай ұлғайып, ежелгі платформа шегінде тұрақталып қалған. Теңіз-Қашаған платформасы қазіргі келбетіне ерте перм дәуірінде келді, ол аргиллит және қатты қалың тұздармен қапталып, сенімді сұйық жабыны (флюидоупор) болып келді.

Карбонатты резервуардың таралу аймағы коллектор болып келмейтін және сенімді латериальды сұйық жабыны ретінде рөл атқаратын тереңсулы саздар бассейнімен шектелген.

Мұнай кенішінің сыртқы қабат рөлін төменгі перм дәуірінің қалың қабаттары қызмет атқарады, оның құрамына артинск-москва дәуірінің сазды-карбонатты қабаттарынан тұратын шөгінділер және қалыңдығы 465-1655 м болатын кунгур ярусының сульфатты - галоген тектес қабаттары кіреді.

Кен орынның геологиялық құрылымын толық зерттеу үшін кен орынды 3 негізгі объектілерге бөлген (сурет 1.2).

I нысан қабатының платформалық бөлігі органикалық әктастардан, құрамында қабыршағы бар балдыр – форамениферлі әктастан құралған.

Иілу қабатының жоғарғы шеткі шегіндегі шөгінділер біртекті емес және сұрыпталмаған лито-органикалық әктастан құралған. Қабаттар бірқалыпсыз қайта кристалдандырылған және доломиттелген.

Шөгінділер иілуінің бауырай етегі жұқа қабатты карбонатты-сазды шөгінділерден және ұсақ сынықты органикалық әктастан құралған.

Бірінші нысана шегінде сейсмофацияның жергілікті төбешіктерімен сипатталатын және серпухов-башкир дәуірінің маржанды және сүйекті қабыршағынан тұратын рим бөлінеді (Т-5056, Т-41, Т-40, Т-42, Т-43). Римді түзуші қабаттар субтікті жарықшалар мен ойықтардан тұрады.

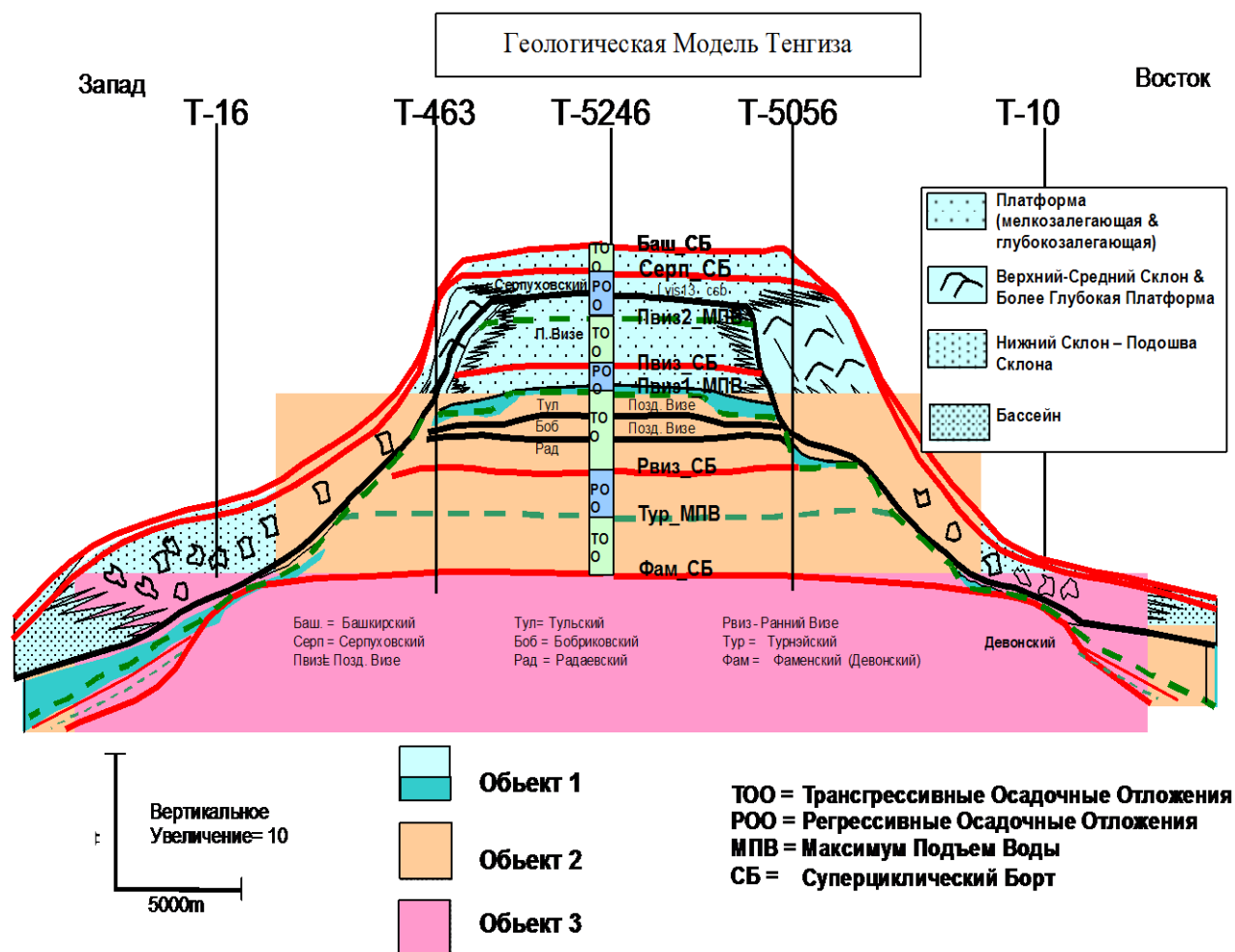
Башкир ярусының қабаттары (Т-220 ұңғысының зерттеу мәліметіне сай) жоғары кеуекті болып келеді. Қабаттың барлық қимасы түйіршікаралық және түйіршікішілік кеуектерімен ерекшеленеді, сонымен қатар сілтілеу процесінің әсерінен қиманың жоғарғы бөлігінің кеуекті кеңістігі ұлғайған.

I және II нысандарының толық емес стратиграфиялық бөлімі қабаттаса келетін туфоаргиллитті және карбонатты – сазды шөгінділер бумасы болып

келеді, ол тульск горизонтының бетінде орналасқан және «вулканик» деп аталады. Бұл бума құрылымның орталық бөлігінде кездеседі және қалыңдығы 40-50 м болады. Теңіз алабының шеткі бөлігінде бума қалыңдығы азаяды (Т-41, Т-44), ал баурайдың төменгі бөлігінде 150-200 м дейін ұлғаяды (Т-52, Т-53). Қарастырылып отырған шөгінділер вулканомикті алевроаргиллиттермен және вулканомикті алеврокұмдақтардың қабатшалары кездесетін алевролиттермен сипатталады, олар андезит пен андезит – дацитті құрамдағы әлсізлитифицирленген вулканитті қабаттарының қарқынды шаюынан пайда болған.

«Вулканиктен» төмен бөлінуі төменгітаскөмір (турней-ранневизей) дәуіріне жататын және игерудің II нысанасына қосылған шөгінділерден тұрады.

II нысана шөгінділері құрылымның платформалық бөлігінде, сонымен қатар белдеулерінде 32 ұңғымен ашылған, сонда тек 15 ұңғы толық өткен, соның ішінде Т-52 және Т-53 карбонатты коллекторлардың даму сызығынан тыс жерде қалып қойды.



Сурет 1.2 Теңіз кен орнының геологиялық нұсқасы

1.3 Стратиграфия

Стратиграфикалық жағынан шөгінді қалыңдығының ашылған қимасы жоғарғы девоннан бастап төрттікке дейінгі пайда болған шөгінділермен көрсетілген (1.3 сурет).

Теңіз кен орнының аумағында девон кезеңінің шөгінділері шектелген ұңғымалармен ғана ашылған. Массивтің ортаңғы платформалық бөлігінде жыныстар ұйыған-сфералық, ұйып-жұмарланған, микротүйіршікті және сутектік әктерімен, пеллеттік пакстоундармен көрсетілген. Баурай тұсында дамығандар: сутектік әктастар, пеллетті пакстоундар, аздаған пеллеттік вакстоундар, грейстоундар дамыған. Салыстырмалы терең сулардағы шөгінділер карбонаттық массивтің етектерін қосады. Ашылған девондық шөгіндінің қалыңдығы 25 м-ден (Т-53) 615 м-ге дейін (Т-47).

Төменгі карбонның шөгінділері турней, визей және серпухов ярустарының түзілуімен көрсетілген. Құрылымның платформалық бөлігі мен өлке облысының аумағындағы шөгіндінің жалпы қуаты шамамен 1000 м құрайды. Құрылымның қанатында қуат бойынша едәуір құбылулар байқалады. Оның мәні 393-764 м құрайды.

Литологиялық жағынан алғанда турней шөгінділері платформалық бөлігінде әктастардан құралған. Карбонаттық массивтің бауыр бөлігінде биолитокластық пакстоундармен, грейнстоундар литологиясы көрсетілген.

Визей ярусы төменгі және жоғарғы ярус астардың көлемімен көрсетілген. Олардың шекарасы туль горизонттының жоғарысында қабылданған.

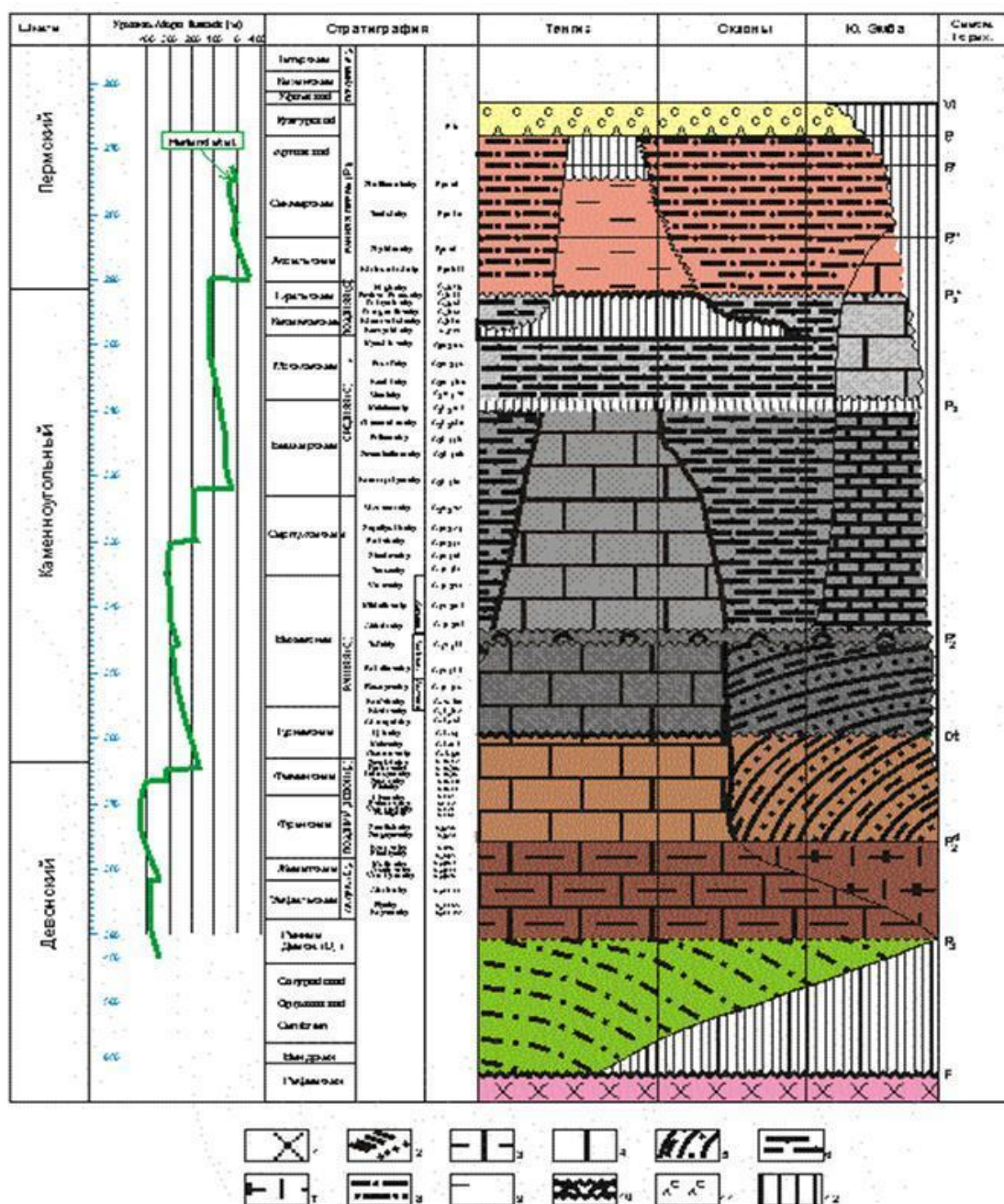
Төменгі визей ярусының астыңғы қабатында радаевск, бобриковск және тульск горизонттарында шөгінділердің бар екені анықталған. Құрылымның платформалық бөлігіндегі төменгі визей шөгіндісінің қуаты 360-450 м, ал бауырында 154-200 м. Т-52 ұңғымасында оның мәні 272 м-ге дейін өседі, Т-53 – 577 м-ге дейін. Шөгіндінің платформалық бөлігінде жұқа түйіршіктік, сутектік, жұмарланған әктас түрінде қосылған (биокластық және пеллеттік вакстоундар, пакстоундар және грейстоундар, сирек рудстоундар).

Тульск горизонттының төбесінде туфоаргиллиттердің және карбонатты-балшықтық шөгіндінің қайтақабаттану бумасы бөлініп шығады. Бұл бума құрылымның орталық бөлігінде анық байқалады және қуаты 40-50 м, шеткі бөліктерінде азая береді. Құрамы бойынша ұқсас, бірақ қуатының көбеюімен сипатталатын (150-200 м) шөгінділер еңістің төменгі бөлігінде байқалады (Т-52, Т-53).

Жоғарғы визей ярус асты шөгіндісі (окс горизонт үсті) тульск кезеңінің шөгінділерінде орналасады, және алексинск, михайловск және веневск горизонттар көлемінде көрсетілген. Құрылымның платформалық бөлігіндегі окск горизонт үсті қосынды қалыңдығы 230-300 м құрайды. Оның шамасы қанаттарда азаяды және 110-180 м құрайды. Карбонатты платформаның етегінде (Т-52) окск горизонт үсті қуаты 22 м-ге дейін азаяды, Т-53 – 15 м-ге дейін. Шөгіндінің платформалық бөлігінің аумағында негізінен ұсақсынықты

биокласттармен және пеллеттік вакстоундармен, пакстоундармен, қабатты грейнстоундармен және сутекті биогермдік әктастардың линзасымен жиналған. Веневск кезеңі *Ungdarella uralica* – қызыл сутектердің пайда болуымен сипатталады. Римдік бөлігінде шөгінді қалыпты строматактоидтік текстуралы қайтакристалданған сутектік биолититтермен көрсетілген, сонымен бірге био-және литокласттық грейнстоундармен және рудстоундармен көрсетілген. Массивтің баурай тұсындағы шөгінділер пеллеттік пакстоундармен көрсетілген (вакстоундармен және биокласттық пакстаундар мен грейнстоундардың биоморфтық фораминиферово-сутектік әктастармен). Баурай етегіндегі шөгінді жұқақабаттық карбонатты-балшықты шөгіндімен және биокластық пакстоундардың қабаттарымен ұсақсынықтық биокластық вакстоундармен көрсетілген.

Серпухов дәуірі лезде қуатты дифференциалданған және әртүрлі сипаттамада толық стратиграфиялық диапазоны башкирге дейінгі шаю шарттымен әсер етілген. Тарусско - стешевск, протвинск және запалтюбинск горизонтының бөлінуі платформа бөлігінде құрылып көрсетілген. Платформа бөлігінің құрылымы серпухов бөліну қуаты 60-80 м құрайды, белдеудің жоғарғы бөлігінде 150-250 м дейін өседі, және рим бөлігінде 571м құрайды. Белдеудің төменгі бөліктерінде және оның етектерінде көп емес қуаты сипатталады, оның мәнісі 10-80 м құрайды. Рифтік массиві қайта кристалдандыру биогерм әгінің строматактоид текстурасынан құралған. Қиманың жоғарғы бөлігі оның массивті брекчирленуі және ірі маржан фрагментінен, желваков багрян балдырынан, кринойдейден және брахиоподтан құралған. Ярустың астыңғы қимасының жоғарғы запалтюбин горизонт көлемі ұсынылған биокласты пакстоун және грейнстоунды, балдыр-фораминиферов әгінен, олардың ішіндегі айрықша көзге түсетін қабыршақ грейнстоун қабаттары және рудстоундар. Серпухов дәуірі үшін даму аймағының сипаттамасы және аралас биогерм балдырының түрленуі(баундстоундар) және детритті брекчии, яғни қуатының өсуі байқалады. Көтеріңкі платформа жиегіндегі жоғарғы белдеу бөлігінің аймақ бойымен тармақталады. Белдеудің төменгі бөліктерінің осындай аймақтағы тармақталуының түсіндірмесі, яғни түрленген биогермнің көп бөлігі платформа шетінен бөлінген және белдеудің жоғарғы бөлігі белдеудің төменгі бөлігіне қарай ығысқан. Белдеудің және оның етегінің қимасы негізінен жұқа қабатты карбонат-саз бөліндісін құрайды және ұсақсынық биокластов-вакстоундардың қабатталған ұсақсынықтар биокластов пакстоундарын құрайды.



Сурет 1.3 Теңіз карбонатты платформасының және оның қанаттарының сеймостратиграфиялық сызбасы.

1.4 Тектоника

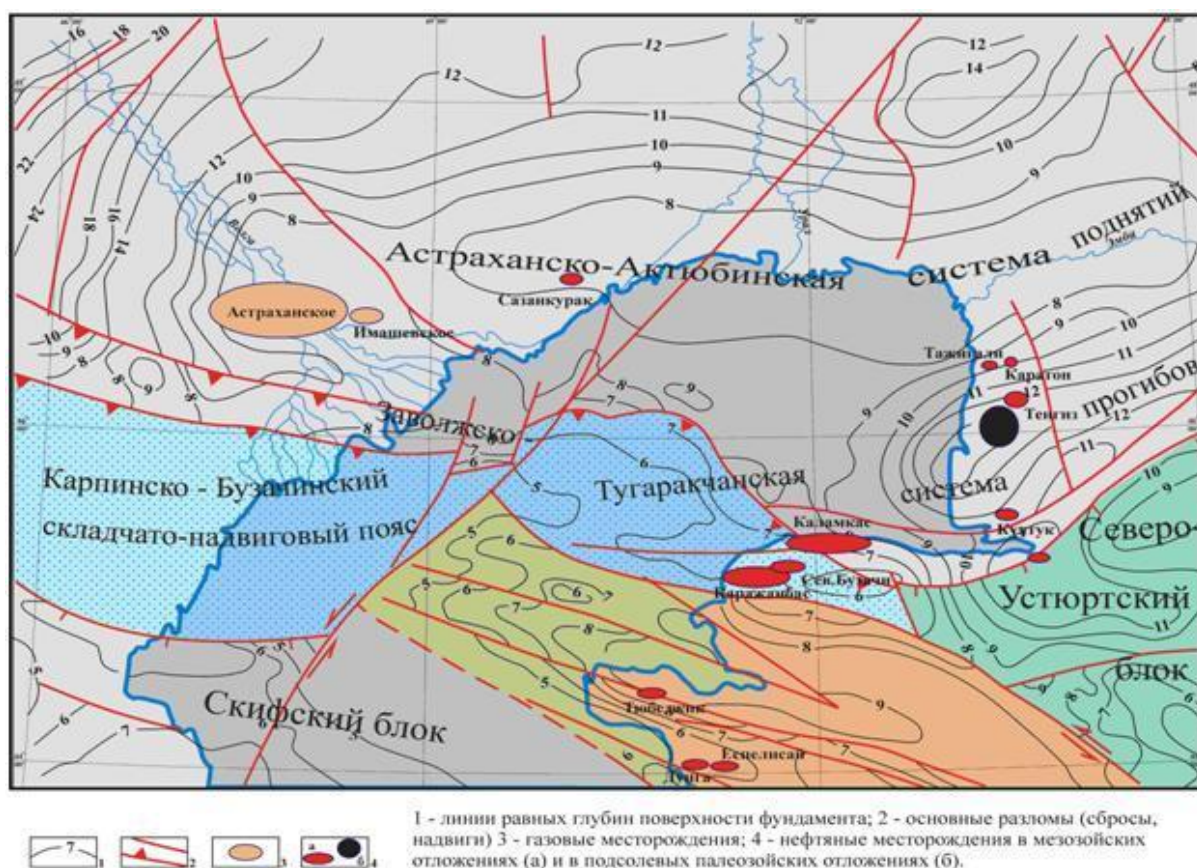
Тектоникалық жағынан Теңіз кен орны Каспий маңының мұнайгеологиялық аумағының оңтүстік бөлігінде орналасқан және Теңіз-Қашаған сейсмологиялық ауданына орайластырылған.

Бұл аймақтың кристалдық іргетасы болжаммен рифейлік жасқа ие. Заволжск-Тұғарақшан иілген жер жүйесімен күрделенген (12-11 км) іргетасы 9-7 км белгіде орналасқан Астрахань-Ақтөбе көтерілім жүйесі іргетастың ірі құрылымды элементі болып табылады. Теңіз кен орны Оңтүстік-Ембі (Тұғарақшан) иілген жерінің орталық бөлігінде орналасқан және іргетасының 11,5-12 км тереңдікте орналасуымен сипатталады. (сурет 1.4)

Палеозойлық шөгінділердің геологиялық құрылымының ерекшелігіне байланысты геологиялық (сейсмологиялық) аудандар (СГА) рангінде алға шығарылған және Каспий маңы оңтүстік бөлігі ІІ-ші реттегі ірі құрылымдармен күрделенген. Кейінгі палеозойдағы Каспий маңы ойпатының екі тектоникалық белсенді зоналарының оңтүстік-шығыста Солтүстік Үстірт геологиялық провинциясымен және оңтүстік-батыста Скифтік тігістік мүшеленуі сәйкесінше Оңтүстік-Ембі палеозойлық көтерілім мен Карпинск-Бозашы зонасын құрайды. Оңтүстік-Ембі және оңтүстіктегі Карпинск-Бозашы СГА және солтүстікте Астрахань-Ақтөбе көтерілім жүйелері Солтүстіктеңіз-Биікжал СГА-ға бірігеді.

Каспий маңының оңтүстік бөлігінің ерекше жерін Солтүстіктеңіз-Биікжал ішінде орналасқан секілденген және сәйкесінше аттас оқшауланған алаңшылқ карбонатты платформа болатын Теңіз-Қашаған СГА алады.

Мұнай кеніші орайластырылған Теңіз карбонатты құрылысы трапециялық пішінге ие: жазық жабын мен тік қанатқа. Изогипсі минус 5000 метрде оның көлемдері 22 x 23 шақырым, ал мұнайлық қабаты 1400 м жетеді.



Сурет 1.4 Каспий маңы ойпатының оңтүстік бөлігінің іргетасы бетінің құрылымы және Теңіз кен орнының орналасуы

Кесте 1.1 Кен орынның өнімді қабаттарының геолого-физикалық сипаттамасы

Параметрлері	Өнімді нысаналар		
	I нысана	II нысана	III нысана
Орналасудың орташа тереңдігі, м	4213	4676	5219
Орналасу түрі	Массивті		
Коллектор түрі	карбонатты		
Мұнайгаз ауданы, мың м ³	413850	238500	249500
Жалпы орташа қалыңдық, м	125,5	259	235,58
Орташа мұнайқаныққыштық қалыңдығы, м	119,1	248,97	156,52
Кеуектілік, үлес бірлігі	0,06	0,029	0,026
Орташа мұнайқаныққыштық, үлес бірлігі	0,843	0,589	0,456

Өткізгіштік, мкм ²	0,00347	0,00127	0,00052
Қабат температурасы, °С	109,4	109,4	109,4
Қабат қысымы, МПа	81,18	81,18	81,18
Қабат жағдайындағы мұнай тұтқырлығы, мПа*с	0,232		
Қабат жағдайындағы мұнай тығыздығы, кг/м ³	620,6		
Мұнайдың көлемдік коэффициенті, үлес бірлігі	1,936		
Мұнай құрамындағы күкірт, %	0,95		
Мұнайдың газбен қанығу қысымы, Мпа	25,26		
Мұнай құрамындағы газ, м ³ /кг	0,5145		
Қабат жағдайындағы су тұтқырлығы, мПа*с	0,282		
Қабат жағдайындағы су тығыздығы, кг/м ³	1165		
ҚР МҚК жарлығымен қабылданған, бастапқы мұнайдың баланс қоры, млн.т Соның ішінде: C ₁ /C ₂ категориясы бойынша	1936964/ 256394	316275 / 510953	7726 / 267297
ҚР МҚК жарлығымен қабылданған, мұнайдың алынатын бастапқы мұнай қоры, млн.т Соның ішінде: C ₁ /C ₂ категориясы бойынша	1077246 / 98616	63580 / 104342	1553 / 54582
Мұнай алу коэффициенті, үлес бірлігі Соның ішінде: C ₁ /C ₂ категориясы бойынша	0,5562 / 0,3846	0,2010 / 0,2042	0,2010 / 0,2042

Теңіз кен орнының мұнайы мен газының физика-химиялық қасиеттері «Гипровостокнефть» (1891-1993ж.ж), Core Laboratories және КазНИГРИ (1994-2002ж.ж) институттарында өткізілген қабаттық және газдандырылған сынақтарды зерттеу нәтижесінде анықталды.

Кеніштің тереңдігінің ұлғаюына байланысты қысым мен температура артады, сонымен бірге қысымның артуы мұнайдың тығыздығы мен

тұтқырлығын арттырады, ал температураның артуы оларды азайтады. Нәтижесінде кеніштің биіктігі бойынша қабат мұнайының тығыздығы мен тұтқырлығы бірқалыпты болып қалады. Есептеулер, 4300 м белгісінде қабаттық мұнайдың тығыздығы-620,6 кг/м³, ал тұтқырлығы - 0,232 мПас, 5300 м белгісінде сәйкесінше -617,6 кг/м³ және 0,2296 мПас екендігін көрсетеді.

Қабат мұнайының орташа тығыздығы - 620,6 кг/м³, қабат температурасында мұнайдың газбен қанығу қысымы - 25,26 МПа-ға тең, қабат мұнайын бір мәрте газсыздандырғандағы газ мөлшері - 585,9 м³/т, қабат мұнайының динамикалық тұтқырлығы - 0,232 мПас.

Мұнайдың тығыздығы -785,0 кг/м³, газ мөлшері 514,5 м³/т, көлемдік коэффициенті - 1,936, газсыздандырылған мұнайдың динамикалық тұтқырлығы - 2,10 мПас.

Жұмыс жағдайындағы дифференциалды газсыздандыру кезінде мұнайдан бөлінген газ қоспасы компоненттерінің мольдік құрамы: күкіртсутегі - 16,12%, азот - 1,34%, метан - 57,66%, этан - 11,49%, пропан - 9,46%, гелий -0,02%. Газдың ауа бойынша салыстырмалы тығыздығы - 0,869.

2 ТЕХНИКА-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

2.1 Кен орынның жобалануы мен игеру тарихы

Кен орынның игеруінің бірінші технологиялық сызбасы 1983 жылы «Гипровостокнефть» институтында құрылды.

1985 жылдың қарашасында КСРО-ның Мұнай өнеркәсіп Министрлігі ОРК (ЦКР) I нысанның игеруіне бірінші кезектегі 50 ұңғының орналасуы бекітілді, яғни жоғарғы бөліктерін белгіледі: ортаңғы карбон жабындысынан туль қабатының жабындысына дейін, II нысанға туль қабаты жабындысының өнімді қалыңдығының қалған бөлігін белгіледі (Хаттама №1169 25.11.1985ж.).

Екінші «Қазақ КСР-ның Теңіз кен орнының игерудің технологиялық сызбасы мен мұнайды алу коэффициентінің техникалық-экономикалық негіздемесі» Гипровостокнефть институтының бірінші техсызбасының енгізілуінің 3 жылы өткен соң құрылды. Бұл техсызбаны құру кезінде 01.01.1986 жылғы 1986 жылдың сәуір айында ОҚК Мұнай өнеркәсібі Министрлігі бекіткен кен орындарындағы мұнай қорының оперативтік есебінің және еріген газдың геологиялық негізі қолданылды. Екінші техсызба ТЭО КИН ОРК (ЦКР) КСРО-ның ОҚК Мұнай өнеркәсібі Министрлігімен 28.11.1986 сәйкес бекітілген (Хаттама ОРК №1226).

1991 жылдың сәуірінде Теңіз кен орны тәжірибелік - өндірістік пайдалану ісіне қосылды.

1993 жылдың 6 сәуірінен ЖШС «Теңізшевройл» кен орынды пайдалануды іске асырды.

1999 жылы «НИПИмұнайгаз» институтының мамандарымен «Теңіз кен орнының тәжірибелік-өндірістік пайдалану жобасы құрылды, (ТӨИ жобасы) ҚР ОРК (ЦКР) 25.03.1999ж. бекітілді (Хаттама №3). ТӨИ дың жобалық көрсеткіштері 4 жылға есептелінген: 1999-2002ж.ж.

2001 жылы осы институттың ҚР ОРК бекіткен келесі жобалық құжаттың көзқарас жүйесі (концепция) есебінде «Теңіз кен орнының тәжірибе - өндірістік игеру жобасына қосымша» құрастырылды, мұнда яғни жер қабатындағы газды айдау арқылы мұнай алуды жоғарылату мақсатында және ілеспе газдарды өндіруді жою (утилизация) мәселелерінің шешілуінің тәжірибелік участкелерін (үлескілерін) ұйымдастыру қарастырылған.

2002 жылы 102 ұңғының бұрғылау нәтижелері мен 3Д сейсмикалық барлауды талдап берулері (интерпретация) «Каспиймұнайгаз» және «КазНИГРИ» ТШО-мен бірге мұнай қорының, еріген газ және олардың ілеспе құрамдарының (компонент) Теңіз кен орнындағы есебі іске асырылып, 01.04.2002ж. жағдайында қаралып, ГК 3 ҚР 13-17.08.2002ж. бекітілді (Хаттама №170-02-Ү).

Үшінші «Теңіз мұнай кен орнының игеруінің технологиялық сызбасы» 2002 жылдың желтоқсанында ҚР ОРК (ЦКР) бекітіліп (Хаттама №20 25.12.02.), күні

бүгінге дейін күшін жойған жоқ, «Гипровостокнефть» институтымен мұнай қоры және геологиялық құрылым негізінде құрылып ҚР МҚК бекітілді.

2005 жылы «Теңіз кен орнын игеруінің талдауы» 2005-2009 ж.ж. негізгі технологиялық көрсеткіштердің нақтылы есебі орындалды. Есеп ҚР ОРК (ЦКР) бекітілді (Хаттама 9.12.2005 ж.).

Технологиялық сызбада 1986 жылы Теңіз кен орнын пайдалану кезінде коллектордан мұнайдың ығыстырылуының 3 режимі ұсынылды:

- -Серпімді-тұйық режимі, яғни мұнайдың, битумның, байланысқан су мен қаңқа(скелет) қабаттарының серпімді күштері әсерінен мұнайдың сығылуы;
- -Еріген газ режимі, яғни мұнайдың қабаттан мұнай газынан бөлінген көпіршіктерімен (пузырьками) ығыстырылуы;
- -Арынды су режимі, яғни мұнайдың қабаттан сумен айналып ығыстырылуы;

Серпімді-тұйық (талу) режимі Теңіз кен орны жағдайында өте тиімді, яғни ол қабатта аномальды – жоғары қысымының болуымен, оның және қаныққан қысым айырмасының үлкендігімен және кеніштің (залежь) қазіргі заманғы геостатикалық нұсқасының болуымен түсіндіріледі. Сол үшін де Теңіз кен орны серпімді энергиясымен, игерудің отандық кәсіпшілігіндегі ерекшесі болып келеді.

Бөлінген су, мұнайға қаныққан кеуектер мен ойықтарға (каверна) түсіп, олардан мұнайды ығыстырады, яғни ішкі арынды су режимі байқалады. Ығыстырылған мұнай көлемі қабат жағдайында босанып шыққан байланыс су көлемімен тең болады. Егер босанып шыққан су көлемі кеуектер мен ойықтардағы мұнай көлемімен салыстырғанда, аздау болса, онда қабаттың суға қанығушылығы аз болып қалады және судың фазалық өткізгіштігі әдеттегіше нөлге тең болады.

Теңіз кен орнында тәжірибе-өндірістік пайдалану кезеңінде және болжалмалы қабат қысымы динамикасында босанып шығатын байланыс суы байқалмайтын болады, бірақ алдағы уақытта серпімді-тұйық режим жағдайында байланыс суының қозғалғыштығына арнайы зерттеулер жүргізу қажет.

Өндіру ұңғыларындағы қысымның төмендеуі мұнайдың газбен қанығу қысымынан төмен болса, мұнай кеніші ақырындап еріген газ режиміне көшеді. Газдың өткізгіштік фазасы нөлге тең немесе салыстырмалы маңызды емес болғанда, 1986 жылғы Теңіз кен орнын игерудің технологиялық сызбасына сәйкес еріген газ режимінің бастапқы сатысын іске асыру жоспарланған. Бұл мерзімде ерітіндіден бөлініп шыққан газбен мұнайды ығыстыру тиімді.

Серпімді-тұйық режиміне ұқсас Теңіз кен орнын игеруде еріген газ режимін пайдаланудың қажеттіліктері оның артықшылықтарымен түсіндіріледі. Осы жерде аз өткізгішті коллекторларды қорекетуімен қатар, сондай-ақ іс жүзінде ығыстыру процесімен 100% кенішті қамту, мұнайды алудың ұңғы торының тығыздығы мен қабаттың біртектілігінің әсерінің болмауы байқалады.

Еріген газ режимінде қабатты жағдайдағы мұнай тұтқырлығы үлкен рөл атқарады, Теңіз кен орнында оның мәні өте төмен – 0,22 мПас, еріген газ режимінде кеніштерді пайдаланудың салыстырмалы жоғары тиімділігінің (эффектілігінің) негізгі факторы болып табылады.

Гипровостокнефть институтының 50-ші жылдардағы орындаған зерттеулері еркін газдың қатысуымен мұнайды сумен ығыстырудың тиімділігі жоғары екендігін көрсеткен. Мұнайды сумен ығыстыру кезінде біртіндеп мұнай қабатының газсыздануы 3-12% аралығында болғанда мұнай берудің ұлғаюы байқалады. Қосымша мұнайбергіштік кеуекті ортада қозғалыссыз күйде ұсталынған және қалдық мұнаймен толатын қалған кеуек учаскелерінде газ болмаған жағдайда да газ есебінен алынады.

Мұнай қабатының өте аз мөлшерде газсыздануы, қабат жағдайындағы мұнай тұтқырлығының ұлғаюы мұнайдың сумен ығыстырылу процесінің тиімділігін іс жүзінде түсірмейді.

Теңіз кен орнындағы жағдайда еріген газ режимі механизмінің бірден-бір ерекшеліктері бар.

Мұнайлы газдың құрамының ерекшелігі – күкіртсутегінің үлкен үлесі, суда жақсы еруі, бастапқы үлкен қабат қысымының болуы байланысқан қабат суында аз мөлшерде газдың, әсіресе күкірсутегі мен метанның еруіне әкеледі. Бұл кенішті пайдалану кезінде еріген газ режимі жағдайында тек мұнайдың ғана газсыздануы болмайды, сондай-ақ байланысқан судың газсыздануы болады және оның мұнайға қаныққан кеуектерге ығыстырылуы болады. Сәйкесінше ішкі арынды су режимінде шамалы белсенділік пайда болады, сондай-ақ жоғарыда көрсетілгендей серпімді-тұйық режимінде де болуы керек. Ішкі арынды су режимінің құбылысы еріген газ режимі жағдайында кенішті пайдалану жұмыстары кезінде мұнайбергіштіктің жоғарлауына ықпал етеді, бірақ басқа жағынан өндірілетін сұйықтықтың сулану дәрежесінің көтерілуіне әкеліп соқтырады.

1986 жылғы техникалық сызбада серпімді-тұйық режимі мен еріген газ режимінен кейін қабат қысымын суды айдау жолымен ұстап тұру жоспарланды. Қабатқа суды айдау арқылы жасалған арынды су режимін іске асыру орынды болады, егер әрі қарай ұңғылардағы түп қысымының төмендеуі газ факторының анағұрлым өсуімен және кеуекті ортадан мұнайды ығыстыру тиімділігінің төмендеуімен, түп қысымының төмендігіне байланысты ұңғылардың атқылауының тоқталу қаупімен және пайдалану колонналарының майысу қаупімен сипатталатын еріген газ режимі сатысына әкеліп соқтыратын болса.

Суландырудың кештеу сатысын қолданудың тиімділігін бағалау өте қиын.

Теңіз кен орнын пайдаланудың екінші әдісі ретінде мұнаймен араласқан газды айдау қабылданған. БК «ТШО-да» мұнай берудің ұлғайту әдісі ретінде Теңіздегі суландыруды қолдану арқылы мұнайды ығыстыру берілген аудан бойынша да биікте де коллектордың кеуектері мен жарықшақтарына байланысты күш тиімділігінің жөнсіздігі белгіленді. Одан басқа судың

агрессивті күкіртсутегімен араласуы коррозияға байланысты шын проблемаларды тудыруы мүмкін.

Қабат қысымын ұстап тұрудың альтернативті әдісі БК «ТШО» мамандарымен серпімді- тұйық режимі мен еріген газ режимінен кейін қабат қысымын қабатқа газды айдау жолымен ұстап тұруды ұсынды. Қазіргі кезде осы режим пайдасының іске асырылуы жөнінде компания ешқандай жеткілікті ақпарат бермейді, бірақ газды айдаудың суландыруға қарағанда кейбір артықшылықтары бар. Кеніштің табиғи режимінде жұмыс жасау мерзімінде алынатын өнімнің сулану аздау болады, яғни бұл кеніштің арынды су режимінде жұмыс жасауына тән емес. Өнімде судың жоқтығы жабдықтағы күкіртсутегі коррозиясын минималды проблемаға дейін төмендетеді. Одан басқа арынды су режимі кезіндегі ұңғылардың жоғарғы сулану жағдайына ұңғылардың өндіру қуатын ұстап тұру үшін механикалық тәсілмен өндіруді қолдану керек болады.

Теңіз кен орнының мұнайы төмен тұтқырлыққа ие және қанығу қысымынан жоғары қысым кезінде іс жүзінде кез-келген айдалатын газбен араласуы мүмкін, бұл мұнай алудың жоғары коэффициентіне жетуіне мүмкіндік береді.

БК «ТШО» өткізілген керннің зертханалық зерттеулер нәтижесінде Теңіз мұнайының метанмен жақсы араласатыны белгіленді және метан айдалатын болып келісілген.

Зертханалық тәжірибелерінің нәтижесінде МАК мәні анықталды, 98,6% тең. Қалдық мұнайдың қанығуы 1,4% тең, суландыру кезіндегі қалдық судың қанығу көрсеткішінен едәуір төмен.

2.2 Кен орынның игеру жағдайы

Теңіз кен орны 1991 жылдың сәуірінде игеруге енгізілді. Кен орынды пайдалану 20 жылдан бері іске асырылып келеді. 01.01.08. жағдайы бойынша пайдалану қоры 123 ұңғыны құрайды, соның ішінде әрекеттегі қор - 55 ұңғы. Барлық ұңғылар фонтандық тәсілмен пайдаланылады.

I нысанның жарықшақ бөлігіндегі карбонатты қалыңдықта орналасқан өндіру ұңғыларының дебиті пайдаланыстағы платформа бөлігіндегі ұңғылар дебитінен анағұрлым жоғары. Сонымен, 01.01.08.жағдайы бойынша платформалардағы ұңғылардың орташа дебиті 745т/тәул. құрады, ал жарықшақ аймағында - 1023т/тәул.

Платформа мен жарықшақтау аймағында орналасқан әрбір ұңғының өнімділік коэффициенттер мәнін салыстыруда ұқсастық көріністер байқалады. Кеніштегі қабат қысымының төмендеуіне қарай ұңғылардың дебиті жайлап төмендейді. ТҚӨ мен ҚҚГЖ ұңғыларынан өткенде дебиттердің едәуір ұлғайғандығы байқалады. 01.01.08. жағдайы бойынша мұнайлы кеніштерде жинақталған мұнайды өндіру 139 млн.т. құрады. Барлық ұңғылар іс жүзінде сусыз мұнайды өндіреді. Кеніштің платформалық бөлігі және оны қоршаған карбонатты қалыңдықтың жарықшақтау бөлігі гидродинамикалық байланыс

жүйесін құрағанымен, кеніш бөліктерінің өткізгіштік айырмашылығының болуы олардың жеке пайдалану нысандарына біріктірілуіне әкеледі.

01.01.08.жағдайы бойынша платформаларда орналасқан өндіру ұңғыларынан 52.820 млн.т.мұнай алынды, ал пайдаланылатын жарықшақтау аймақ ұңғыларынан - 85.180 млн.т. алынды. Сонымен, платформадан барлық мұнайдың 38% алынды, ал жарықшақтау бөлігінен -62%.

2.2.1 Ұңғы қорының жағдайы

Теңіз кен орнында талдау мерзіміне қарай 133 ұңғы бұрғыланды. Пайдалану қоры 123 ұңғыны құрады, оның ішінде өнім беретін 55 ұңғы. Пайдалануға берілген өндіру ұңғылары негізінен қабаттың мұнайға қанығу қалыңдығы көбірек кен орынның орталық бөлігінде орналасқан (1000м. жоғары), сондықтан көбірек қуатты болып келеді. Мұнай өндіретін ұңғының тізбекбасындағы (устье) қысым диапазоны 10-50 МПа.

Өнім беретін ұңғы қорының өзгерістер талдауы 1991 жылдан 1992 жылға дейін қордың өскендігін, 1993,1994 ж.ж. қордың төмендегендігін, 1995ж. ұңғы қорының тұрақтылығын және 1996, 1997ж.ж. өскендігін айқындады. 1993 жылдан басқа атқарылған уақыттарда жұмыс істеп тұрған ұңғылар іс жүзінде үнемі өсіп отырды. Жұмыс істеп тұрған ұңғылардың орташа дебиті мұнай бойынша 745 т/тәу.

Кәсіпшіліктегі (промысел) ең төменгі мән 1993 ж. байқалды, содан кейін жұмыс істеп тұрған ұңғымалардың мұнай бойынша орташа дебитінің жылдық өсуі байқалды.

Өндіретін ұңғы қорындағы жұмыстың негізгі сипаттамасы пайдалы коэффициенті мен пайдалану коэффициенті болып табылады. Біріншісі жұмыс істеп тұрған ұңғылар қорының пайдалануға қатынасы, екіншісі – нақты пайдаланылған уақыттың календарьлық уақытқа қатынасы болып табылады.

Пайдалы коэффициент 0,512-ден (1991ж.) 0,809 (1997ж.) дейін өзгерді, барлық игеру уақытында орта есеппен 0,639 құрады. Бүгінгі күні оның шамасы 0,721 құрайды.

Кесте 2.4 Теңіз кен орнының 01.01.08. жағдайы бойынша ұңғылар қорының сипаттамасы

№	Қор	Категория	Ұңғы саны	№ ұңғы
1	Өндіруші ұңғылардың қоры	Барлығы	123	
		Сонын ішіндегі фнтанды жұмыс істеп тұрғаны	55	1к, 3к, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 17, 20, 21, 23, 27, 28, 41, 43, 44, 47, 72, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 110, 111, 112, 116, 117, 120, 122, 124, 318, 320, 419, 1100, 4346, 4556, 5050, 5056, 5059, 5442, 5454, 5850, 5853, 38, 113, 121, 5857, 7252
		Жұмыс істемей тұрғаны	9	42, 114, 115, 118, 123, 317, 1101, 5034, 6846
		Консервациядағы	41	2к, 5к, 16, 25, 29, 30, 31, 37, 39, 40, 45, 46, 60, 70, 107, 119, 125, 211, 456, 463, 470, 3938, 3948, 4629, 4635, 4748, 5435, 5632, 5660, 5963, 6246, 6261, 6337, 6457, 6743, 6658, 6836, 7040, 7052, 7450, 7453
		жойылған	18	1, 2, 3, 5, 18, 19, 22, 26, 32, 33, 34, 35, 36, 52, 53, 101, 109, 430
	Айдау ұңғыларының қоры	Барлығы	8	
		Оның ішіндегі айдаушы	7	5044, 5242, 5246, 5444, 5447, 5646, 5848
		Консервациядағы	1	220
	Арнайы ұңғылар	Бақылау ұңғылары	2	24, 100
Барлығы			133	

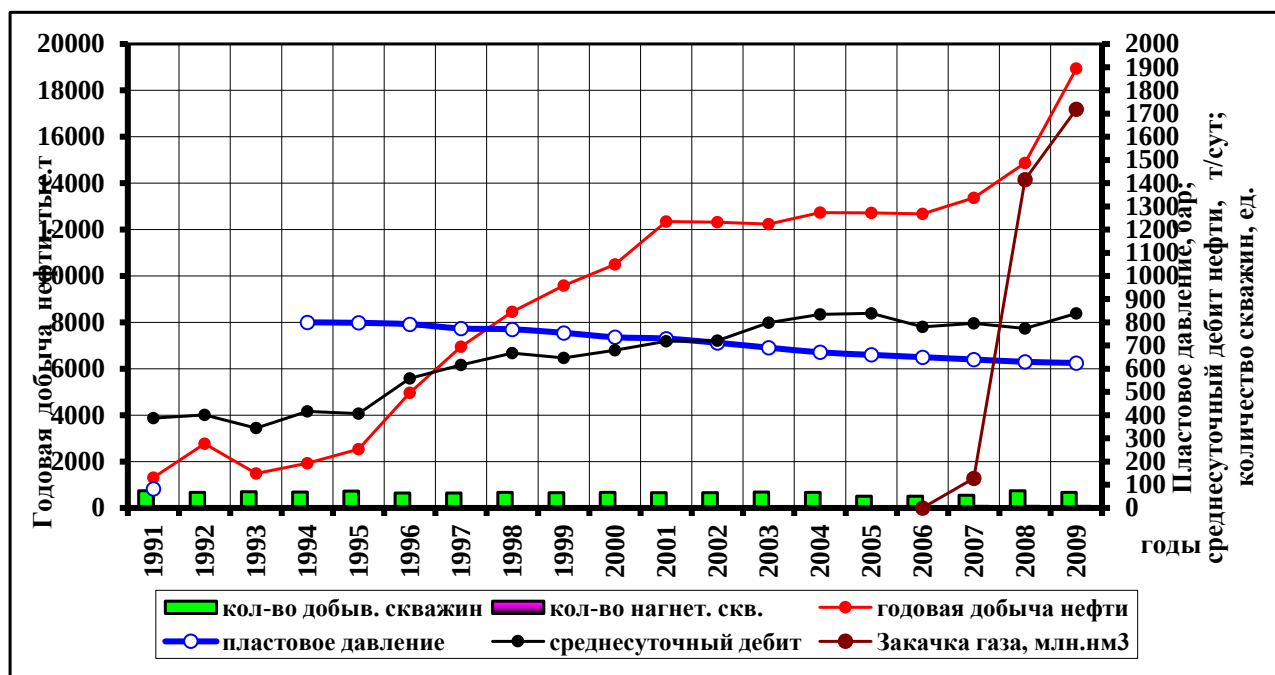
2.2.2 Мұнай мен газды өндіру көлемі

Қазіргі уақыта Теңіз кен орны табиғи серпімді – тұйық режимінің сарқылу есебінен игеріледі. Мұнай кеніші алабындағы (массив) бастапқы жоғары аномальды қабат қысымының үздіксіз төмендеуінен кеуекті коллекторда мұнайдың, судың және тау жынысы қабаттарының серпімділік энергиялары

есемінен қабатта сұйықтың сығылуы болады. Бұл режимдегі мұнай кенішінің қоректенуін тиімді жағдайын мұнай өндіретін ұңғылар мен мұнай кенішінің кез-келген нүктелеріндегі өзара гидродинамикалық байланыстың болуы қамтамасыз етеді.

01.01.08. жағдайы бойынша Теңіз кен орнында жылдық мұнай өндіру 13,372 млн.т. құрады ҚР МҚК алу қарқынымен бекітілген бастапқы алу қоры 1,2%. Кен орынды алғаш игеру бастаған уақытынан 139 млн.т. мұнай өндірілді, ағымдағы мұнайдың алу коэффициенті 0,061 ү.бірлік.

Теңіз кен орнын алғаш пайдалану кезінен 01.01.2008ж дейінгі негізгі технологиялық көрсеткіштер динамикасы 2.5 кестесінде келтірілген.



**Кесте 2.5 Мұнай мен сұйықтықтың алу көрсеткіштерінің негізгі
нақтыланған сипаттамасы**

Жылдар		2005	2006	2007	2008	2009
мұнай өндіруі,мың.т.		12584	12700	18736	23616	23605
Қор алудың алым қарқыны	бастапқы	0,9	0,9	1,3	1,7	1,7
	ағымдағы	1,0	1,0	1,5	1,9	2,0
Жинақталған мұнай өндіруі,мың.т.		112748	125448	144184	167800	191405
Алынатын қордан алынған алым %		8,1	9,0	10,3	12,0	13,7
Бастапқы геологиялық қорлардан алынған		0,03	0,04	0,04	0,05	0,06
Сұйықтың жылдық өндіруі,		12635	12751	18811	23735	23724
Жинақталған сұйықтың өндіруі мың. т.		112799	125550	144361	168095	191819
Сулану %		0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
Газды айдау, млрд.м ³ .	жылдық	0	0,9	2,1	2,3	2,3
	жинақталған	0	0,9	3	5,3	7,6
Мұнайлы газды өндіру, млн.м ³	жылдық	569	6544	10768	11307	11346
	жинақталған	32365	38909	49667	60948	72330

Пайдалану коэффициенті 0,645 (1993ж.) ден 0,913 (1997ж.) дейін тербелді және орташа талдау мерзімінде 0,802 құрады. Пайдалы коэффициенттің орташа мәнінің біраз (жекiлiктi түрде) төмендігі және жұмыс iстеп тұрған ұңғылар

қорының пайдаланылуы, жұмыс істеп тұрған ұңғылардың мақсатты бағытта ажыратылуын қамтамасыз ететіндігі мұнай игеру зауыты мен оның мұнай игерудегі мүмкіндіктерінің технологиялық жұмыстар режиміне байланысты.

Осы күні нақты пайда болған ұңғы торының тығыздығы 1414*1414м. Кей жерлерде ұңғы торы 707 м. дейін тығыздалған, тіпті кейбір ұңғылар аралығы 500 м. Бір ұңғыдан өндірілетін мұнайдың ағымдағы орташа дебиті 745 т/тәу құрайды.

2.3 Қабат қысымын ұстап тұру жүйесі

Осы бөлімде теңіз кен орнын игерудің төрт нұсқасы қарастырылған:

- Бірінші нұсқа-Алғашқы мұнай шығару немесе табиғи режимде игеру.
- Екінші нұсқа-Газды айдау.
- Үшінші нұсқа-Суды айдау(көлденеңдік айдау).
- Төртінші нұсқа-Суды айдау(төменнен жоғары).

Жылына 32 млн.т. дейін мұнайды қайта өңдеп шығару қуатын минималды тұрғыда қамтамасыз ету қарастырылды.

Газды айдау нұсқасы өзінің экономикалық тиімділігі жағынан табиғи режимде және суды айдау нұсқасынан жақсы болуымен бекітілуге ұсынылады.

Тиімділікті анықтауда қарастырылған нұсқалардың ақшалай қаражаттарды есепке алу ағынын негізгі тиімділік көрсеткіші ретінде қолданғанда газды айдау нұсқасы ең жоғарғы абсолюттік мәні бар көрсеткішке ие болады.

Одан басқа газды айдау нұсқасы екінші буын жобасы (ПВП/ЗСГ) технологиясын қолдануы арқылы 2006 жылы кен орындағы өндіру мен дайындау потенциалының жылына 12,4 млн.т. –дан 24 млн.т дейін ұлғаюына мүмкіндік береді.

ТШО акционерлері мен техникалық институттар кен орынды игерудің кеш сатыларында мұнай өндірудің максималды мүмкіндіктерін анықтау, зерттеу және талқылау жұмыстарын жүргізуді жалғастырады. Бұл мүмкіндіктер газды айдау табысты болмай қалған жағдайда газды айдаумен қатар суды айдау технологиясының потенциалын пайдалану мақсатында қосымша кеңейтулерді кірістіреді.

Алдағы зерттеу жұмыстары газ айдаудың игеру сызбасын қарастыруға, су айдау кезіндегі МАК(КИН), сондай-ақ терең, жоғарғы күкіртті коллекторларға су айдауына байланысты эксплуатациялық тәуекелділікті анықтауға үлес қосуы мүмкін.

Екінші буын жобасының (ПВП) кәсіпшілік кешені сұйықтарды жинау мен өңдеуге және мұнай алуға арналған. Кәсіпшілік сондай-ақ тауарлы газ, пропан, бутан мен күкірттің едәуір мөлшерін өндіреді. Одан басқа, кәсіпшілік құрғақ күкіртті газ өндіреді, ол газды айдау жүйесіне жіберіледі. Кәсіпшілік жылына жобамен 7 мил. тонна мұнайды өндіреді. Шикі газды айдауды қолдану

арқасында жылына 3-4,5 млн.т. қосымша өнім алуға мүмкіндік берген.(ПВП) және 3СГ-2 жобасына сай кәсіпшіліктің жылдық номиналдық қуаты 10 млн.т.тең.

2.4 Ұңғыларды пайдалану

Теңіз кен орнында ұңғылардың фонтандауына ұңғыдағы сұйықтық бағанасының гидростатикалық қысымын, осы сұйықтың қозғалысына байланысты үйкеліске жұмсалатын қысым мен тізбекбасы қысымын жеңіп шығатын үлкен қордың қабат энергиясы себепші болып келеді.

Фонтанды көтергіші оптимальды режимде жұмыс істейтін, яғни (к.п.д) пайдалы әсер коэффициенті максималды режим жағдайында егер түпке сұйықтық әкелетін энергия осы сұйықтықты жоғарыға көтеруге қажет энергияға тең немесе көп болған жағдайында ғана фонтандаудың болуы мүмкін.

Фонтандау ұңғыларының дебиті (мөлшері) сұйықтың көлемі қандай болса, ілеспе газ саны да сондай кең шамада өзгереді.

Теңіз кен орнында 01.04.02 жағдайы бойынша Т-102 ұңғысында максималды дебит тіркелген, ол 2200т/ тәу құрайды. Минималды дебит Т-107-60т/тәу ұңғысында.

Фонтандау ұңғысының дебиті қабат пен фонтандау көтергішінің бірлескен жұмысымен анықталады. Әрі фонтандау құбырларындағы газдысұйықтық қоспасының қозғалыс процесін басқарушы заңдары-бір, ал қабат жұмыстарын басқарушы заңдар басқа.

Анығы, түп аймағындағы P_t қысымның ұлғаюы қабаттан сұйықтық ағынын төмендетеді. Бұл жағынан сол ұлғаю P_t фонтанды көтергіштің беруін арттырады. Сондықтан егер фонтанды көтергіштің өткізгіштік қабілеті ағыннан аз болса артық сұйықтық ұңғыда жиналады. Нәтижесінде P_t өсе бастайды.

Бұл бір жағынан көтергіштің беруін ұлғайтса, екінші жағынан ағынның төмендеуіне әкеліп соқтырады. Бұл жүйенің қабат-ұңғы жүйесінің қалыптасқан жұмысы алымның ағынмен теңескен кезінде басталады. Кен орнындағы қабат пен фонтанды көтергіштің оптимальды режимін таңдауы үшін түп аймағындағы қысымын өлшейді.

Фонтандауды қамтамасыз ету үшін барлық ұңғылар фонтанды құбырлармен(СКҚ) жарақтандырылады, ол ұңғының түп аймағына дейін түсіріліп ағынды тудырады. Ұңғыларда құбырлардың болуы (СКҚ) түп аймағына әсер ету (тұзды-қышықылды өңдеулер, қабаттағы су жарылыстары), бір сұйықтықты екіншіге алмастыру, ұңғыны газбен немесе ауыр сұйықтықтармен қыспақтау және басқа операцияларды орындауға болады. СКҚ диаметрі әрқашанда түгелдей есепсіз қабылданады, бірақ СКҚ өткізу қабілеттілігі немесе фонтанды көтергіштің беруі немесе ұңғының түп аймағы

мен тізбекбасындағы жағдайлары жөніндегі сұрақтар қызғылықты және өз жауабын талап етеді.

Тәжірибе-өндірістік пайдалану жобасы, сұйықтың физика-химиялық қасиеттері мен геологиялық-технологиялық көрсеткіштері есепке алына отырып, Теңіз кен орнында пайдалану тәсілін негіздеуге, ұңғының оптималды жұмыс режимін анықтауға, сондай-ақ керекті тізбекбасы мен ұңғышшілік жабдықтарға гидравликалық құбырлар формуларының есебі жүргізілген.

2.5. Ұңғы іші жабдықтары

Сұйықтықты бетке көтеру сорапты-компрессор көтергішпен (лифт) жүргізілуі керек. Көптеген ұңғыларда 89-114 мм. сорапты-компрессорлы құбырлар қолданылады.

Ұңғы ішілік жабдықтар жиынтығы:

- Жоспарланған өнім көлемдерін өткізуді;
- СКҚ (НКТ) және пайдалану бағандарының ингибитор қорғауды;
- Құбыр мен құбыр сырты кеңістігінің айналуымен;
- Ұңғыны айдауға тереңдік құралдарын жіберу мүмкіндіктерімен;
- Пакерден СКҚ (НКТ) ажырату мүмкіндігімен қамтамасыз етулері керек.

Сорапты-компрессорлық құбырлар (СКҚ) есептелінеді:

- СКҚ бағандары жобаланады;
- сұйықтықтың әртүрлі алым қарқынындағы максималды жеткілікті диаметрі;
- ұңғының сағасындағы максимальды қысымы;
- агрессивті ортадағы жұмыстар;
- ұңғыларды өңдеу жұмыстары (қышқылмен өңдеу және қабатты гидравликалық жарылуы (ажырауы, үзілуі);

Ішінен созылу, жарылу және жапыру (сминающ.) жүктеулерінің әсерлері.

СКҚ (НКТ) таңдауда құбырдың өлшемін (ішкі және сыртқы диаметрлері), дербес салмағын, болаттың маркасын, жалғану түрін, коррозияға төзімділігін білу қажет.

Теңіз кен орнында СКҚ сыртқы диаметрінің 3,500 дюймалар' болуы қолайлы. СКҚ ішкі диаметрі салмаққа байланысты.

Кесте 2.6 СКҚ ішкі диаметрінің дербес салмаққа тәуелділігі

Сыртқы диаметр, дюйм фунт/фут салмағы	3,500 дюйм СКҚ дербес	Ішкі диаметр, дюйм
9,3		2,992
10,2		2,992
12,95		2,750
13,7		2,673

Теңіз кен орны жағдайындағы жұмыс кезінде СКҚ керекті болат түрлері Н-40, J-55. К-55.С-75. L-80. N-80. С-90. С-95. S—95. Р-105. Р-110. S-125.

СКҚ жалғану түрлері: түсірілімсіз(без высадки), сыртқы түсірілім (с наружной высадкой), құбырмен бүтін болатын жалғанбалы алқа.

Кесте 2.7 СКҚ салмағы мен болат маркасына байланысты беріктілігі

Сыртқы диаметр, д	Болат маркасы	Дербес салмағы, ф/ф	Жарылу, ф/д2	Жапыру (смятие) ф/д2
3,5	J-55	9.30	6.980	7.400
3,5	L-80	9.30	10.160	10.530
3,5	L-80	12.95	15.000	15.310
3,5	P-105	12.95	19.690	20.090

СКҚ басқа ұңғышылық компоновкаға кіретіндер:

- басқармалы бөлгіш-клапан, фонтанды арматураның төменгі құбыр басына орнатылған;
- отырғызылатын ниппель;
- пакер;
- жылжымалы муфта жабдықтары кіреді.

Жерасты бөлгіш - клапаны (Ж.Б.К.) жерүсті ұңғы жабдығы істен шыға қалған жағдайда ұңғының бақылаусыз фонтандауын тойтарады. ЖБК жоғарғы қысымдағы кен орындарында, теңіз ұңғыларында, табиғаты қатал аймақтарда, алыс аймақтарда қолданылады. Клапан 30-300 м. тереңдіктерде орнатылады. Бөлгіш–клапанның екі түрі бар: автоматты және басқарушы. Автоматтыда жоғарғы беткі басқару желісі болмайды, ол қысым өзгерген кезде клапанның өзінде іске қосылады. Басқарушы ЖБК жоғарғы беткі басқару желісімен жабдықталған және гидравликамен басқарылады.

Теңіз кен орнында ЖБК кең таралған түрі қолданылады – басқарушы бөлгіш-клапан. Басқарушы бөлгіш-клапан саға қалқанымен (щит) жалғасқан және апатты жағдайда ұңғыны пайдалану процесін қорғайтын қорғаныш құралы болып табылады.

Басқарылатын жерасты бөлгіш клапанының (ЖКҚ) басты артықшылығы-оның динамикалық қысымы өзгергені емес, жоғарғы беттегі қысымның төмендеуі кезінде жабылатындығы болып табылады. Қақпақтың жабылуы флиппердің көмегімен іске асырылады.

Кемшіліктері: басқарылатын бөлгіш клапаны қымбат тұрады, СКҚ бағанымен бірге түрсіріледі немесе отырғызылатын ниппельге орнатылған, оның жұмыс істеуі үшін басқару желісі мен манифольд қажет.

Теңіз кен орнындағы барлық ұңғыларда «Бейкер» фирмасының FV6S модельді басқарушы бөлгіш клапандары орнатылған. Жерасты бөлгіш-клапанының артықшылықтары: олар сорапты-компрессорлық құбырдың өткізу диаметрін кемітпейді, СКҚ орнату деңгейінен төмен арқанды жұмыстарды өткізуге мүмкіндік береді, сенімділігі жоғары, егерде істен шығып қалса оқшауланып қалады, содан соң басқа жерасты бөлгіш-клапанын арқанның көмегімен орнатуға болады.

Кемшіліктері: бастапқы жоғары құн, жерасты бөлгіш-клапанын алу кезіндегі қиындықтар, клапан үстіндегі кеңістікті саңылаусыздандыру үшін жабдықты қондырудың қажеттілігі.

Пакер-құбыр қабырғаларында немесе тығыздаушылар көмегімен ұңғының шегенделмеген оқпанын кеңейіп және қысылатын механикалық жабдық. Пакер түп аймағы кеңістігін екі құбыр бағандарының арасындағы кеңістіктен оқшаулайды.

Теңіз кен орнында негізінен пакер СКҚ мен шегенделген баған арасындағы құбыр сырты кеңістігін оқшаулауға қолданылады.

Пакерді таңдауда, құнынан басқа оның ұңғы ішілік жағдайы (түп аймағы қысымы мен температурасы, сұйықтың агрессивтілігі, ұңғы оқпанының иілуі, СКҚ мен пакерге әсер ететін күштер) мен ұңғы ішілік жабдықтар үйлесімділігі ескеріледі. Пакердің екі түрі бар: ағытылатын пакерлер (СКҚ-ға түсіріледі) және тұрақты пакерлер (СКҚ бағанына тәуелсіз түсіріледі).

Ағытылатын пакерлер ереже бойынша СКҚ бірге түсіріледі және алынады. Олар шегенделген бағандардың емес, тек СКҚ тізбегінің бөлігі болып саналады.

Ағытылатын пакерлер күрделі құрылымды болады.

Теңіз кен орнындағы ұңғылардың көбінде тұрақты пакерлер қондырылған. Тұрақты пакерлер ұңғылардың үлкен тереңдіктерінде, жоғары қабат қысымы мен жоғары қабат температураларында қажет. Тұрақты пакерлер екі түрге бөлінеді: тұрақты және жартылай тұрақты. Тұрақты пакерлер ұзақ уақыт пайдаланылады, СКҚ-ның емес, шегенделген бағандардың баған бөлігі болып

есептелінеді. Қарапайым механикалық, бірақ өте берік конструкцияға ие. Мұндай пакерлерде СКҚ қозғалысы тығыздаушы элемент есебінен жіберіледі. Таңдау кезінде нақ осы пакерлерді кен орында қолдану үшін бұл артықшылықтар есепке алынды.

2.7 Ұңғылардың гидродинамикалық зерттеулері

Теңіз кен орнында игеруді бақылау мақсатында гидродинамикалық зерттеулердің екі түрі жүргізіледі:

- қысымды қалпына келтіру қисығын (ҚҚКҚ-КВД) тіркеуге алу үшін ұңғыны жабу кезінде іске асырылады, кейін бір режимде жұмыс жасайды;
- кешенді гидродинамикалық зерттеу, ұңғының жұмыс өтеуі 2 және одан да көп режимде таңдалып, қалыптасқан әдіспен зерттеледі және ҚҚКҚ-КВД алуда ұңғының тоқтауымен жүретін қалыптаспаған фильтрациялау әдісімен зерттеледі.

Қысымның статикалық градиентінің өзгеруіне байланысты зерттеу жүргізу кезіндегі ұңғының тоқтауы коллектордың қасиетіне байланысты бір жетіден төрт жетіге дейін орын алады. Мұндай уақыт мерзімі коллектордағы қабат қысымның тұрақталуына қажет.

Қысымды қалпына келтіру қисығы ҚҚКҚ-КВД әдісі көмегімен жүргізілетін зерттеу 2 жетіден 4 жетіге дейін орын алады, ал кәсіпшілік-геофизикалық зерттеу 5 күннен 7 күнге дейін жүргізіледі.

Қабатты қысым мына әдістер көмегімен өлшенеді:

1. Қабат қысым тұрақталмайынша ұңғының тоқтап тұруы, содан соң зерттелуге жататын заттың статистикалық градиентін (СГ) анықтаудың жүргізілуі;
2. Коллектордағы қабат қысымын, қабат құрылымын мен өткізгіштік параметрін бағалау мақсатында ҚҚКҚ көмегімен ұңғыларды сынау мен ҚҚКҚ талдауы жүргізіледі;
3. Ұңғыда орнатылған стационарлық терең монетрімен есептелген мәліметтерді қолдану;
4. Сағадағы қысымын өлшеу мәліметтерін қолдана отырып, қысымның қалпына келтіруіне байланысты жүргізілетін және сол қысым мәндерін түп аймағындағы қысымға түрлендіретін технологиялық бағдарламаны қолданылуымен жүргізілетін зерттеулер.

Өндіруші ұңғылардағы гидродинамикалық зерттеу әдісі (ГЗӨ-ГДИ) қабат пен ұңғылардың фильтрациялық параметрлерін- К қабатының өткізгіштігін (проницаемость), өткізу қабілеті (проводимость) -kh, ұңғы қабатын ашудың скин-фактор деп аталатын жетілдіру дәрежесі, қабат, түптік қысымдарды

өлшеуді, ұңғының өнімділік коэффициенті мен басқа да параметрлерін анықтауды және изобарлар картасын құруды анықтайды.

ГДЗ (ГДИ) нәтижелеріне сүйене отырып кен орын игерудің ағымдағы жағдайына талдау жүргізіледі, бұл мәліметтер кен орнын игерудегі технологиялық құжаттарды жасау үшін қолданылады. Жүйелі түрде жүргізу зерттеу тиімділігі үшін маңызды.

Қазіргі уақытта Теңізде жүргізіліп жатқан ГДЗ әдісін 3 топқа бөлуге болады:

Бірінші топ зерттеуі - пайдаланудың белгіленген тәртібі бойынша ұңғыларды зерттеу Теңізде барлық ұңғылар қоры осы зерттеу әдісімен қамтылған.

Екінші топ ұңғылар зерттеуі- ұңғылар жұмысының қалыптаспаған тәртібі бойынша зерттеу, қысымды қалпына келтіру қисығы (ҚҚҚҚ) әдісі. Теңізде ҚҚҚҚ әдісімен 100-ге жуық ұңғы зерттелді және сипатталатын қабат пен ұңғылардың түп аймағының негізгі параметрлері анықталған (Кесте): өткізгіштік K , өткізу қабілеті $-kh$, қабатты ашудың жетілгендігі- скин-фактор S . Бұл мәліметтер Теңіз кен орнындағы мұнай кенішінің компьютерлік гидродинамикалық үлгісін құруға қолданылды.

ҚҚҚҚ әдісімен ұңғыларды зерттеу мәліметтері бойынша ұңғының түп аймағының қабат жағдайын бағалауда маңызды ақпаратты скин-эффект береді.

Теңізде жиі су айналымысыз жүргізілетін бұрғылау жұмыстарында осы параметрді білудің маңызы зор. Осыған байланысты шлам жоғары бетке шығарылмайды және қабаттың түп аймағында қалады, ал қабаттың фильтрациялық қасиеттері түп аймағында кемиді. Шламды жою, судың және түп аймағындағы фильтрация қасиеттерінің қалпына келу шамасы мен скин-эффектінің белгісімен бағаланады. Атай кету керек, тұз-қышқылды өңдеу өткізу және қышқылдық гидрожару скин-эффект шамасын тез түсіріп жібереді.

Үшінші топ зерттеулері ұңғылардың және игеру нысандарының (гидропрослушивания) бір-бірімен байланысын анықтауда бірнеше дүркін ауытқулар әрекеттесулерімен (гармониялық толқындар әдісі) зерттеуді кіргізеді.

Өндіру ұңғыларының гидродинамикалық зерттеулері тек мұнайлы қабаттың параметрлерін ғана емес басқа да нәрселерді анықтауға мүмкіндік береді.

Игеру процесі кезіндегі борт пен қанаттар жарықшақты коллекторлардың өзгерісін, соның ішінде қабат қысымының өзгеруі кезінде зерттеулерді жүргізген маңызыды. Алымның қалыптасқан зерттеу әдісі көптеген жағдайда 2 режимде (штуцерде), әр режимнің 5 тәулік өтеуімен орындалады.

Жарықшақтау коллекторының бет алысын зерттеу үшін АҚӨ-ң 4-5 режимдердегі зерттеулері және түп қысымының кең диапазонына индикаторлық диаграммасын алу қажет. Егер индикатор диаграммасы сызықты болса, онда коллектордың жарықшақтану қасиеттерінің түп қысымының

өзгеруіне тәуелсіздігін білдіреді, егер сызықтық бұзылатын болса және индикатор қисығы қысым түсетін жаққа қисайса, онда түп аймағында түп қысымының төмендігінен жарықшаладың бірігуін білдіреді.

Кесте 2.8 Ұңғы мен қабаттарды зерттеуінің көрсеткіштері

Аттары	Саны		Өлшеу интервалдар ы	Қабат бойынша орташа мәндер
	ұңғы	өлшемд ер		
1	2	3	4	5
Бастапқы қабат қысымы, МПа	22	22	77,89- 85,36	82,35
Қабат температурасы, °С	17	17	99,7- 122,3	109,4
Геотермиялық градиент, °С/100 м				1,86
Мұнай дебиті, т/тәу	57	57	60-2055	788,6
Сулану, %				0
Газ факторы, м ³ /т				506,6
Меншікті өнімділік, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	36	36	0,000027 – 0,0374	0,002 1
Гидроөтімділігі, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	39	39	38 – 316160	14824
Келтірілген радиус, м	36	36	$1 \cdot 10^{-30}$ – 66,51	4,18
Пьезоөтімділігі, 10 ⁴ м ² /с	39	39	0,0000015- 0,061	0,02
Өткізгіштік, мкм ²	39	39	$5 \cdot 10^{-4}$ – 1,98	0,066

3 АРНАЙЫ БӨЛІМ

3.1 Ұңғы өнімін жинау мен дайындаудың технологиялық процесінің қысқаша сипаттамасы

Теңіз 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 НІМА 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.

Тізбекбасы қондырғысы құбырларының және соған сәйкес шығару тізбектерінің есептік қысымы 132 бар (артық.). Есептік температурасы 120⁰С кезіндегі қысымның бұл шекті мәні құбырлардың 900# түріне арналған (Американдық ұлттық стандарттар институтының классификациясы). Фонтандаушы ұңғының тізбекбасындағы максималды қысымы 120 бар (артық), ал тізбекбасы қондырғысының шығару тізбегінің апатты жағдайдағы ажырату бұрандасы 125 бар (артық) қысымда орнатылған. Сонымен қатар, қысым 130 бар (артық) жеткенде жерасты бөлу-клапаны жабылады.

Барлық ұңғыларға, үлкейтілген диаметрі бар ұңғылардан басқа, фонтандаушы ұңғылардың тізбекбасындағы температура 95⁰С құраса, үлкейтілген диаметрлі ұңғыларда 105⁰С құрайды.

3.1.1 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.

3.1.2 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.

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.

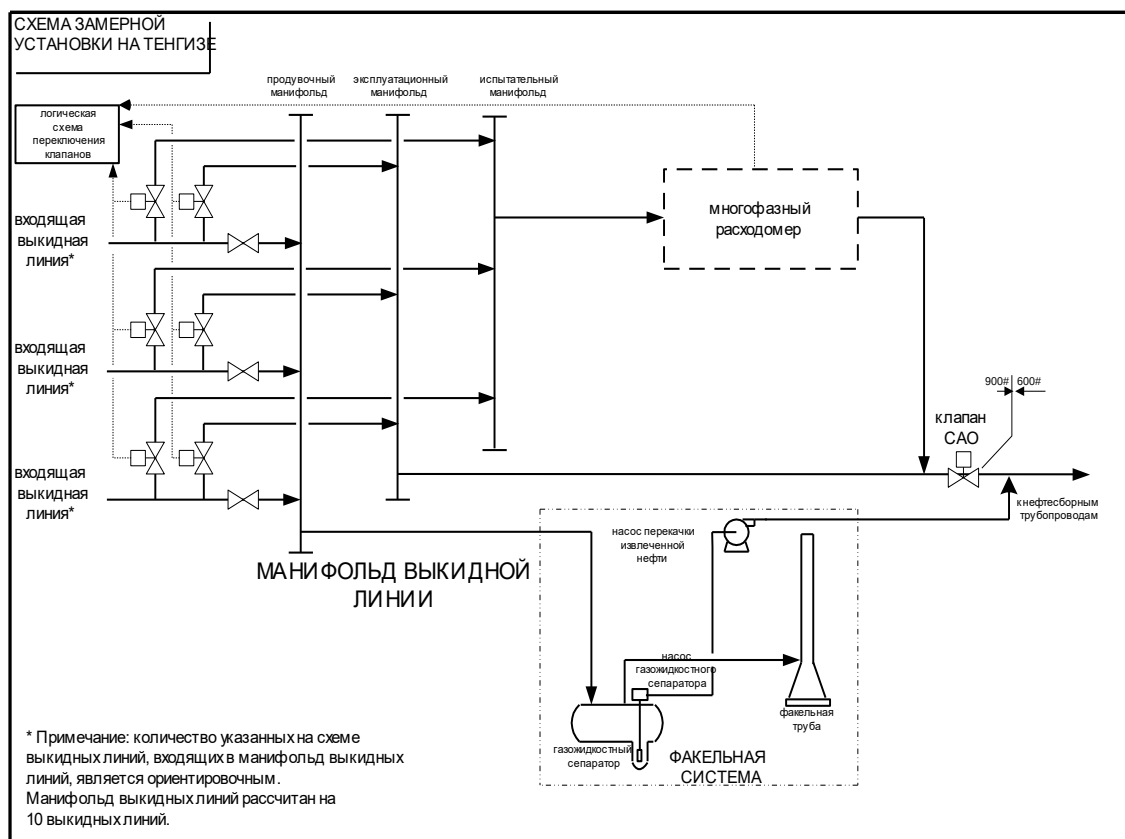
3.1.3 Факелді жүйе

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
- факелді құбыр
- факелді қондырғыны басқару жүйесі және от жағу тұтандырғышы.



Сурет 3.1 Теңіз кен орнындағы өлшеу қондырғысының қарапайым сұлбасы

3.1.4 Теңіз кен орнындағы мұнай құбырлары

Әрбір ұңғының тізбекбасы қондырғысынан өндірілетін сұйықтықтар шығару тізбектерінің манифольдтары арқылы мұнай құбырларына жеткізіледі. Мұнай құбырлары, негізінен, екі параллельді құбырдан тұрады, оларға өндірілетін сұйықтықтар барлық шығару тізбектерінен келеді (манифольдтар арқылы).

Мұнай құбырларының жалпы ұзындығы 33,4 км. Мұнай құбырлары негізінен он бөлікке бөлінген: бесеуі шығыс бөлігіндегі құбырда және бесеуі батыс бөлігіндегі құбырда.

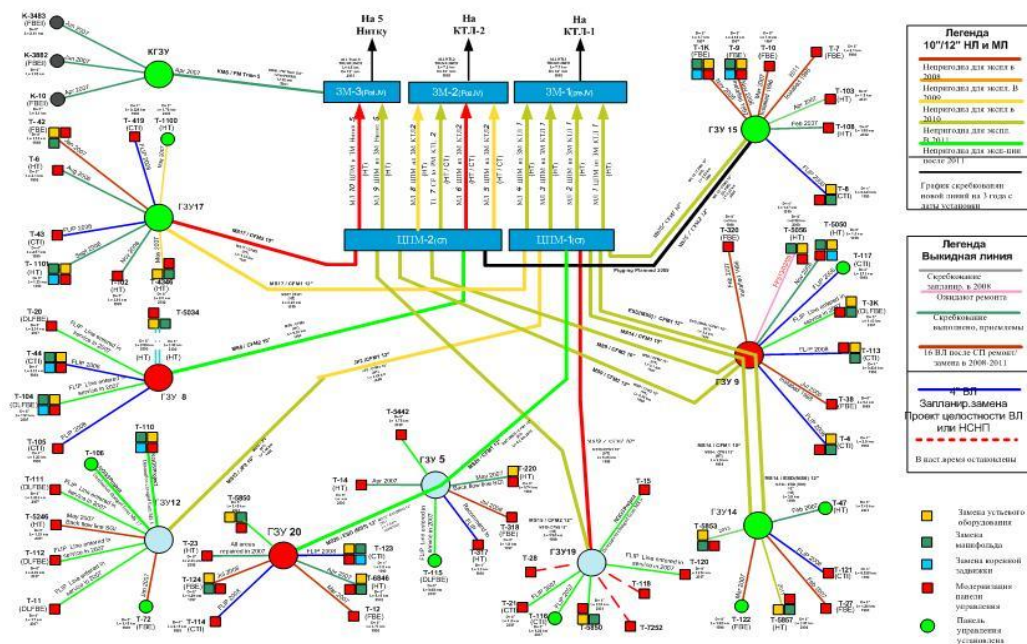
Кесте 3.1 Мұнай құбырлары бөліктерінің ұзындықтары

Бөлік№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ұзындығы, м	2400	3550	3550	3550	5100	3500	4250	4250	2750	2750

3.1.5 Теңіз кен орнындағы магистральдық құбырлар

Басты манифольдтан (БМ) зауыттық манифольдқа (ЗМ-4) өндірілетін өнім екі 24 дюймдік магистральдық жерасты құбырлары арқылы айдалады, кейін ЗМ-4-тен 36-дюймдік магистральдық құбырлар арқылы ЕБЖ (Проект второго поколения) жеткізіледі. Мұнай құбырлары секілді магистральдық тізбектердің есептік қысымы АРІ классификациясы бойынша құбыр классы 600# болатын және АРІ 5L стандарты бойынша маркасы Х60 болатын құбырлармен сәйкес. Магистральдық құбырлардың есептік температурасы 95⁰С құрайды, бұл 93 бар (артық) қысымына есептелген АРІ классификациясы бойынша құбыр классы 600# болатын құбырмен сәйкес.

Магистральдық құбырлардың ұзындығы, БМ-тан ЗМ-4 дейін 4500 метрді құрайды.



Сурет 3.2 Теңіз кен орнындағы мұнай жинау жүйесі

3.1.6 Жанармай газын беру жүйесі

Тізбекбасы қондырғысы мен жинау жүйесіне жоғары қысымды күкіртсізденген жанармай газы техникалық қызмет көрсету кезінде шикі газды факелде тұрақты түрде жағуды болдыртпау үшін керек. Күкіртсізденген жоғары қысымдағы жанармай газ жүйесі-бұл барлық ұңғы учаскілеріне, өлшеуіш қондырғыларына және қырғыш камералар жүйесімен байланысқан және жинау жүйесі аймағында орналасқан стационарлы құбыр.

Жоғары қысымдағы жанармай газын қуаттылығы 1 МВт (GC-5601) компрессордан айдайды. Компрессордың параметрі қырғыштың 24-дюймдік магистральдық құбыр ішімен өту жылдамдығын 0,3 м/с (2,3 млн.күніне стандартты кубометр) болатындай етіп есептелген. Жоғары қысымдағы жанармай газдық компрессорынан, номинальды диаметрі 6 дюйм болатын жоғары қысымдағы жанармай газ құбыры арқылы ЗМ4 жетіп, кейін басты манифольдка жетеді. Компрессорды пайдаланудың техникалық қызмет көрсету кезінде немесе жоспарланбаған істен шығу кезінде тоқтауы кезеңінде, кен орын учаскелерін газбен қамтамасыз етуді жалғастыру үшін қолдан басқарылатын айналмалы тізбекті пайдаланады, ол есептік қажеттілікті ішінара қанағаттандырады.

3.1.7 Қырғышпен құбырларды тазартудың жұмыстары

Жүйе құбырларын тазарту қолданылады:

1. Құбырлардан кез келген сулы шөгінділерді және балауызды қалдықтарды алып тастау үшін;
2. Тоқтап тұрған кезде құбыр ішіндегі заттарды жылдам босату үшін, гидраттардың түзілуін болдыртпау үшін;
3. Техникалық қызмет көрсету мақсатында құбыр ішіндегілерді босату үшін;
4. Құбырлардың құбырішілік диагностикасын жүргізу үшін.

Жоғарыда көрсетілген бірінші пунктке құбырларды қырғышпен пайдаланылмалы тазарту жасайды, себебі жоспармен байланысты периодты түрде орындайды. Құбырлардың қырғыштармен пайдаланылмалы тазартуы барлық құбырлардан сулы шөгінділер мен балауызды қалдықтарды алып тастау техникалық қызмет көрсетудің жоспарының графигімен сәйкес жүргізіледі. Мұндай тазартуды мұнайдың дебитіне әсер етпей қалыпты пайдалану кезінде жүргізуге болады. Әрбір құбырды қырғышпен пайдаланылмалы тазарту үш айда бір рет жасайды.

Техникалық қызмет көрсету мақсатында құбырларды қырғыштармен тазалау(жоғарыда көрсетілген 2 және 3 пункттері) жүргізіледі, егер қауіпсіз техникалық қызмет көрсету үшін құбырды толығымен босату керек болған

кезде (немесе толық қауіпсіз тоқтату кезінде). Мұндай тазартулар негізінен сирек өткізіледі.

3.1.8 Химреагент талаптары

Майланатын майларды (сыйымдылықта) және басқа шығын материалдарды сақтау үшін КТТ (КТЛ) қоймалық ғимараттарын пайдаланады. Гидраттарды алып тастау үшін немесе оның түзілуін болдырмау үшін құбырларға метанолды енгізеді. Метанолды енгізетін орын метанолдың тұрақты жабдықтайтын көзбен тікелей байланысты емес, сол себептен метанолды енгізу үшін метанолды жылжымалы енгізу көзі керек. Сонымен қатар, азотпен жабдықтайтын жылжымалы жабдықтайтын көз, көптеген бөліктерді азотпен үрлеу керек кезде пайдаланылады, бірақ азот баллоны бар бөліктерде пайдаланылмайды.

3.1.9 Коррозия ингибиторын енгізу блоктары

Ұңғы өнімі құрамында аз мөлшердегі қабат сулары болады, ол өз кезегінше өнімді қабат өнімінің азаюымен көбейеді. Құбыр ішінің бетін мүмкін болатын коррозиядан қорғау үшін коррозия ингибиторларын енгізу блоктары орнатылған.

Әрбір коррозия ингибиторын енгізу блоктары 3 апта сақтау мерзіміне есептелген коррозия ингибиторлары бар сыйымдылықтан тұрады. Коррозия ингибиторлары (EC1317A сауда маркасындағы химреагент) негізінен метанолдан және имидазолды тұздары бар судан тұрады және ол, құбырларға арнайы мөлшерде коррозия ингибиторының сорабымен айдалады. Сораптың сипаттамасы коррозия ингибиторының жалпы шығын сұйықтығы жүйесінің миллионнан 5-20 бөлігіндегі шығынын (көлем бойынша) қамтиды. Коррозия ингибиторы ұшпалы химреагент болғандықтан, коррозия ингибиторы бар сыйымдылық қорғаныш демалу клапанымен жабдықталған. Коррозия ингибиторын енгізу тұрақты түрде жасалынады.

3.1.10 Электрмен қамтамасыз ету

Электр көзі тізбектері ЕБЖ (ПВП) немесе жергілікті кәсіпшілік станциясын манифольд учаскесіндегі ғимараттармен және барлық ұңғы учаскелерімен байланыстырады. Жергілікті «Теңіз 10» кәсіпшілік станциясы 6 кВ кернеулі электрэнергиясымен қамтамасыз етеді. Электр берудің әуе тізбектері (6 кВ) бетонды бағаналарға монтаждalған. Өлшеу қондырғыларын энергиямен қамтамасыз ету үшін металдық тіректерге орнатылған бөлек 6 кВ / 400В трансформаторлар бар. Теңіз кен орнындағы басты манифольд жаңа екі

тәуелсіз электрмен қамтамасыз ететін көздермен жабдықталған. Басқа қалған барлық учаскелерінде бір электрмен қамтамасыз ететін көз қарастырылған.

3.2 Зауыттың қысқаша технологиялық сипаттамасы

Зауыт 2 комплексті-технологиялық тізбектен (КТТ-1 и КТТ-2) тұрады, әрқайсысы 2 тізбектен тұрады. Зауыттың қуатын күніне 35000 тонна мұнайға дейін (12 млн.тонн жылына) жеткізу үшін пайдалануға 2000 жылы қосымша бесінші тізбек берілді.

Зауыттың процессі бір Орталық Оператормен басқарылады, ол КТТ-2.3.(5-ші тізбекте) аймағында орналасқан.

Технологиялық процесс өндірісті екіге бөледі:

- Мұнай мен газды өндіру;
- Күкірт пен энергия көздерін өндіру;

Қ-160

Мұнай ұңғылардан жоғары қысыммен шығып, коллекторлы тізбектер арқылы зауытқа қарай бағытталады. Зауытқа кірер алдында шикізат 160-слаг-кетчер қондырғысы арқылы өтеді. Ол ағынның қысымы мен көлемін туралау үшін және қалдықтарды ұстап қалу үшін қызмет етеді.

Қ-200

Ағынның газға, сұйықты көмірсутектерге, су фазасына және механикалық бөлшектерге бөлу процесі 200 қондырғысында жүзеге асады. Бұл айырғыштардағы қысымды жоғары, орташа және төменгі қысымға, яғни 65бар, 25бар және 7.7 барға дейін түсіру арқылы жүзеге асады. Сұйық көмірсутектер (мұнай) су мен тұздардан электростатикалық тұзсыздандыру аппараты арқылы айырылады және стабилизациялық колоннаға беріледі. Бұл колоннада төмен қайнайтын компоненттер, соның ішінде күкірт, мұнайдан қайнату арқылы алынады. Түзілетін мұнай-тұрақтандырылған мұнай, салқындатылады және демеркаптанизация қондырғысына (1500 қондырғысы) жіберіледі.

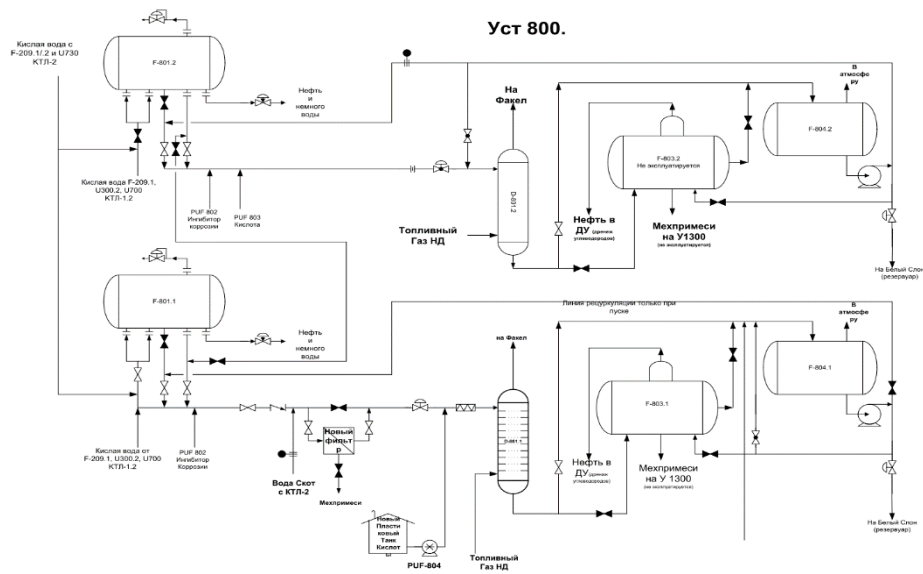
ДМС (Қ-1500)

Қ-1500 қондырғысында мұнайдан толығымен күкірт пен меркаптандарды алып тастайды және қысымды төмендету арқылы тағы да дегазацияға ұшыратады. Бөлінген газдар факелге жағылып, дегаздалған мұнай мұнайдың резервуарлы паркіне бағытталады.

Қ-800

Қ-200 қондырғысында айырылған қышқылды су құрамында көп мөлшердегі еріген тұздар мен күкіртсутегіден тұрады. Ол қышқыл суларды тазартатын қондырғы 800 қондырғысына беріледі. Қышқылды судың күкірті стрипперде (үрлеу колоннасында) жеңіл газбен (метанмен қаныққан жанармай газы)

әкетіледі. Тазартылған су кәсіпшіліктегі сыйымдылыққа құйылып (Белый слон), кейін одан ұңғыға айдалынатын болады.

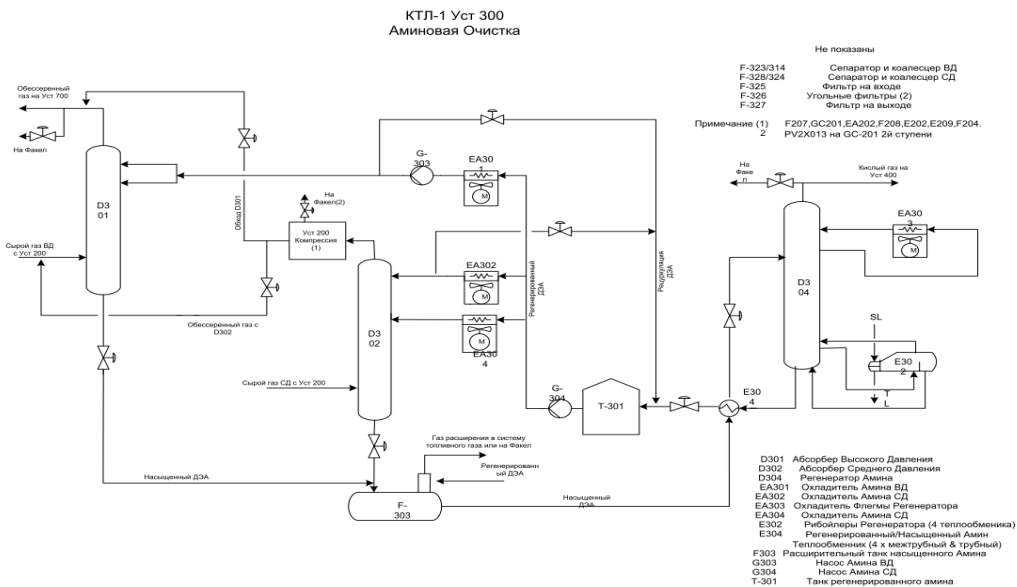


Сурет 3.3 Қышқыл суларды тазартатын қондырғы

Қ-300

Қ-200-де мұнайдан бөлінген газ күкіртсутегі мен көміртегінің қос тотығынан тазартатын Қ-300-ге жеткізіледі. Газдың тазартуы газдың ағынына қарсы колоннаның жоғары бөлігіне берілетін диэтаноламин ерітіндісінің күкіртсутегіні және көміртегінің қос тотығын абсорбциялау арқылы жүзеге асады. Күкіртсутегімен және көміртегінің қос тотығымен қаныққан ДЭА регенерация колоннасында (десорбция) буларды алып тастау арқылы регенерацияланады, ол бу колонна кубында сұйықтықты қайнату кезінде түзіледі. Регенерациядан өткен амин ерітіндісі суытылғаннан және ішінара фильтрациядан өткеннен кейін қайтадан абсорбционды колоннаға ДЭА циркуляциянды сораптарымен беріледі. Ерітілген газды көмірсутегілерді алып тастау үшін аминмен қаныққан ағын алдын ала қысымды аминнің айырғыштық жинағында 5.5 бар дейін төмендетеді. Бұл бірден қайнайтын газ жанармай газының контакторынан өтіп, жанармай газының зауыттық желісіне бағытталады.

Десорбталған күкіртсутегі күкіртті алудың қондырғыларына (қ-400/500/600) бағытталады, ал күкіртсутегіден тазартылған көмірсутегі газы газды фракциялайтын Қ-700 қондырғысына бағыттайды.



Сурет 3.4 Мұнайдан бөлінген газ күкіртсутегі мен көміртегінің қос
тотығынан тазартатын қондырғы

Қ-400/500/600/

Қ-400-ге регенерация колоннасынан (Қ-300) келетін газдағы күкіртсутегінің көлемі 80% құрайды. 400 қондырғысында уытты күкіртсутегі тауарлы күкірт өніміне өңделеді, ол өндірістің көп салаларында қолданылады, оның ішінде күкірт қышқылын алу үшін пайдаланады.

Өңдеу Клаус процесіне негізделген. Клаустың негізгі химиялық реакциясы, ол күкіртті түзетін күкіртсутегінің және күкірттің қос тотығының араласуы. Ол үшін Клаус пешінде күкіртсутегіні ауамен нақты қатынаста жандырылады, ол күкіртсутегі мен күкірт қос тотығының (2:1) стехиометрлік қатынасын түзейді.

Клаус процесі бойынша күкірттің көп бөлігі (70% дейін) жоғары температурадағы пеште түзіледі-термиялық саты және кейін Клаус процесін каталитикалық реакторларда (каталитикалық саты) аяқтайды.Технологиялық газ Қ-400 кейін газды күкірттен және оның қосылыстарынан толық Қ-400 қондырғысында тазартады.

400/500 қондырғылары КТТ-1 және КТТ-2 кейбір өзгешеліктері бар:

КТТ-1 Қ-400-де үш реакторлы каталитикалық сатыларды қолданылады және технологиялық газдарды толық Қ-500 қондырғысында тазалау Сульфрен процесіне негізделген.

КТТ-2-де Қ-400-де екі реакторлы каталитикалық сатылар қолданылады және технологиялық газдың Қ-500 қондырғысындағы толығымен тазарту процесі Скот процесіне негізделген.

Сульфрен процесі, сондай-ақ Клаус реакциясының Қ-400 қондырғысының каталитикалық сатысы катализаторлар арқылы жүргізіледі, бірақ температурасы төмен жағдайда.

Түзілген қарапайы күкірт Сульфрен катализаторы мен белсенді көмірдің қабатымен адсорбциялайды. Сөйтіп Клаус тепе-теңдігінің өнімді түзу реакциясына қарай ауысуы (температураны төмендету есесінен және күкірттің бөлінуінен) Клаус реакциясын толығымен өткізуге және технологиялық газды тазартуға мүмкіндік береді. Процестің үш реакторының екеуі адсорбция режимінде жұмыс жасайды, ал біреуі регенерация режимінде (қыздыру). Сульфрен реакторларынан шығатын технологиялық газ 0.4% алынбаған күкіртті құрайды. Скот процесі тұрады:

- Қ-400 қондырғысынан келетін газдың құрамындағы күкіртсутегі сутегі арқылы күкіртсутегіге дейін кобальт-молибденді және никель-молибденді катализаторымен қайта келетін қайта келу секциясынан. Сутегі оксидтің су буымен конверсиясы кезінде түзіледі.

- Жанармай газының толық жанбаған кезінде гидрогенизация оттығында түзілетін көміртегіден.

- Амин ерінідісі арқылы (Флексорб) күкіртсутегі селективті адсорбциялайтын адсорбция секциясынан. Қаныққан амин ерітіндісі регенерацияланады (Қ-300 ұқсас процесс) және адсорбция циклына оралады, ал бөлінген күкіртсутегі Клаус қондырғысына өңдеуге қайта оралады (Қ-400).

Скот процесі сондай-ақ утилизатор қазандығында және градирде салқындату арқылы толық аминді тазартудың технологиялық газынан су булары бөлінуін қарастырады. Су буымен үрлеу арқылы тазартудан кейін бөлінген су қазандықтың су көзі ретінде қолданылады.

Скот процесінің технологиялық газды толық тазартуы күкіртсутегінің конверсия көрсеткішін 99.6%-дан (Сульфрен қондырғысы) 99,9 %-ға дейін көтеруді және күкірттің қос тотығының шығаруын қысқартуын (төрт есе) қамтамасыз етеді.

Қалдық күкіртсутегінің, күкірттің және күкіртті қосылыстарды күкірттің қос тотығына айналдыру үшін тазартылған құйрықты газ жанармай газымен жұмыс жасайтын термиялық жандырудың пешіне бағытталады. Жандыру пешінен кейін құйрықты газ утилизатор қазандығынан өтеді, ал қазандықта жоғары қысымдағы қаныққан бу пайда болады. Суытылған түтінді газдар құбыр арқылы атмосфераға шығарылады.

Клаус пен Сульфрен қондырғыларының әр түрлі сатыларында конденсацияланатын сұйық күкірт Қ-400 жиналады, күкіртсутегіні алып тастау үшін дегазациядан өтеді және сұйық күкірттің резервуар-қоймасы-Қ-600 беріледі. Резервуарлар оқшаланған және төбесі мен түбінде булы жылан түтіктермен қыздырылады. Бұл резервуарлардан күкірт сұйық күйінде тасымалдау үшін теміржол цистерналарына құйылады немесе арнайы құю мұнаралары арқылы күкірт карталарына қатаю үшін құйылады. Қатты күкірт экскаватормен теміржол вагондарына тиіледі.

Клаус қондырғыларында өтетін процестер экзотермиялық болады және жылудың едәуір мөлшерінде бөлуімен өтеді. Технологиялық газдың салқындатуы кезінде қаныққан буды шығаруда және зауыттық желіге беру кезінде жылу утилизатор қазандықтарында кәдеге жаратылады.

Қ -700

700 қондырғының шикізаты ретінде жоғары қысымды 300 қондырғының күкіртсізденген газы қолданылады. КТТ-1, КТТ-2, КТТ-2.3 бағытталған 300 қондырғысынан шыққан барлық күкіртсізденген газ желілері саны үш 700 қондырғылар арасындағы күш-салмақты үлестіру үшін бір маңдайшамен жалғастырылған.

Күкіртсізденген газ құрамына кіретіндер: метан, этан, пропан, бутан және пентан, гексан мен жоғары қайналымды көмірсутектердің аздаған саны, сонымен қатар, сумен қаныққан газ.

700 қондырғысы газды компоненттерге бөлуге арналған.

700 қондырғысының дайын өнімдері:

- “Теңіз-Құлсары” газқұбырына берілетін тауарлы құрғақ газ
- Еуропалық стандарттарға сай келетін пропан
- Еуропалық стандарттарға сай келетін бутан

Фракциялау алдында гидрат түзілісінен және гидрат түзілісі температурасынан төмен температурада жүйенің тығындалуынан сақтану мақсатында газдан суды алып тастайды. Гидраттар дегеніміз сығымдалған қар не мұзға ұқсайтын, анықталған қысым мен температурада су мен газтәріздес көмірсутектерден түзілген кристалды қоспаны айтады. Көмірсутектердің газ тәріздес ағысында түзілген гидраттардың негізгі шарты ретінде бос судың бар болуы болып табылады, сондықтан да судың алынуы өте қажет. Газдың судан тазартуы молекулаларлық електерде судың адсорбциясы арқылы жүзеге асырылады. Метанның қайнау температуралары (-161.49), этанның (-88.63), пропанның (-42.07), бутанның (-0.50).

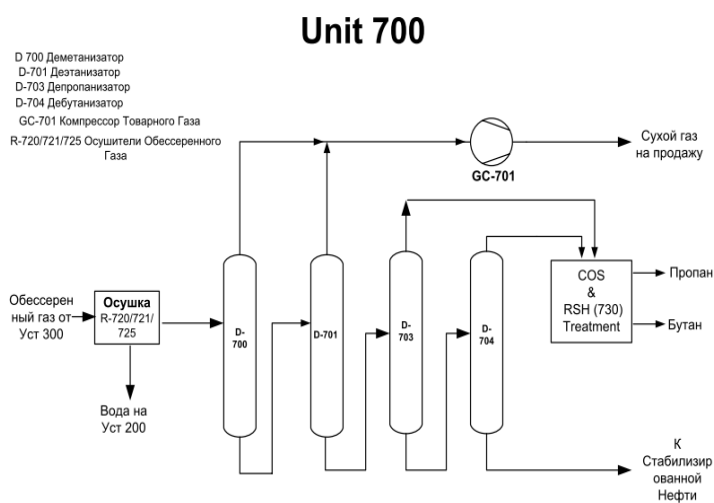
Фракциялау (немесе араласқан сұйық өнімдердің бөлінуі) тек қана өнімдердің қайнау температурасы әр түрлі болған жағдайда жүзеге асырылуы мүмкін. Бұл өнімдерді бөлу үшін төмен температуралар қажеттілігі айқын болып тұр.

Фракциялау процесін қамтамасыз ету үшін 740 суытқыш қондырғысы бар. Ол суытқыштарда пропанның булануы және булардың түзілу компрессиясы мен суынуы және тұйық циклда конденсациялау принципімен жұмыс істейді (Бұл принцип бойынша үйдегі суытқыштар мен кондиционерлер жұмыс істейді).

Фракциялау колонналарда жүзеге асырылады. Бұл колонналарды колонна төбесінен шығатын өніммен атайды: пропанды, егер пропан шықса, бутанды, егер бутан шықса, т.с.с.

Дезандандау колоннасында құрғақ газ (метан мен этан қоспасы) айдалады. Кейін бұл газ магистралдық құбырға бағытталады, ал бұл колонна кубының өнімі депропандау колоннасына бағытталады. Депропандау колоннасынан пропан фракциясы алынады, ал кубтық өнім дебутанизация колоннасына беріледі. Дебутандау колоннасынан бутан фракциясы алынады, ал кубтық өнім 200 қондырғысына жіберіледі және тұрақталған мұнайға қосылады.

Газ тәріздес пропан мен бутан аэросуытқыштарда конденсацияланады және еуропалалық стандарттардың талаптарына дейінгі меркаптандардан, көміртегінің күкірт тотығынан, күкіртті сутектен тазартатын Мерикем қондырғысына бағытталады және ылғалдан құрғату блогында тазарғаннан кейін тауарлы паркке бағытталады.



Сурет 3.5 Қ-700 газды компоненттерге бөлуге арналған

Қ-900

900 қондырғысы зауытты қажетті энергиямен қамтамасыз ету үшін пайдаланылады. Ол мыналардан тұрады: қазандық, химреагентті шаруашылық, жанармай газының технологиялық жүйесі, БӨҚ (КИП) ауасынан, азот, суытылған су жүйесінен, қайнаған технологиялық су контурынан, төмен және орта қысымдағы бу желілерінен және конденсаттан.

Бу зауыттағы 400, 500 қондырғыларында және қазандықта өңделеді. Бу жүйесі екі коллектордан тұрады: орта қысымдағы бу коллекторы мен төмен қысымдағы бу коллекторынан. Қ-500 жағу пешінің утилизатор қазандығының буы жұмыстың қалыпты режимінде 21 бар қысымына дейін ұлғайтылады және орта қысымдағы бу коллекторына бағытталады. 400 қондырғысындағы бу қалыпты режимде бу 5 бар қысымына дейін ұлғаяды және төменгі қысымдағы бу коллекторына бағытталады.

Қазандық зауыт қондырғыларын орташа қысымдағы бумен, деминиралданған су қорының орнын толтырумен және бу-сумен жабдықтаудың жалпы зауыттық жүйесіндегі конденсатпен қамтамасыз етеді.

Зауыт қажеттілігіне керекті азот КТТ-1 аймағында орналасқан АКС өндіріледі, сонымен қатар КТТ-1 мен КТТ-2-дегі азотты Қ-900 қондырғыларында өндіріледі.

Қ-1000

1000 қондырғысы мыналардан тұрады: зауыттың факелді жүйесі, ДНС жабық дренаждау жүйесінен, метанолды енгізу жүйесінен. Зауыттың факелді жүйесі бес параллельді жүйеден тұрады және әрбір технологиялық тізбекке біреуден келеді.

Қондырғының сақтандырғыш клапандарындағы шығарулар екі жеке коллекторларға жиналады: біреуі төменгі және екіншісі жоғары қысымдағы. Тек 700 газды қондырғысының сақтандырғыш клапандарынан және F-931 жанармай газының сыйымдылығынан басқа, олар жоғары қысымдағы екі коллекторға жалғанған.

Факелді коллекторларға ауаның түсуін және жарылуы мүмкін қоспалардың түзілуін болдыртпау үшін факелді жүйедегі артық қысымды ұстап тұруда коллекторлар жанармай газымен үздіксіз үрленеді.

Коллекторлардағы шығарулар факелді сыйымдылықтарға бағытталады, онда сұйықтықтың газдан айыруы жүреді. Сұйық ДНС жерасты көмірсутегі дренажының жүйесіне бағытталады, ал газдар факелге жіберіледі, мұнда олар жағылады. Түтінсіз жағылу үшін факелдің төменгі жағына бу енгізіледі.

Әрбір технологиялық тізбектеріндегі сұйық көмірсутегінің дренаждары жерасты дренажды сыйымдылықтарда (F-1011) жиналады, кейін сораппен қалдық багіне айдалады (T-1011).

Өңдеуден шығатын өнімдер, оның ішінде мұнай резервуарлы паркке жеткізіліп, тауарлы газ Теңіз-Құлсары газ құбырымен кетеді.

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 және жинау коллекторлары бойымен мұнай қозғалған кезде, одан бөлінген мұнай газын алу үшін;
- мұнайгазсу ағынының араласуын азайту және құбырлар желісіндегі гидравликалық кедергіні азайту үшін;
- пайда болған көбіктерді мұнайдан бөлу және ыдырату үшін;

- тұрақсыз эмульсияларды немесе құбырлар желісінде бұзылған эмульсияларды өндіру кезінде мұнайдан суды алдын-ала бөлу үшін;

- айырғыштардың бірінші сатысынан мұнайды дайындау қондырғысына дейін мұнайды тасымалдау барысында пульсацияны азайту 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.

Тік айырғыштарды негізінен шығымы аз ұңғылары бар мұнай кен орындарын тұрғызу кезінде, және ұңғы өнімінің құрамында едәуір мөлшерде парафин мен құм болған кезде, сондай-ақ теңіз кен орындарында қолданады.

Көлденең айырғыштар бірдей геометриялық өлшемдегі тік айырғыштармен салыстырғанда жоғары өткізгіштік қабілетке ие, бұл айыру сапасын жақсартуға мүмкіндік береді және оларға қызмет көрсету де жеңіл, сондықтан көлденең айырғыштар тік айырғыштарға қарағанда кең таралған.

Көлденең гравитациялық айырғыштың есебі

Көлденең айырғышта мына шарт орындалуы керек

$$\frac{W_m}{W_c} = \frac{h}{l}$$

мұндағы, W_m — мұнай тамшыларының тұну жылдамдығы, м/с;

W_{Γ} — айырғыштағы газ жылдамдығы, м/с;

h — айырғыштағы мұнайдың жоғарғы деңгейіне дейінгі тік бағыттағы арақашықтық, м;

$$h = (0,5 - 0,55)D;$$

l - айырғыштың ұзындығы, м

$$V = \frac{101 \cdot \frac{l}{h} \cdot D^2 \cdot P \cdot d^2 \cdot (\rho_m - \rho_e)}{\mu_e \cdot T \cdot z} \text{ м}^3/\text{с}$$

Айырғыштың өткізу қабілетін есептеу кезінде айырғыш жағдайындағы газдың тығыздығы келесі формуламен анықталады :

$$\rho_e = \rho_o \cdot \frac{P}{P_o} \cdot \frac{T}{T_o} \cdot \frac{1}{z},$$

мұндағы, ρ_o — қалыпты жағдайдағы газ тығыздығы, кг/м³; P, P_o - қалыпты жағдайдағы және айырғыштағы қысым ($P_o = 0.1013 \text{ МПа} = 10^5 \text{ Па}$); T, T_o - айырғыштағы абсолюттік температура мен абсолюттік қалыпты температура (273 K).

Көлденең айырғыштың газ бойынша өткізу қабілетін анықтау керек, егер оның диаметрі 0,9 м, ұзындығы 4,5 м болса. Айырғыштың жоғарғы бетінен мұнай деңгейіне дейінгі арақашықтығы 0,45 м. Жұмыстық қысым 0,1 МПа, температура 300K. Газ ағынындағы тұнатын мұнай тамшыларының диаметрі 25мкм, ауамен салыстырғандағы газ тығыздығы $\rho' = 0,95$, газ тұтқырлығы 0,000011 Па·с, $z = 0,95$; мұнай тығыздығы 780 кг/м³, ауа тығыздығы (С.Ж.) 1.205 кг/м³.

Берілгені: $D = 0,9 \text{ м}$, $P = 0,1 \text{ МПа}$, $l = 4,5 \text{ м}$, $\rho_n = 780 \text{ кг/м}^3$, $T = 300 \text{ К}$,

$\rho_{\text{ауа}} = 1,205 \text{ кг/м}^3$, $h = 0,45 \text{ м}$, $d_n = 25 \text{ мкм}$, $Z = 0,95$, $\rho' = 0,95$,

$\mu_g = 0,000011 \text{ Па} \cdot \text{с}$;

Табу керек: $V = ?$

1. Стандарттық жағдайдағы газ тығыздығын анықтаймыз:

$$\rho_o = \rho' \cdot \rho_e = 0,95 \cdot 1,205 = 1145 \text{ кг/м}^3$$

2. Жұмыс жағдайындағы газ тығыздығын анықтаймыз:

$$\rho_T = \rho_0 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{1}{z} = 10,6 \text{ кг/м}^3$$

3. Өнімділігін анықтаймыз:

$$V = \frac{101 \cdot \left(\frac{4,5}{0,45}\right) \cdot 0,9^2 \cdot 9,81 \cdot 10^5 \cdot (25 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (780 - 10,6)}{0,00011 \cdot 300 \cdot 0,95} = 121884,5 \text{ м}^3/\text{тәулік}$$

Қарапайым құбырлардың гидравликалық есебі

Құбырлардың гидравликалық есебінің негізгі теңдеулері:

1) Көлемдік шығын үшін:

$$Q = W \cdot S, \text{ м}^3 / \text{с}$$

мұндағы W – ағынның сызықтық жылдамдығы, м/с;

S – құбырдың көлденең қимасының ауданы, м^2 .

2) $S = \pi \cdot d^2 / 4 = 0,785 \cdot d^2$, болғандықтан формуласы дөңгелек қималы құбырлар үшін:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2$$

$$Q = 0,785 \cdot d^2 \cdot W, \text{ м}^3 / \text{с}$$

3) Массалық шығын үшін:

$$G = W \cdot S \cdot \rho, \text{ кг/с}$$

мұндағы ρ – тығыздық, кг/м³.

4) Құбырлар бойымен сұйық қозғалған кездегі арынның үйкеліске жоғалуының екі түрі болады:

$$h_{\pi} = h_{\text{тр}} + h_{\text{м}}$$

мұндағы, $h_{тр}$ – құбырдың ұзындығы бойынша арынның үйкеліске жоғалуына кеткен шығын; h_m – жергілікті кедергілерді жоюға кеткен шығын.

- 5) Кез-келген қалыптасқан ағын режиміндегі дөңгелек қималы құбырлар бойындағы үйкеліске жоғалтуды Дарси-Вейсбах формуласымен анықтаймыз:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g}, \text{ м}$$

- 6) Үйкеліс күшін жоюға кеткен қысым шығыны:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho, \text{ Па}$$

- 7) Көлбеу құбырларда:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho \pm \Delta Z \times \rho \times g, \text{ Па}$$

Мұнда, «+» таңбасы – көтерілім участкелерінің (қырлық жерлердің) жалпы қосындысы ΔZ түскен (ойлы) жерлерден көп болса, ал керісінше болғанда “-” таңбасы қойылады.

Формулалардағы қолданылған белгілер: L – құбырдың ұзындығы, м; d – құбырдың ішкі диаметрі, м; W – ағынның орташа жылдамдығы, м/с; ρ – сұйықтың тығыздығы, кг/м³;

Q – сұйықтың көлемдік шығыны, м³/с; ΔZ – құбырлардың бастапқы және аяқталған жеріндегі геодезиялық белгілердің айырмашылығы, м; g – ауырлық күшінің үдеуі, м/с²; λ – гидравликалық кедергі коэффициенті.

- 8) Гидравликалық кедергі коэффициенті Рейнольдс - Re санына және құбыр бетінің салыстырмалы тегістігіне байланысты:

$$\lambda = \varepsilon(Re, \varepsilon),$$

мұндағы $\varepsilon = \Delta/d$, Δ - абсолютті эквиваленттік тегістік, мм.

$$Re = \frac{W \times d \times \rho}{\mu} = \frac{W \times d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \times d \times \nu}.$$

9) Ламинарлық ағым режимі, $Re < Re_{кр}$ (2300):

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

Турбуленттік режимде кедергіні тегіс, аралас және кедір-бұдырлы үйкелістер аймағы деп үш аймаққа бөледі. Бұл аймақтардағы гидравликалық үйкеліс коэффициентін анықтау жолдарын жоғарыда келтіре кеттік.

Кәсіпшілік манифольттан зауыттық манифольдқа дейінгі төселген жинау коллекторының ұзындығы 3,5 км және оның ішкі диаметрі 0,7м. Жинау коллекторы тегіс көлденең төселген. Айдалатын мұнайдың көлемі 38000 т/тәулік, тығыздығы 795 кг/м³, кинематикалық тұтқырлығы $0,8 \cdot 10^{-4}$ м/с². Ал бірінші сатылы айырғыштың қысымы 0,6МПа. Құбырдағы қажетті бастапқы қысымды анықтау керек.

$$W = \frac{V}{S} = \frac{G}{S \cdot \rho}; \quad S = \frac{\pi D^2}{4};$$

$$W = \frac{4G}{\pi D^2 \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 3800 \cdot 1000}{3,14 \cdot 0,7^2 \cdot 795 \cdot 86400} = 14,18 \text{ м/с}$$

$$Re = W \cdot \frac{d}{\nu} = 14,18 \cdot \frac{0,7}{0,8 \cdot 10^{-4}} = 12407,5 > 2320;$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{12407,5^{0,25}} = 0,029;$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot W^2 \cdot \frac{\rho}{2} = 0,029 \cdot \frac{3500}{0,7} (14,18)^2 \cdot \frac{795}{2} = 12,096 \text{ МПа};$$

$$P_6 = P_c + \Delta P = 0,6 \cdot 10^6 + 12,096 \cdot 10^6 = 12.696 \text{ МПа}.$$

6 ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

6.1 Кен орнын игерудің технико-экономикалық көрсеткіштері

«Теңізшевройл» мұнай-газ өндіру басқармасы 1993 жылы ұйымдастырылып, өндірісті ұйымдастыру және басқару инженер-техникалық жүйесі арқылы өндірістің барлық звенолары арасында сенімді байланысты қарайды, орталық инженер-техникалық қызмет, өндірістік қызмет көрсету базасы және басқару аппаратын қамтиды.

Инженерлі-техникалық қызмет тәуліктік тапсырманың орындалуын бақылап, өндіріс жағдайын күнделікті қорытындылап, график пен жоспардан ауытқу себебін анықтап, ауытқуларды қалпына келтіру бойынша өткізілетін шаралар жоспарын өткізіп, геолого-техникалық өткізілетін шаралар жоспарының орындалуын ұйымдастырады. Сонымен қатар, геологиялық және игеру бөлімін басқару ұңғының технологиялық тәртібін құрайды, кен орынды игеру құбылысын бақылайды, Теңіз кен орнының жасайтын ұңғылар қорын дұрыс пайдалану шараларын жасап шығарады.

6.1.1 Негізгі және қосалқы өндірісті ұйымдастыру

«Теңізшевройл» мұнай-газ өндіру басқармасы өндірістік ұйымдастыру құрылымы күрделі екі бөлікке бөлінген: негізгі және қосалқы өндіріс.

Тікелей өндіру құбылысына қосылатындар:

- 1) Жасанды жер ету әдістемесін және қабат қысымын пайдалану арқылы мұнай мен газды ұңғының түбіне қарай жылжыту.
- 2) Фонтандау негізінде немесе өндірудің әртүрлі әдістерін қолдануымен мұнай мен газды жер бетіне көтеру.
- 3) Мұнайды айыру, мұнайдан газды бөлу, алдын-ала сусыздандыру және одан механикалық қоспаны алып тастау.
- 4) Мұнайлы кешенді дайындау, эмульсияны бұзу, тұзсыздандыру, сусыздандыру және мұнайды тұрақтандыру.

Бригадалар вахталық жүйемен жұмыс жасайды. Жұмыс ұйымдастырылуы: 15 жұмыс күні 15 демалыс күнімен кезектеседі, бригада жұмысының графигі 12 сағаттық.

Қосалқы қызмет көрсету цехтары негізгі өндіріске әр түрлі қызмет көрсетеді, келесі бағыттарда:

- 1) Негізгі қызмет көрсету цехтары негізгі өндіріске әр түрлі энергиямен, сумен, жылумен қамтиды.
- 2) Жабдықтарды жөндеу және жабдықтарды жұмысқа жарамды жағдайда ұстайды.

3) Негізгі өндірісті жабдықтардың керекті қосалқы бөлшектермен қамтамасыз ету.

Жабдықтар прокаты нормасын қамту. Өндірістің ритімдігі және оның үзіліссіздігі қосалқы шаруашылықтың жоғарғы дәрежесіне тәуелді.

Қосалқы өндіріске жататындар өндірістік қызмет көрсету базасы, электр жабдықтарын өндірістік жөндеу цехы, ұңғыны күрделі және жер асты жөндеу цехы, спорттық сауықтыру қызметі, қоймалық шаруашылық.

Өндірістік қызмет көрсету базасы прокатты-жөндеу цехының жұмысын жабдықтарды пайдалануын, прокатты-жөндеу цехы электр жабдықтарын және прокатқа басқарма баланысындағы саналатын және техникалық жабдықтар базасына бекітілгендерді беріп, барлық объектілерде негізгі өндірістік үздіксіз жұмыспен қамтамасыз етіп және жұмыс қабілетті жағдайда ұстайды.

Теңіз кен орнының экономикалық көрсеткіштерін анықтауда кен орынның технологиялық көрсеткіштерін, финанс жағының көрсеткіштерін, капитал салымдарын, эксплуатациялық шығын және салық системасының көрсеткіштері мен мәліметтеріне сүйене отырып қолданылды.

Табыс сипаттамасы:

ТШО табыстарының және активтерінің негізінде технологиялық процестер мен мұнай, газ, күкірт өнімдерінің экспорты бар.

Қаржы көрсеткіштері:

Мұнай және газ өнімдерінің ұзақ уақытты бағалары мен транспорттық құны қарастырылады.

Қорытынды

Жоғарыдағы қарастырылып отырған жұмыста Теңіз кен орнындағы ұңғы өнімін жинау мен дайындау жүйесі толық қарастырылған. Жұмыс жинау мен дайындау жүйесін талдауда негізінен үш бөлікке негізделген.

Біріншісі, кәсіпшіліктегі өнімді жинау технологиясын толық сипаттайды. Айта кететін болсақ, қазіргі таңда кәсіпшілікте 16-ға жуық топтық өлшеу қондырғылары бар. Ұңғыдан шыққан өнім шығару тізбектері бойынша манифольдқа жеткізіледі, ол өз кезегінше 10-ға жуық шығару тізбектерінен өнімді қабылдап, оны топтық өлшеу қондырғысына жібереді. Топтық өлшеу қондырғысында өлшеуден өткен өнім әрі қарай мұнай құбырларымен Орталық манифольдқа жеткізіліп, одан магистральды құбырлар арқылы ЕБЗ келеді, ал басқа мұнай құбыры арқылы ескі зауыттарға өңделуге басты манифольд арқылы жетеді.

Екіншісі, зауыттарда мұнайды, газды, суды және күкіртті дайындаудың технологиялық процесстері қарастырылған. Мұнда келген өнім алғашында зауытқа кірер алдындағы слаг-кэтчерлерден өтеді, яғни мұнда құбыр қысымы тураланып, өнім құрамындағы шламдар ұсталады. Кейін өнім Қ-200 қондырғысынан өтеді, мұнда үш түрлі мұнай айырғыштардан өтіп, суды, газды және мұнайды одан әрі тазарту үшін әр түрлі қондырғыларға жібереді. Барлық өңдеу процестерінен өткен соң тұрақтандырылған мұнай КҚК құбырымен тасымалданады, ал шыққан тауарлы құрғақ газ (еуропалық стандарттарға сәйкес келетін пропан мен бутан) Теңіз-Құлсары газ құбырымен әкетіледі, ал түзілген күкірт күкіртті карталарда қорланып, кейін сатылымға жіберіледі.

Үшіншісі, топтық өлшеу қондырғыларында қолданылатын Shlumberger компаниясының көпфазалы шығын өлшеуіші, ол топтық өлшеу қондырғыларындағы өлшеуге керекті айырғыштарды толық алмастырды десек болады. Ол өнім құрамындағы мұнайдың, газдың және судың үлестерін аса үлкен дәлдікпен анықтап береді. Бұл құрылғы гамма-сәулеленудің энергетикалық деңгейде әр түрлі фазаға әр түрлі мән беретіне негізделген.

Сонымен қатар, бұл жобада өндірістің қоршаған ортаға әсер ету көрсеткіштері көрсетілген, әсіресе, күкірттің әсері қарастырылған.

Экономикалық бөлімінде Теңіз кен орнының экономикалық көрсеткіштері беріліп, ұңғы өнімін дайындау мен жинау жұмыстарына арнайы экономикалық есептеулер жүргізілген.

Қорытындылай келгенде, Теңіз кен орнының ұңғы өнімін жинау мен дайындау жүйесі жыл қосқан сайын белгілі бір өзгерістерімен ерекшеленеді, бұның барлығы өндіріске жаңа технологиялардың ендіруімен және өндірістің ұлғаюымен түсіндіріледі. Ал өндіріс көлемінің ұлғаюы жаңа нысандардың, оның ішінде ұңғы өнімін дайындау мен жинаудың жаңа технологиялық жүйелерінің қалыптасуына әкеледі.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Тенгиз. Отчёт Д. ОК 24921, ОАО Гипровостокнефть. Руководители: Пономарёв А.Г., Немков А.С., Ковалёва Г.А., Самара, 2005 , 347с.
2. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз. Отчёт 27521, ТОО Каспиан Энерджи Ресердч. Руководитель Шаукенова Д.Е., Атырау, 2007, 269 с.
3. Технологическая схема разработки и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти месторождения Тенгиз Каз. ССР. Отчёт 86.2529, Гипровостокнефть. Руководители: Сазонов Б.Ф., Колганов В.И., Пономарёв А.Г., Житомирский В.М., Куйбышев, 1986, 217 с.
4. Проект опытно-промышленной разработки месторождения Тенгиз. Отчёт СП 6/97, НИПИМунайгаз. Руководитель КушEROва Л.Е., Актау, 1999, 187 с.
5. Подсчёт запасов нефти, растворённого газа попутных компонентов месторождения Тенгиз. Отчёт ТШО, Каспиймунайгаз, КазНИГРИ. Атырау, 2002
6. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан, утв. пост. Правительства РК от 18.06.1996 г. №745
7. Программа работ на месторождении Тенгиз, скорректированная с учётом оценки и подготовки запасов нефти в девонских отложениях объект для представления в ГКЗ РК «Девонская программа», ТОО ТенгизШеврОйл, Атырау, 2008, 18 с.
8. Реконструкция системы сбора продукции скважин I очереди опытно-промышленной эксплуатации Тенгизского нефтяного месторождения. Проект-комплекс Д-8361. Генеральный ГИП Куропаткин А.Н. Гипровостокнефть, Самара, 1992 г.
9. ДжиЕмбаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях / Учебное пособие для ВУЗов. Алматы: ЗАО ДЭуір, 2005.
10. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по подготовке нефти, газа и воды на промыслах. –М.: Недра, 1983.
11. ДжиЕмбаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции. Методические указания по решению задач. Алматы: КазНТУ, 1996.
12. Абишев С.К. Расчет элементов системы сбора. Методические указания. Алма-Ата: КазПТИ, 1983.
13. СерЕда Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.И. Спутник нефтяника и газовика. –М.: Недра, 1989.

