



Институт Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі
(институт атауы)
Кафедра Мұнай инженериясы
(кафедра атауы)

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
Кафедра меңгерушісі
Мұнай инженерия
(кафедра атауы)

(ғылыми дәрежесі, атауы)

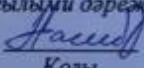
Қолы Аты жөні
“ 16 ” 01 2019 ж.
Сыздықов М. К.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: “Қаражанбас кен орнының тұтқырлығы жоғары мұнай қабаттарын игеру технологиясының тиімділігін бағалау”
(дипломдық жұмыстың тақырыбы)

Мамандығы 5В070800 - Мұнай-газ ісі
(Мамандық шифрі және атауы)

Орындағандар
Жаксыгереева Айгерім Абатқызы
(Білім алушының аты жөні)

Ғылыми жетекші
MSc, ғылым магистрі
(ғылыми дәрежесі, атауы)

Қолы Аты жөні
Насибуллин Б. М.



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)

(Әкелімі дәрежесі, атауы)

Сыздықов М. К.

Қолы

Аты жөні

“ 18 ”

01 2018 ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы Жақсыгереева Айгерім Абатқызы
(білім алушының аты жөні)

Тақырыбы: Қаражанбас кен орнының тұтқырлығы жоғары мұнай қабаттарын игеру технологиясының тиімділігін бағалау
(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) енбекті 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:

14

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	жсоқ
Техника-технологиялық бөлім	16.04.19-19.04.19	жсоқ
Арнайы бөлім	23.04.19-26.04.19	— и —
Экономикалық бөлім	23.04.19-26.04.19	— и —
Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы	26.04.19-30.04.19	— и —
Қоршаған ортаны қорғау және экология	26.04.19-30.04.19	— и —

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	Насибуллин
Техника-технологиялық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	13.05.19ж	Насибуллин
Арнайы бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Экономикалық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Қоршаған ортаны қорғау және экология	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Норма бақылау	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин

Ғылыми жетекші

Қолы

Насибуллин Б. М.

Аты жөні

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Қолы

Жақсыгереева А.А.

Күні

"16" мамыр 2019ж.

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмысты орындаған:
Жақсыгереева Айгерім

5B070800 – Мұнай-газ ісі

Тақырыбы: «Қаражанбас кен орнының тұтқырлығы жоғары мұнай қабаттарын игеру технологиясының тиімділігін бағалау» 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.

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

Жобаның арнай бөлімінде, Қаражанбас кен орнының ағымдағы игеру жағдайына талдау жасай отырып, өнімді қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында қолданылатын дәстүрлі және заманауи технологияларға сараптама жасап, олардың тиімділігі қарастырылған және экономикалық бөлімде күрделі қаржылар, пайдалану шығындары және табысты болжай отырып техникалық-экономикалық көрсеткіштері арқылы экономикалық тиімділігі бағаланған.

Дипломдық жұмысын орындау барысында дипломант 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 орындаушы 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, дипломшы инженер біліктілігі бар Мұнай-газ ісі бакалаврының академиялық дәрежесіне лайықты деп есептеймін.

МИ кафедрасының лекторы,
MSc (ғылым магистрі), ҚазҰТЗУ

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

Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Қаражанбас көн орнының тұтқырлығы жоғары мұнай қабақтарын игеру технологиясының тиімділігі
Автор:	Жақсыгереева Айгерім
Координатор:	Насибуллин
Дата отчета:	2019-05-10 07:54:21
Коэффициент подобия № 1:	0,4%
Коэффициент подобия № 2:	0,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	8 247
Число знаков:	61 370
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	57

! 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 45

- >>** Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные
- >>** Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks **1**
- >>** Документы,содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных
- >>** Документы,содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных
- >>** Документы,содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Детали отчета подобия

Фрагменты, найденные в документах базы данных отмечены красным цветом.

КІРІСПЕ

Соңғы 20-30 жылда мұнай қорларының көлемінің төмендеуінің тұрақты үрдісі байқалуда, ал жаңа кен орындар шеткі солтүстік аймақта және Арктикалық қайраңда ашылды. Бұл кен орындармен жұмыс жасау қиын болғандықтан, оператор компаниялар ауыр мұнай мен табиғи битумдарға бет бұра бастады, өйткені олардың қоры аз және орташа тұтқырлы мұнай көлемінен бес есе асып түседі [1].

Әлем бойынша ауыр және аса ауыр мұнайдың, битумдардың болуы - игерудің жылулық әдістерін жетілдіру қажеттілігіне әкеліп отыр. Сонымен қатар, игерудің біріншілік әдісін қолдану өте аз мұнай бергіштік коэффициентімен (МБК) байланысты [2].

Әр түрлі бағалаулар бойынша жоғары тұтқырлы мұнай қорлары 790 млрд.тоннадан 1 трлн. тоннаға дейін қамтиды екен, ал бұл болса шамамен 162 млрд. тоннаны құрайтын аз және орташа тұтқырлы мұнайдан 5-6 есе көп болып отыр[3]. Ал ғалымдардың зерттеулеріне сүйенер болсақ, жеңіл мұнай қоры осы ғасырдың бірінші жартысында аяқталады. Ал ОПЕК-ке кірмейтін елдерде бұл 20-25 жыл төңірегінде аяқталады деген болжам бар екен[3].

Айта кететін болсақ, ауыр мұнай өнеркәсіп дамыған елдерде игеретін резерв ретінде емес, керісінше келер жылдарда басты игерілетін база ретінде қарастырылып отыр[4]. Алайда оларды қолдану арнайы қымбат технологияларды пайдалануды талап етеді, себебі олар қайта өңдеуде күрделі, тұтқырлығы жоғары болғандықтан оларды айдау қиын, ұңғымада жылжуы, сондықтан үлкен дебиттерде алу қиын.

Зерттеу жұмысының тақырыбы «Қаражанбас кен орнының тұтқырлығы жоғары мұнай қабаттарын игеру технологиясының тиімділігін бағалау».

Зерттеу жұмысында Қаражанбас кен орнындағы тұтқырлығы жоғары мұнай, оларды игеру технологиялары, салыстырмалы түрде тиімділігін талдау жүргізіледі. Сонымен қатар, келешекте қандай тәсілмен жұмыс жасау экономикалық, экологиялық және технологиялық жағынан тиімді болатындығына баға беріледі.

1 Геологиялық бөлім

1.1 Кен орын туралы жалпы мәліметтер

Қаражанбас кен орны ҚР Маңғыстау облысы аймағындағы Бозашы түбегінің солтүстік-батыс бөлігінде орналасқан. Кен орынның солтүстік-шығыс аумағына қарай 20-55 километр қашықтықта жұмыс істеп тұрған Солтүстік Бозашы, Қаламқас және Арман мұнай кәсіпшілігі жұмыс істеуде. Қаражанбас кәсіпшілігі арқылы Қаламқас-Арман-Қаражанбас-Жетібай-Өзен-Атырау-Самара мұнай құбыры, сондай-ақ Қаражанбас, Қаламқас, Солтүстік Бозашы және Арман мұнай кәсіпшіліктерін электр энергиясымен қамтамасыз ететін жоғары вольтты электр желісі өтеді [5].

1.2 Кен орынның геологиялық құрылымы

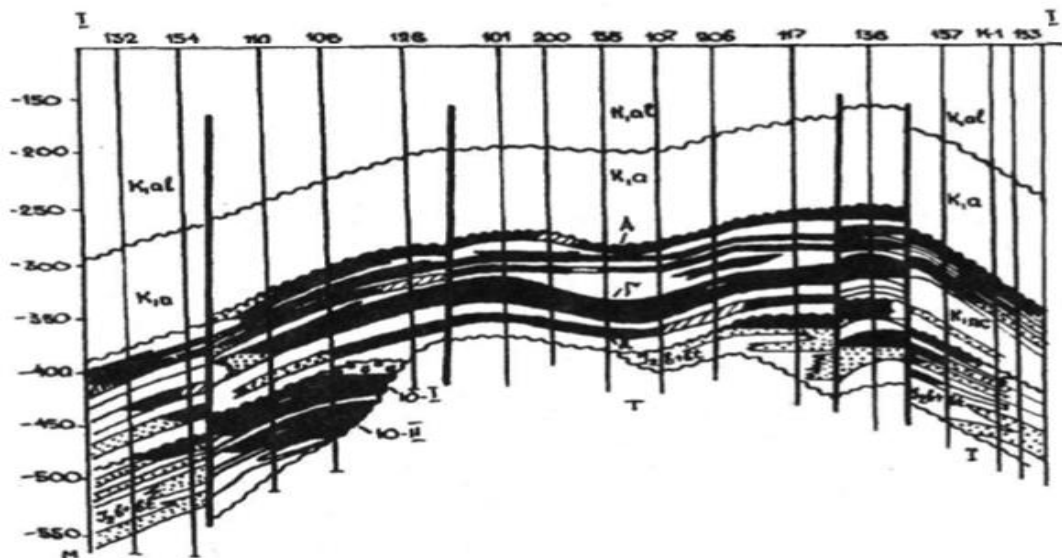
1.2.1. Стратиграфиясы

Қаражанбас кен орны көп қабатты. Өнімді қабаттар төменгі бордың 6 қабатында және жоғарғы юраның екі қимасында табылған. Яғни кен орын аумағында қалыңдығы 3750 м болатын триас, юра және бор горизонттарының өнімді шөгінділерін қамтитын қималар ашылды. 1.1-суретте I-I сызығы бойынша геологиялық қима бейнеленген.

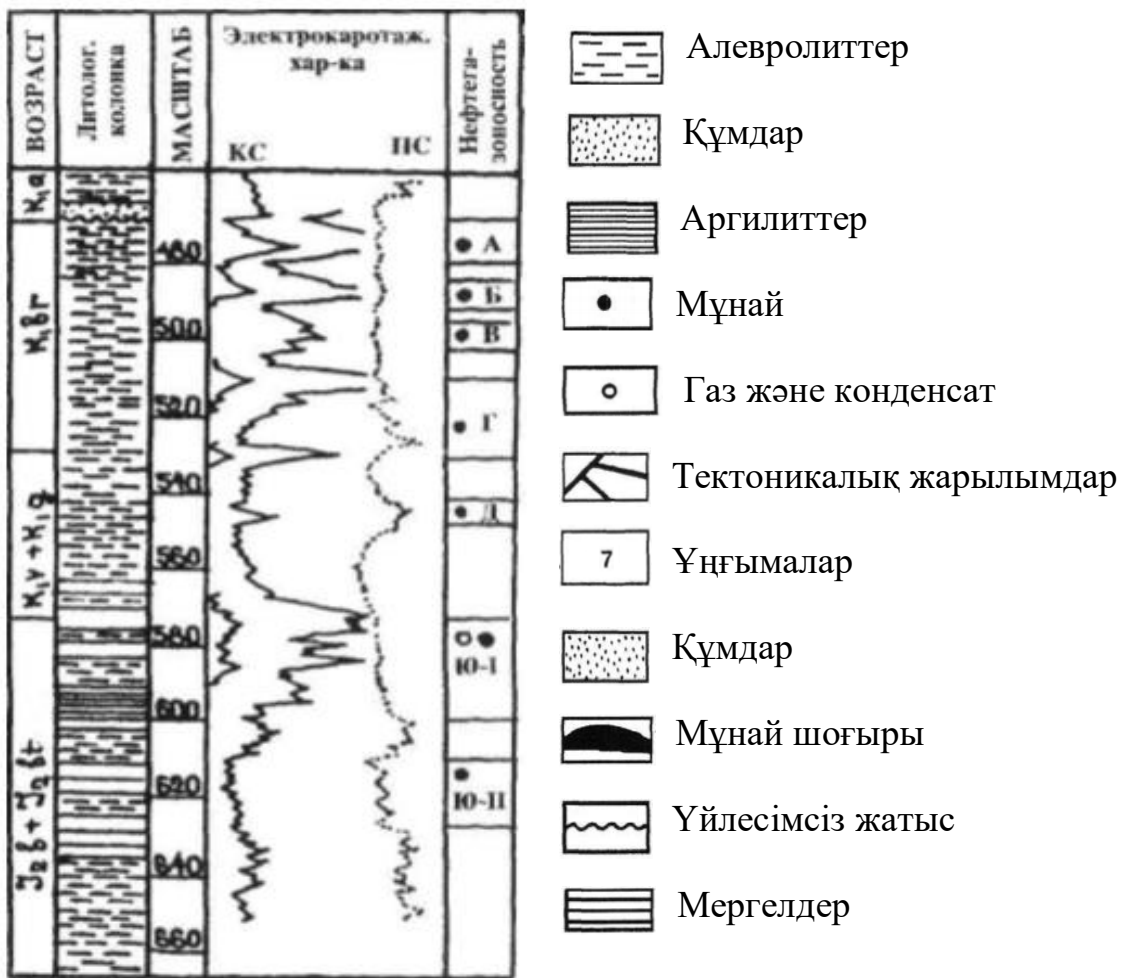
Триас қабаты шөгінділері (T_1) 315-353 м тереңдікте табылған. Триас шөгінділері тек төменгі бөліммен сипатталады, оның құрамында инд және оленек ярустары бар. *Инд ярусы* тек бір ғана қалыңдығы 1000 м барлау ұңғымасында Г-2 ашылған және қою сұр полимикті құмтастар мен қою қоңыр аргиллиттер және қою сұрдан қара алевролиттерге дейінгі аралықта құмтастардың қабаттасуымен сипатталады. Табандық аймақта саз қалдықтарымен байланысқан ұсақгалечты конгломераттар мен ангидритті цементтер бар. Ал *оленек ярусы* юра-борлы өнімді қабат, қою-сұр аргиллит, мергель және сазды әктасдың болуымен сипатталады.

Юра қабаттары ($Ю_1$ және $Ю_2$) толықтай ашылған. Олар шайылған триас шөгінділері бетінде жайылған. Кен орында тек екі бөлім ғана бар: бат және байосс ярустарымен сипатталған төменгі және ортанғы бөлімдер. Олар сұрғыш түсті сұр сазбен, құрамына көмір мен пирит дәндері қосылған тығыз карбонат, ала-сұр ұсақ түйірлі кварцты сазды құм қабаттарынан тұрады. Жалпы айтқанда, ортаңғы юра таралым аумағы кең және үлкен қалыңдықты болып келеді (211 м дейін, 113-ұңғыма).

Литологиялық тұрғыда юра шөгінділері саздардың, алевролиттер мен құмтастардың қабаттасуынан тұрады. Өндірістік мұнайбергiштік юрада $Ю-1$ және $Ю-2$ горизонттарында қалыптасқан.



1.1 Сурет – I-I сызық бойынша геологиялық кима [5]



1.2 Сурет – Шөгінділердің өнімді қабатының қимасы [5]

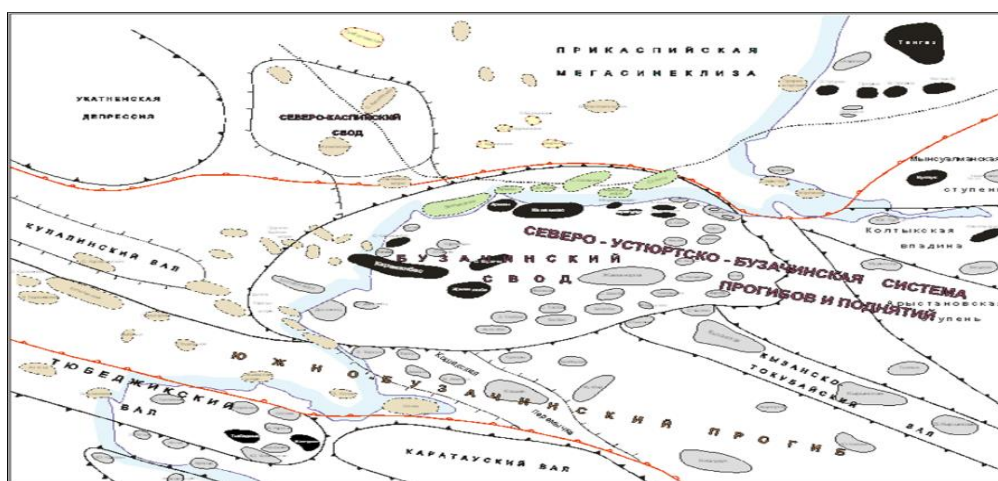
Бор бөлімі (K₁) берриас-валанжин, апт және альб төменгі бөлімімен айқындалады. Бор жасындағы тау жыныстар юра және триас шөгінділерінің

бетінде жатады. Өндірістік мұнайбергiштік неокомда- А, Б, В, Г, Д қабаттарында қалыптасқан (1.2-сурет).

Неоком шөгінділері бірқатар таужыныстарға ие, оның ішінде саздың біртекті емес орналасуы, алевролиттер(алевриттер) және құмтастар(құмдар). Литологиялық түрде олар ұсақ түйіршікті, төмен цементтелген, сұр, жасыл-сұр және кірпіш-қызыл, тығыздалған, қабықсыз, жоғарғы бөлігінде карбонатты, алевритті, слюдалы, сұр-қоңыр, ұсақ түйіршікті, сазды құмдармен; алевролиттермен әлсіз цементтелген; жасыл-сұр микро күкіртті әктастар сирек сынықтарымен; жасыл-сұр микро күкіртті әктастар сынықтарымен; көмірленген өсімдік қалдықтарынан тұрады. Стратиграфиялық үйлесімсіздікке ие апт ярусы кугусем свитасын жабады. Қабаттың негізінде қалыңдығы 20 м дейінгі базальды құм-алевролитті горизонт, ірі түйіршікті сұр алевролитпен және ұсақ түйіршікті құмды алевритпен, құрамында қиыршық гравийлі-галакты материал аз ғана бар. Альбо қабаты аздап шайылып, апта шөгінділерінде жатыр. Қимада аммониттер кездеседі. Апт және альбалық жауын-шашын таяз су бассейнінде теңіз трансгрессиясы кезінде қалыптасты. Бор шөгінділерінің қалыңдығы 321 м-ден 590 м-ге дейінгі тереңдікте жатыр. Юралық және борлы шөгінділерде анықталған барлық өнімді қабаттар мен горизонттар жылу әсерінің объектілері болып табылады[6].

1.2.2. Тектоника

Тектоникалық тұрғыдан Қаражанбас құрылымы Бозашы күмбезінің, Солтүстік-Үстірт-Бозашы иілу және көтеру жүйесінің шегінде орналасқан және субшироттық простирленудің брахиантиклиналдық қатпарларында ұштастырылған (1.3-сурет). Қаражанбас құрылымының ауданы жоғары тектоникалық белсенділікпен юраға дейінгі және юра-бор шөгінділерінің аумағында сипатталады. Тұйықталған изогипстің контурындағы минус 440 м құрылымның өлшемі 110 метр көтеру амплитудасында 24,6*4,6 км-ді құрайды.



1.3 Сурет – Тектоникалық сызба [6]

1.3 Мұнайгаздылығы

Барлық өнімді қабаттар аз цементтелген және кеуектілік дәрежесі 20-40%. Керн бойынша өткізгіштігі $30 \cdot 10^{-15}$ –нан $3500 \cdot 10^{-15}$ м² аралығында ауытқиды. Горизонттар бойынша бастапқы қабат қысымы 2,1-5,5 МПа аралығында ауытқиды [7]. Ал коллектордың жалпы қалыңдығы 1,5-26,1 м, эффективті қалыңдық- 4-18,6 м, мұнайға қаныққан- 2-14,6 м аралығында ауытқиды. Мұнайға қанығу коэффициенті 0,63-0,75 [8].

Кен орын пайдалану барысында барлық өнімді шоғырлар игерудің үш объектісіне бөлінген:

I объект – А₁, А₂, Б және В шығырлары (төменгі бор);

II объект –Г, Д₁, Д₂ шоғырлары (төменгі бор);

III объект –Ю-I, Ю-II горизонттары (орта юра).

1.1-кестеден көріп тұрғанымыздай, кеуектіліктің айтарлықтай айырмашылығы I және II объектілерде, яғни I объектіте керн бойынша өткізгіштік ГИС-пен салыстырғанда екі есе аз (0.21 и 0.445), ал III объект бойынша керісінше (0.436 және 0.175) [7].

1.1 Кесте - Объектілердің геология - физикалық сипаттамасы

Параметрлер	Объектілер		
	I	II	III
Жату тереңдігі, м	258	290	375
Шоғыр түрі	Қабаттық жиынтық тектоникалық экрандалған	Тектоникалық және литологиялық экрандалған қабат	Қабаттық жиынтық тектоникалық және стратиграфиялық экрандалған
Коллектор түрі	Кеуекті	Кеуекті	Кеуекті
Мұнай сыйымдылығы ауданы, мың м ²	74521	36030	20376
Орташа жалпы қалыңдығы, м	29.7	27.4	35.8
Орташа мұнай қаныққан қалыңдық, м	9.3	14,6	19,2
Орташа кеуектілік, бірлік үлес	0.28	0.3	0.29
ГИС бойынша орташа өткізгіштігі, мкм ² .	0.445	0.472	0.175
Керн бойынша орташа өткізгіштігі, мкм ² .	0.21	0.428	0.436
Мұнайға қанығу коэффициенті, бірлік үлес	0.717	0.74	0.687
Құмдылық коэффициенті, бірлік үлес	0.34	0.59	0.62

1.4 Қабат мұнайының қасиеттері

Мұнай ауыр, смолалы, күкіртті, аз парафинді, жеңіл фракциялардың аз шығымымен (жеңіл фракциялар 350°С шығымы 27%), газға әлсіз қанығуымен сипатталады.

Юра (№ 108 ұңғыманың 362-376 м интервалында) және неоком (№ 101 ұңғыманың 251-258 м интервалы) дәуіріндегі горизонттардағы мұнайдың

физика-химиялық көрсеткіштері: ρ^{20}_4 0,9431 және 0,9395; орташа молекулалық масса 309-409; кинематикалық тұтқырлық 20°C кезінде- 539 және 920 мм²/с, ал 50 °С кезінде- 117 және 150 мм²/с; қату температурасы -17 және -26 °С; парафин мөлшері 1,40 және 1,49 %, балқу температурасы 42 және 59 °С аралығында ауытқиды. Дистиллятты бөліктің аздығына қарамастан, мұнай жәй қататын болып келеді(-17°C). Мұның себебі ретінде асфальтенді-шайырлы заттардың аз мөлшері болуымен(1,4 %) түсіндіріледі.

Мұнайдың элементтік құрамы (№ 108 ұнғыма) мынадай: С- 84,09%, Н- 12,5%, N-2,14%, О-0,88%, S-0,39% [8]. Сонымен қатар, Қаражанбас мұнайы квалификация бойынша жол өндірісіне қолайлы ең жақсы сапалы мұнай ретінде қарастырылады, себебі көмірсутектік құрамы бойынша А+С-2,5 П=8,0 теңдеуіне сәйкес келеді. Мұндағы А-асфальтендер, С-смола, П-парафиндер [8].

Мұнайды өңдеу кезінде оның құрамында тек күкірт пен азотты қосылыстардың болуын ғана емес, сонымен қатар ванадий мен никель қоспаларының барын білу маңызды. Бұл металдардың болуы мұнай өнімдерінің жануы кезінде жеңіл жанғыш шлактардың түзілуіне әкеледі. Ванадий мен никель крекинг катализаторларының селективтілігі мен белсенділігіне теріс әсер ете отырып, құрал-жабдықтардың коррозиясын шақырады [8]. Норс Каспиан Ойл Девелопмент компаниясының жасаған сараптама нәтижелеріне сүйенер болсақ, ванадий бес оксидінің концентрациясы 1 тонна мұнай үшін 295-тен 365 грамм шамасында болып отыр [9].

1.2-кестеде ҚР Ядролық Физика Институты және атом-эмульсиялы спектрометрия әдісі арқылы Қаражанбас мұнайының микроэлементтік құрамы көрсетілген [8].

1.2 Кесте- Қаражанбас мұнайының микроэлементтік құрамы

Элемент	№206		№106		Элемент	№206		№106	
	ҰНҒ.	(289-305 м)	ҰНҒ.	(378-400 м)		ҰНҒ.	(289-305 м)	ҰНҒ.	(378-400 м)
Be		0,24		0,17	As		4,54		4,50
Al		2,50		8,30	Sr		0,18		0,27
V		142,00		145,00	Mo		0,33		0,27
Cr		0,47		0,60	Cd		0,03		0,03
Fe		4,60		7,80	Sn		0,50		0,50
Ni		39,40		37,00	Sb		0,27		0,29
Cu		0,48		0,17	Ba		0,37		0,92
In		2,57		0,33	Te		0,50		0,50

Сонымен қатар, Қаражанбас кен орны мұнайының метанның жоғары мөлшері (шамамен 90% мол.) және оның аз мөлшердегі гомологтарының болуын айтуға болады[9].

Қаражанбас кен орнының неокомдық және юра өнімді қабаттарының құрамы мен қасиеттері барлау және игеру кезеңінде 40-тан астам ұнғымалардан

алынған терең үлгілерді зерттеу нәтижелерінен алынған. Зерттеу нәтижелерінің қорытындысын ұсынатын болсақ, кен орын бойынша мәндер:

- қабат қысымы 2,74 - 3,67 МПа;
- температура 20,85-30,2 °С;
- қанығу қысымы 0,3-1,75 МПа;
- газ мөлшері 1,28-6,12 м³/т;
- көлемдік коэффициент 1,01-1,03 бірлік көлем
- қабаттық жағдайдағы мұнай тығыздығы 0,913-0,940 г/см³;
- 20 °С кезіндегі мұнай тығыздығы 0,928-0,949 г/см³;
- ерігіштік коэффициенті 2,37-3,95 м³/м³*МПа;
- қабат мұнайының тұтқырлығы 369-1040 мПа*с [8].

1.5 Мұнай және газ қоры

Жалпы, кен орын бойынша мұнай мен мұнайдағы еріген газдың геологиялық қоры өнеркәсіптік санаттар бойынша 301154 мың тоннаны және 2440 миллион текше метрді құрады. Оның ішінде В санаты бойынша—257902 мың т және 2080 млн.м³ (84%), С1 санаты бойынша— 43251 мың т және 360 млн. м³ (14,4%) тиісінше. Газ шапкасындағы газ қоры 2,2 млн. м³ құрады. Бор шөгінділеріне жататын шоғырлар үшін В+С1 санаты бойынша мұнай қоры 253 919 мың тонна (84,3%) құрады, юра шөгінділерінің үлесіне 15,7% тиесілі.

2013 жылы 154 ұңғыма бұрғыланды.1.3-кестеде I және V блоктардағы шоғырлар бойынша мұнайға қаныққан көлемдерді салыстыру келтірілген.

1.3 Кесте- I және V блоктардың шоғырларының мұнай сыйымдылығы көлемін салыстыру

Горизонт	Блок	Мұнайға қаныққан аудан, мың м ²		Мұнайға қаныққан орташа қалыңдық, м		Мұнайға қаныққан тау жыныс көлемі, м ³	
		2007 ж	2013 ж	2007 ж	2013 ж	2007 ж	2013 ж
А1		4370	4370	5,0	4,9	21838	21413
			0,0		-2		-2
Г		4556	4556	5,6	5,4	25512	25058
					-3,6		-3,6
А1	ШЫҒ	33950	33950	2,9	2,6	96830	101850
			0,0		-10,3		-10,3
Д2	ШЫҒ	5155	5155	12,2	12,0	62666	61860
			0,0		-1,6		-1,6

Кестеден көрініп тұрғандай, А1 және Г қабаттарындағы V блок бойынша қабылданған қалыңдық шамаларының (2 және 3,6% -ға) азаюы орын алды. I блокта орташа өлшенген мұнайға қаныққан қалыңдықтар тиісінше А1 және Д2 қабаттарында 10,3% және 1,6% - ға азайды [6].

2 Технологиялық бөлім

2.1 Кен орынды жобалау және игеру тарихы

Қаражанбас кен орны игеруге 1980 жылы жіберілген. Ең алғаш К-12 ұңғымасы ашылған. Игеру мұнай бергіштікті арттырудың жылулық әдістерін қолдану арқылы жүргізілген және жоғары тұтқырлы мұнайдың жатыс тереңдігі 250-500 метр болды [8]. Осы уақытта кен орында әр түрлі мақсаттағы 597 ұңғыма бұрғыланды, эксплуатацияға өнімділігі 60 т/сағ және қысымы 6 МПа болатын екі бу генераторы, Каспий теңізінің суын тұщыландыру мақсатында 9 қондырғы орнатылған [10].

1982 жылы тәжірибелік аумақта термиялық әдістерді қолдана отырып игердің технологиялық схемасы жасалды. 6 ай бойы 26 өндіруші ұңғыма табиғи режимде эксплуатацияланды. Бірінші 26 ұңғыманың дебиті (тұрақты қор) 2 есе төмендеген және олардың фонтандық игерілуі тоқтаған кезде, 100 x100 м ұңғыма торының тығыздығы бар учаскеде жылу тасымалдағышты айдау 1982 жылдың желтоқсанында басталды. Кен орында екі тәжірибелік аумақ құрылды: біреуі ылғалды қабатішілік жану әдісін қолдану (ЫҚЖ), екіншісі – бу жылылық әсерді қолдану (БЖӘ) [10].

Қаражанбас кен орнындағы ЫҚЖ және БЖӘ технологиясынан басқа әсер етудің басқа да технологиялары жобаланды: қабатішілік құрғақ жану, көбік процесін реттеумен құрғақ және ылғалды жану, мұнайды полимер ерітіндісімен және бумен ығыстыру, мұнайды сумен ығыстыру.

1996 жылы ЫҚЖ қолдануды тоқтату туралы шешім қабылданды және тиісінше, 1996 жылдан бастап ауа айдауды тоқтатты. Қазіргі уақытта кен орындарында бу және су айдау технологиясы жүзеге асырылуда [11].

2.2 Ұңғымалар қорының жағдайы

01.01.2014 жыл бойынша Қаражанбас кен орнында барлығы 3421 ұңғыма бұрғыланды, оның ішінде: 2550 (74,5%) – өндіруші, 713 (20,8%) – айдау, 23 (0,7%) – бақылау, 53 (1,5%) – жұтатын, 82 (2,4%) – жойылғандар. 2.1-кестеде ұңғымалар қорының сипаттамасы келтірілген [9].

2.1-суретте ұңғымалардың орналасу схемасы көрсетілген. Өндіруші ұңғымалардың істен шығуының негізгі себебі мұнайдың жоғары сулану деңгейі және ұңғы оқпанындағы сұйықтық деңгейінің төмен болуы, ал айдау ұңғымаларында-технологиялық себептер мен эксплуатациялық құбырдың герметикалылығы себепші болып отыр [10].

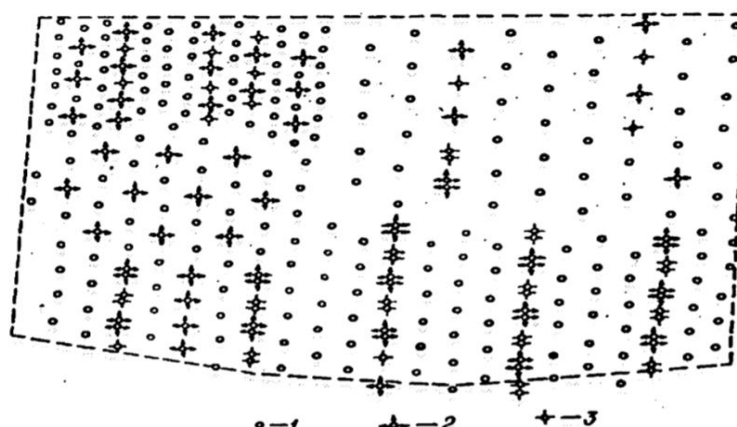
371 жұмыс істеп тұрған су айдау ұңғымаларының ішінде: 344 ұңғыма арқылы орталық аймаққа ыстық су айдалған, 7-еуі арқылы шығысқа және 5-еуі арқылы батысқа. Бұнымен қоса, 207 айдау ұңғымалары арқылы шығыс және солтүстік аймақтарда бу айдалған. Бұл уақытта бір бу айдаушы ұңғыма(3182)

жұмыс істемей тұрған, 1 ұңғыма (2863) 2013 жылы жабылды. Осылайша, шығыс және солтүстік аймақтарда буды 205 ұңғыма арқылы айдаған.

2.2-кестеден көріп тұрғанымыздай, игерудің I объектісі (90%) 5 т/тәул дейінгі шығыммен ұңғылардың басым бөлігі жұмыс істеді, соның ішінде 67 %-тәулігіне 2 т мұнай беріп тұрды. Ұңғымалардың жартысы (47%) 10-50 т/тәул көрсеткішпен сұйықтық өндірген. Сұйықтық дебиті 50 т/тәул болған жағдайда ұңғылардың 6% жұмыс атқарған. I объектегі аз дебитті ұңғылар(сұйықтық дебиті 5 т/сут аз) – 33%, ондағы 20%-ы сұйықтықтың орташа дебиті 2 т/тәул-ке дейін болып отыр.

2.1 Кесте- 01.01.2014 ж. жағдай бойынша ұңғымалар қоры

Атауы	Категория	Ұңғ. саны	Атауы	Категория	Ұңғ. саны	
Өндіру ұңғылары	барлығы	2550	Арнайы	бақылау	23	
	істеп тұрған	2420		жұту	53	
	фонтанды	1	Консервацияда	барлығы	0	
	ҰШСҚ	925				
	ВШСҚ	1494				
	Істен шық. фонтанды	ҰШСҚ	126	Жойылған		82
		ВШСҚ	14			
		ҰШСҚ	41			
		ВШСҚ	71			
Айдау ұңғылары	игерілуде	4	Барлығы		3421	
	барлығы	713	Айдау ұңғылары			
	істеп тұрған	600				
	істен шық.	100				
игерілуде	13					



2.1 Сурет - Қаражанбас кен орнының тәжірибелік-өнеркәсіптікучаскесінде ұңғымалардың орналасу схемасы:

1 –өндіру ұңғымасы; 2 –айдау ұңғымасы; 3 – уақытша игеруші ұңғымалар [28]

2.2 Кесте – 01.01.2014 ж. I объектіден өндірілетін мұнай және сұйық дебиті бойынша ұңғылардың бөлінуі

Көрсеткіштер	Дебиттер диапазоны, т/тәул						Барлығы
	<2	2-5	5-10	10-20	20-50	>50	
мұнай шығымы бойынша							
Ұңғылар саны	62	21	81	14	0	0	941
%	67	23	9	1.	1		100
сұйық шығымы бойынша							
Ұңғылар саны	19	12	12	19	25	60	941
%	20	13	13	20	27	6	100

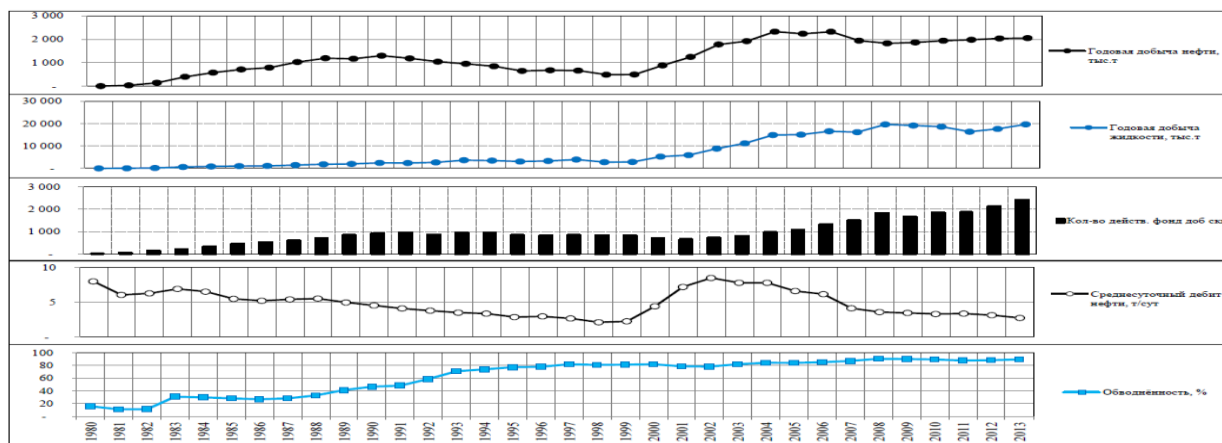
2.3 Кесте - 01.01.2014 ж. I объект бойынша өндіруші ұңғылар мұнайының сулану деңгейі

Көрсеткіштер	Сулану диапазоны, %					Барлығы
	<2	2-20	20-50	50-90	>90	
Ұңғылар саны	25	12	11	29	378	941
%	2,	13	12	31	40,	100

2.3 – кестеде 2014 жыл мәліметтері бойынша Қаражанбас кен орнында өндіру ұңғымаларының 72%-ы 50%-дан жоғары сулану мөлшерімен, 40%-ы 90%-дан жоғары сулану дәрежесіне ие екендігін көреміз[11].

2.3 Кен орынды игерудің ағымдағы жағдайы

2.2-суретте 1980-2013 жылдар арасында мұнай мен сұйықтықтың жылдық өндіру динамикасы, өндіруші ұңғымалардың қолданыстағы қоры, бір ұңғыманың орташа тәуліктік дебиті және игеру басталғаннан бастап талдау күніне дейінгі кен орын бойынша мұнайдың сулануы көрсетілген.

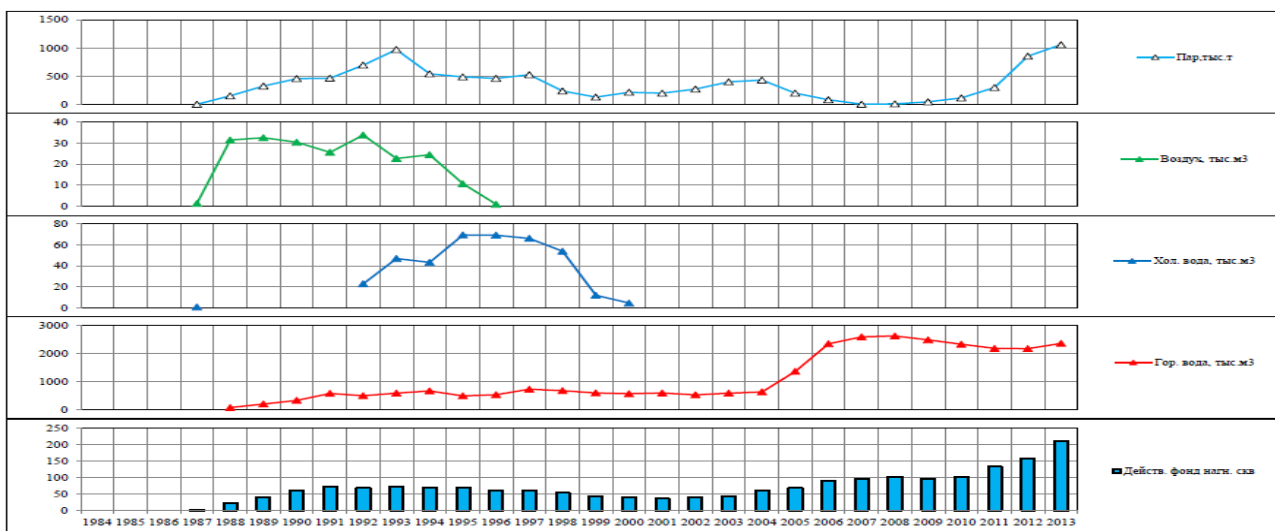


2.2 Сурет– Қаражанбас кен орнында игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің динамикасы (1980-2013 ж) [11]

2012 жылмен салыстырғанда 2013 жылы сұйықтық өндіру 11,5%-ға, мұнайдың сулануы – 1%-ға, мұнай өндіру-0,7%-ға артты. Жалпы кен орны бойынша мұнай өндіру жұмыс істеп тұрған өндіруші ұңғымалар санының 2134-тен 2420 бірлікке (13%) дейін айтарлықтай ұлғаюына қарамастан, 2012 жылғы 2037,4 мың тоннадан 2013 жылы 2051,7 мың тоннаға дейін аз ғана ұлғайды.

Жұмыс агенттерін өңдеу басталғаннан бастап айдау динамикасы 2.3-суретте көрсетілген.

2.3-суреттен көріп тұрғанымыздай, 2000 жылға дейін ауа мен салқын су айдалуы тоқтатылған, ал бу мен ыстық су айдау 2013 жылға дейін игерудің маңызды бөлігі екендігі көрініп тұр[11].



2.3 Сурет- Жұмыс агенттерін өңдеу басталғаннан бастап айдау динамикасы (1984-2013 ж.) [11]

Қабаттың бастапқы қабат қысымы 4,0-5,4 МПа, ал 01.01.2014 жылға 2,4-4,2 МПа түскен. Ал қанығу қысымы сәйкесінше 1,72-2,03 МПа аралығында болған[12].

2.4 Ұңғыны пайдалану әдістері

20 жыл төңірегінде эксплуатациядағы Қаражанбас кен орны үшін экономикалық жағынан тиімді жағдайда жобалық игеруді қамтамасыз ету мақсатында ұңғымадан сұйықтықты көтерудің ұтымды тәсілін, қажетті жабдықты және оның жұмыс режимін таңдау нақты кәсіптік деректерге негізделеді. Кен орында мұнай мен газ өндіру құм түзілумен, өнімнің жоғары тұтқырлығымен және сулануымен қиындатылған. Бұл игеру мен жабдықтарды таңдау кезінде белгілі бір шарттар мен шектеулер тудырады. Кен орында мұнай мен газды өндіру үшін қолданылатын техника мен технологиялардың тиімділігін бағалау және оны арттыру жолдарын анықтау үшін өндіруші қордың жұмыс істеп тұрған ұңғымаларына техникалық–технологиялық талдау (жер үсті және

жер асты жабдықтары жұмысының жай-күйі мен сипаттамасы, жер асты жөндеулерінің себептері мен олардың жеделдігі және тағы басқалар) жүргізілді[11].

Механикаландырылған қордың ұңғымаларына анализ жасау негізінде ұңғыманың жай-күйін және ұңғымалық жабдықтың жұмысын сипаттайтын ағымдағы параметрлерді бағалау жатады. Бұл параметрлерге сораптың өнімділігі және оның жұмыс жасау режимі, қоры, беріліс коэффициенті ($K_{\text{беріліс}}$), сораптың түсірілу тереңдігі (H_c), өнімнің сулануы, динамикалық деңгей ($H_{\text{дин}}$), түп қысым ($P_{\text{түп}}$) және ағымдағы қорға тәуелді өнімділік коэффициенті ($K_{\text{өн}}$) жатады. Өндірісте ұңғымалар бойынша түп қысым динамикалық деңгей бойынша эхолотпен анықталады.

2.4.1 Ұңғымалық штангалы сорапты қондырғы (ҰШСҚ)

ҰШСҚ жабдықталған ұңғымалардың жер үсті жабдығы СК-3, СКД-3, СКР-4, СК-6К, СК-6Р, СКД-6, ПНШТ-6 жүк көтергіштігі сәйкесінше 3, 4 және 6 т тербелгіш станоктармен қамтылған. Қолданылатын тербелгіш станоктар сорғылардың үлгі өлшеміне, оларды түсіру тереңдігіне және ұңғымалардың дебитімен сипатталады. Ұңғының жер асты жабдықтарына сорапты плунжер, сорапты компрессорлы құбырлар және штангалар жатады. Негізінен 817 терең сорапты ұңғыма диаметрі 73 мм СКҚ, диаметрі 60 мм – 70 ұңғыма және 89 мм диаметрлі СКҚ-мен 38 ұңғыма жабдықталған.

Сорғылардың түсіру тереңдігі ұңғымадағы сұйықтықтың деңгейіне байланысты. Оның жұмысына кедергі болатын факторларға (жоғары сулану, құм пайда болу). Кен орында диаметрі 38, 44, 50, 57 және 70 мм болатын салынбалы және құбырлық сораптар қолданылады.

Диаметрі 38 мм (Precision-38) сорғылармен 7 ұңғыма жабдықталды, сонымен қатар кен орында эксплуатациялау үшін қажетті болып табылатын сорғылардағы үлкен диаметрлі қабылдау клапанымен (70 мм) жабдықталған. Диаметрі 44 мм (Precision-44, ТНМ-44, Shl-44, НН-44) сорғылармен 334 ұңғыма жабдықталған. Диаметрі 57 мм сорғылар (Precision-57, НН-57, ТНМ-57, СУВ-57, Shl-57) 547 ұңғымада орнатылған, бұл ретте Precision, НН және Shl маркалы сорғылармен жабдықталған ұңғымаларда диаметрі 70 мм қабылдау клапандары қолданылады.

Сонымен қатар, тұтқыр ортада сорғы қондырғыларының жұмыс істеуі үшін қосымша ауырлатылған штангалар пайдаланылатынын атап өту керек. Сонымен қатар СКҚ бағанасының төменгі жағы құйғышпен(воронка), қисық кесіндімен, газ сепараторымен, якормен, ілінетін және стационарлық сүзгілермен жабдықталады.

Тереңдік-сорғы жабдығы көп ұңғымаларда(84%) орташа 21,6 м перфорация интервалына түсіріледі. Басқа ұңғымаларда сорап перфорация интервалынан жоғары орташа 20,1 м түсірілген.

Ұңғының жұмысын сипаттайтын басты параметрлерге мұнай қоры мен сулану жатады. 2.5-кестеде 01.01.2014 ж. жағдай бойынша ШТСҚ-мен жабдықталған өндіруші ұңғымалардың қолданыстағы қоры дебиттер мен сулану бойынша берілген. Аз дебитті (сұйықтық дебиті 5 м³/тәул дейін) ШТҚ жабдықталған жұмыс істеп тұрған ұңғымалар қоры 133 ұңғыма (12,3%) екен. 63 ұңғыма (6,9%) жоғары дебитті болып табылады (сұйықтық дебиті 50 м³/тәулден астам). 70% астам суланумен 925 ұңғыманың 639-ы (65,3%) жұмыс істеген.

2.5 Кесте- ШТСҚ-мен жабдықталған өндіруші ұңғымалардың дебиттері мен сулануы

Дебиттер интервалы, м ³ /тәул	Сулану аралықтары, %				Нәтижесі
	<2	2-30	30-70	>70	
<5 м ³ /тәул	5	60	56	12	133
5-50 м ³ /тәул	-	12	148	569	729
>50 м ³ /тәул	1	-	3	58	63
<i>Барлығы</i>	6	72	207	639	925

2.4.2 Бұрандалы штангалы сорапты қондырғы (БШСҚ)

БШСҚ-ның жер асты жабдығы жоғарғы электрлік жетекпен сипатталады. Жер асты жабдығы бұрандалы сорап, сорапты компрессорлы құбыр және штангадан тұрады. Кен орнында өнімділігі BMW бұрандалы сорғылар қолданылады, ол тәулігіне 95 м³ 7, 10, 16, 28, 42, 64, 83 100 айн/мин кезінде, BL сорғылары өнімділігі 25, 44, 65, 130, 200, 270, 350, 450 525 м³/тәул, Моyno сорғылары өнімділігі 4,17, 27, 44, 75 және 110 м³/тәул, өнімділігі 30, 60 және 100 м³/тәул KUDU сорғылары, өнімділігі 24 және 41 м³/тәул G сорғылары.

Талдау NETZSCH насосымен – 480 ұңғыма (26,4%), BL насосымен 422 ұңғыма (32%), BMW – 361 ұңғыма насосымен (25,4%), Моyno – 201 ұңғыма насосымен (12,7%), РСМ – 18 ұңғыма насосымен (1,84%), KUDU – 9 ұңғыма насосымен (0,9%), G – 2 ұңғыма насосымен (0,46%), EVEN – 1 ұңғыма насосымен (0,1%) жабдықталды.

Бұрандалы сораппен жабдықталған аз дебитті (5 м³/тәул) ұңғыларға 451 ұңғыма жатады(30,2%). 2014 жылдың 1 кварталында орташа дебитті 916 ұңғыма, 127 ұңғыма (8,5%) жоғары дебитті(50м³/тәул-тен көп). 70% жоғар суланумен 754 ұңғыма (50,5%), олардың 423-сі (28,3%) 90% жоғары суланумен жұмыс жасайды [13].

2.5 Ұңғымаларды пайдалану кезінде қиындықтарды алдын алу және олармен күресу шаралары

Қаражанбас кен орнындағы ұңғымалар мен жер бетіндегі жабдықтарын пайдалану барысында қиындықтар болуы мүмкін:

- ұңғы өнімінің сулануының ұлғаюы;
- өндіру және айдау ұңғымаларының түп маңы аймағының ластануы;
- құм тығындарының пайда болуы;
- ұңғымалық және жер үсті жабдықтарының коррозиясы.

Осының барлығы ұңғымалардың дебитінің төмендеуіне, бағалы жабдықтардың мерзімінен бұрын істен шығуына және ұңғымаларды жөндеуге қосымша эксплуатациялық шығындарға алып келеді.

Қаражанбас кен орнында мұнай өндіру кезіндегі өзекті проблемалардың бірі болып өндірілетін өнімнің сулану деңгейінің жоғары болуы қабат қысымын ұстау кезінде жүйеге су мен бу айдауға тәуелді болып табылады. 2011-2012 жылдар аралығында Қаражанбас кен орнында су ағынын оқшаулау үшін цемент тығынын немесе алынатын пакер-тығындарды орнату арқылы жоғарыда жатқан қабаттарға ағынды ауыстыру арқылы жұмыстар жүргізілді. Мұнайға қаныққан пропласткалары бар цемент көпірін орнату жұмыстарының нәтижесінде (үлкен интервалдарда 5-11 м) ұңғымалардың жалпы өнімділігі төмендеді.

Сулану нәтижесінде ұңғымалардың едәуір бөлігі қабаттың түп маңы аймағының бұзылуына және құмды тығындардың пайда болуына ұшырайды, бұл өндірілетін өнім көлемінің төмендеуіне, ал кейбір жағдайларда оларды эксплуатациялау мүмкіндігінің жойылуына әкеледі. Қаражанбас кен орнында құм пайда болған ұңғымалардың өнімділігін қалпына келтіру үшін ыстық сумен жуу әдісі қолданылады (ЫСЖ).

Көмірқышқылының коррозиялық әсері парциалды қысым бойынша анықталады. Ұңғымадағы CO_2 парциалды қысымы 0,0224 МПа, мұнайды газбен қанықтыру қысымы – 3,2 МПа және газдағы CO_2 құрамы 0,7% деңгейінде болып отыр.

Көмірқышқыл коррозиясының көміртекті болаттарға (КБ) әсер ету дәрежесін АРІ жіктемесіне сәйкес бағалауға болады:

- $P(\text{CO}_2) > (0,206 \text{ МПа})$ – коррозия пайда болуы әбден мүмкін;
- $0,048 \text{ МПа} < P(\text{CO}_2) < 0,206 \text{ МПа}$ - коррозия мүмкін;
- $P(\text{CO}_2) < 0,048 \text{ МПа}$ – коррозия пайда болу ықтималдылығы аз.

$p\text{CO}_2$ (0,0224 МПа) деңгейі $p(\text{CO}_2) < 0,048 \text{ МПа}$ мына аралықта жатыр, бұл коррозияның пайда болуы аз мүмкін екендігін сипаттайды. Бұдан басқа, өнімнің құрамында көміртекті болат коррозиясының табиғи ингибиторлары – асфальтендер бар. Өндірілетін ГСҚ коррозиялық белсенділігін КБ-қа қатысты 0,1 мм/жыл деңгейінде бағалауға болады [14].

2.6 Өндірілетін өнімді жинау және дайындау жүйесіне қойылатын талаптар мен ұсыныстар

Өнімнің кәсіпшілік ішіндегі жинау және дайындау жүйесі оны жинауға, ұңғыма бойынша өлшеу жұмыстарына және тауарлық кондицияға, содан соң тұтынушыға жеткізуге арналған.

Өндірілетін өнімді жинау технологиялық тізбек бойынша жүзеге асырылады: өндіруші ұңғымалардың сағасы – шығару желілері – мұнай жинағыш коллекторлар – топтық өлшеу қондырғылар (ТӨҚ), онда мұнайды айырудың бірінші сатысы, пештерде қыздыру және мұнайды дайындау және айдау цехына(МДАЦ) жеткізу жүзеге асырылады.

Ұңғыманы ТӨҚ-на қосу- сәулелік схема, аумақтық белгі бойынша жүзеге асырылады. Бір топтық өлшеу қондырғысының шеңберінде лақтырылатын желілердің ұзындығы 100 м-ден 700 м-ге өзгереді.

Жаңа учаскелердегі ТӨҚ-на ұңғымаларды қосу аумақтық белгі бойынша жүзеге асырылады, алайда, ұңғымаларды қосу схемасы бұрын қабылданған схемадан өзгеше және келесіден тұрады: ұңғымадан шығару желілері мұнай коллекторына тікелей қосылған, содан жалпы ағын ТӨҚ-на жіберіледі. Өлшеу сағалық расходомерлерде әрбір ұңғыма бойынша жеке жүргізіледі. ТӨҚ-ның технологиясы қолданыстағыға ұқсас: мұнай ағыны сепарациядан өтеді, одан газсыздандырылған мұнай сорғымен сорылып шығарылады және ПП-1,6 типті пешке қыздырғаннан кейін мұнай жинау жүйесі бойынша МДАЦ-қа түседі.

Сепарациядан кейін бөлінген ілеспе газ V-01 газ сепараторына түседі, онда конденсат пен қоспалардан тазартылады, содан кейін Н-01 мұнайды қыздырғышқа отын ретінде беріледі.

Өндірілетін мұнайдың жоғары сулануын және мұнай эмульсиясын сепарациялау кезінде газ ылғалының шығуын ескере отырып, ТӨҚ -12, 16, 27, 30, 31, 32, 33,34 және газ конденсациясын оның температурасын төмендету есебінен суыту және бөлу үшін арналған өнімділігі 30000 және 75000 м³/тәу газ салқындату жүйесінің блоктық қондырғылары орнатылған. Содан кейін бөлінетін тамшылы сұйықтықты ұстау үшін көлемі 0,8 м³ және қысымы 2,5 МПа газ ГС1-2,5-600-1-И газ сепараторына түседі

Сондай-ақ «Bidell» фирмасының(Канада) бұрандалы газ компрессорлық қондырғылары орнатылған. Sullair PDR-25X-GD және PC40LB және поршеньді газ компрессорлық қондырғылар өндіруші ENERFLEX Systems INC (США) тип. Ariel JGN-2 өнімділігі 22, 75 и 150 мың.м³ газ/тәул немесе 27,375 және 54,750 млн. м³, сығу процесі өтеді, содан кейін газ газды кептіру қондырғысы арқылы өтеді. Сығылған және құрғатылған газ Қаламқас кен орнынан келіп түсетін отын газымен біріктіріле отырып, отын газының газ тарату құбырларына жіберіледі. Одан әрі отын газ кен орнындағы барлық газ тұтынушыларына келіп (мұнайды қыздыру пештері, бугаз қондырғы) түседі.

Мұнай өндіру цехы № 1 (МӨЦ-1)

Қазіргі уақытта МӨЦ-1 құрамына ТӨҚ-12ВВГ, ТӨҚ-33 және 34БЖӘ кіреді, онда сұйықтықтың алғашқы сепарациясы жүргізіледі, одан әрі газсыздандырылған және қыздырылған мұнай Т-30° температурамен ПНПТ-1,6 маркалы пештерде НБ-125 сорғыларымен сорылады және негізгі коллектор бойынша МДАЦ-на түседі.

Мұнай өндіру цехы № 2 (МӨЦ -2)

ЦДН - 2 құрамына ТӨҚ-16, 27, 30, 31, 32 кіреді, сұйықтықтың алғашқы сепарациясы жүргізілетін БЖӘ, одан әрі газсыздандырылған мұнай НБ-125 сорғыларымен сорылып, негізгі коллектор бойынша сорғы станциясына (СС-2) түседі.

СС-2 технологиясы мынадай: 1500 м³/сағ дейінгі көлемде су-мұнай қоспасы (сулануы 90%-ға дейін) УПС (Р-1) Ду400 ТӨҚ-16, 27, 30, 31, 32 құбыр желісі бойынша беріледі.

Р-1, Р-2 и Р-3 резервуарларында су тұндырылады. Бір-бірімен жалғағыш құбырмен байланысқан.

Резервуарлар тыныс алу клапандарымен жабдықталған. Әр резервуар негізгі схема бойынша (алдын ала ағызу қондырғысы +резервуар+қабаттық судың тұндырғышы) және резервуарлардың бірін пайдаланудан шығару нұсқасы бойынша жұмысты қамтамасыз ету үшін бақылау өлшеу аспаптары жүйесімен жабдықталған.

Мұнай бойынша МДАЦ орташа өнімділігі-10000м³/тәул. Мұнай эмульсиясын МДАЦ-не дайындау процесі термохимиялық процесті қолдана отырып, үш технологиялық желі бойынша жүзеге асырылады. Мұнайды сусыздандыру оны ПТБ-10 маркалы пештерде және реагент-деэмульгатордың және ОГ-200 тұндырғыштарында тұндырудың қатысуымен 60-тан 93°С-қа дейінгі температураға дейін қыздыру жолымен жүргізіледі (жалпы саны-16 бірлік). Тұзсыздандыру процесі деэмульгаторды енгізумен ыстық тұщы су қосылған және тұндырғыш аппараттарда одан әрі мұнайды тұндырумен жүзеге асырылады. Содан кейін дайындалған мұнай тауарлық парктен "Қаражанбас" резервуарлық паркіне айдалынады ("ҚазТрансОйл" АҚ 6°С аспайтын температурада мұнайды қабылдайды)[11].

3 Арнайы бөлім

3.1 Дүние жүзіндегі жоғары тұтқырлы көмірсутектердің таралуы

Жалпы, аса ауыр мұнайдың әлемдік қорлары 2006 жылдың соңына 585,4 млрд.т құрады, оның ішінде: Канада — 222,4; Ресей — 184,2; Венесуэла — 163,7; Қазақстан — 10,9; Мадагаскар — 5,9; АҚШ — 5,5[4]. Әлемдік тәжірибеде кеңінен қолданылатын жіктеме бойынша ауыр мұнай болып тығыздығы 920-1000 кг/м³ және тұтқырлығы 10 – нан 100 мПа·с-ға дейінгі көмірсутек сұйықтықтары, ал табиғи битумдар-тығыздығы 1000 кг/м³ артық және тұтқырлығы 10000 мПа·с жоғары көмірсутек құрамына ие жартылай қатты қоспалары саналады[1]. Ауыр мұнайлы кен орындар үшін қабаттық жағдайларда тұтқырлығы 20 мПа·с мөндерден табиғи битумның (9000 мПа·с) мөндеріне жақын тұтқырлықтың шамаларына дейін түрленеді. Бұл ретте кен орындарының көпшілігі 1000 мПа·с аралықтағы тұтқырлыққа ие [3].

Қоры бойынша ең маңызды кен орындары 1000-1500 метр тереңдік ауқымында орналасқан. 1500 метрден астам тереңдікте орналасқан аса тұтқыр мұнайлардың баланстық қорларының үлесі барлық қорлардың 5%-ын ғана құрайды [13].

ТМД елдері арасында өндірістік қор бойынша жоғары тұтқырлы мұнай қорына ие ірі кен орындар: Ван-Еган – 1,3 млрд.т; Солтүстік-Комсомолдық – 700 млн.т; Усин – 601 млн.т; Қаражанбас – 218 млн.т; Солтүстік Бозашы – 216 млн.т; Ярег – 137 млн.т; Балаханы-Сабунчи-Романы – 114 млн.т; Кенқияқ – 103 млн.т; Гремихин – 74 млн.т болып отыр [5].

Табиғи битумдар әртүрлі дәрежеде, газсыздандырылған, жеңіл фракцияларды жоғалтқан, тұтқыр, жартылай қатты табиғи мұнай туындылары, яғни мальта, асфальт пен асфальтиттер генетикасы болып табылады. Сонымен қатар, құрамында күкірт пен металдардың мардымды мөлшерімен, әсіресе V₂O₅ ванадий бес тотығы мен никель (Ni) болуымен ерекшеленеді. Ресей мен ТМД елдерінде V₂O₅ мөлшері 7800г/т болса, шет елдерде V₂O₅ 3500 г/т мөлшерінде болып отыр. Осылайша, табиғи битум кен орындарын тек мұнай мен оны қайта өңдеу өнімдерін алу үшін мономинералды шикізат көзі ретінде ғана емес, ең алдымен поликомпонентті шикізат тұрғысынан қарастыру қажет екендігіне көз жеткізілген [15].

Канада мен Жапония сияқты ең дамыған елдер толығымен АШПШ-нен ванадий алады. Егер шикізат импортталса да, ванадий өндіру үшін негізінен кен емес, мұнай қалдықтары немесе металлды кокс пайдаланылады. АҚШ-та мұнайдан ванадий алудың үлес салмағы 80%-дан асады. Қазіргі уақытта ванадия өндірісімен Оңтүстік Африка- 43%, Қытай мен Ресей- 20% айналысқан. Ол өңдеу кезінде алынатын шламдардан алынадыр[16]. Ванадийдің магистральды газ және мұнай құбырлары, көпірлер дайындау кезінде болат өндірісінде, машина жасау саласында тұтынылады [16].

Жоғары тұтқырлы мұнай Қазақстанның батыс аймағында, яғни Ақтөбе, Атырау және Маңғыстау облыстарында барлық жоғары тұтқыр мұнай қоры

таралған. Мұнай қорларының басым бөлігі (54%-дан астам) Маңғыстау облысында шоғырланған, онда ЖТМ бар екі ірі кен орны бар: Қаражанбас және Солтүстік Бозашы[11].



3.1 Сурет - Қазақстандағы ЖТМ таралуы [11]

Кен орындағы көмірсутек қоры бойынша Қаражанбас, Солтүстік Бозашы, Кеңқияқ және Шығыс Молдабек төрт ірі кен орындарының қорлары 609,8 млн.т құрайды. Орташа кен орындарының үлесіне ЖТМ үлесінің 13% немесе 110,8 млн.т. тиесілі. Бұл санатқа бес кен орын жатады: Құмса й, Қара-Арна, Прибрежное, Қосшағыл және Батыс Терең-Өзек. Сонымен қатар, ЖТМ-ға ие ірі және орта кен орындарының жиынтық үлесі ҚР-ның барлық өнеркәсіптік геологиялық қорларының 87% - ын құрайды. Ал балансты қоры жөнінен 10 млн.тоннадан аспайтын ұсақ кен орындары Атырау облысының аумағында шоғырланған(30 кен орны).

Барлық өнеркәсіптік баланстық қорлардың 36% карбонатты коллекторларда шоғырланған Ресеймен айырмашылығымыз Қазақстан аумағындағы барлық кен орындары өнімді қабаттардың литологиясы бойынша терриген коллекторларына жатады[11].

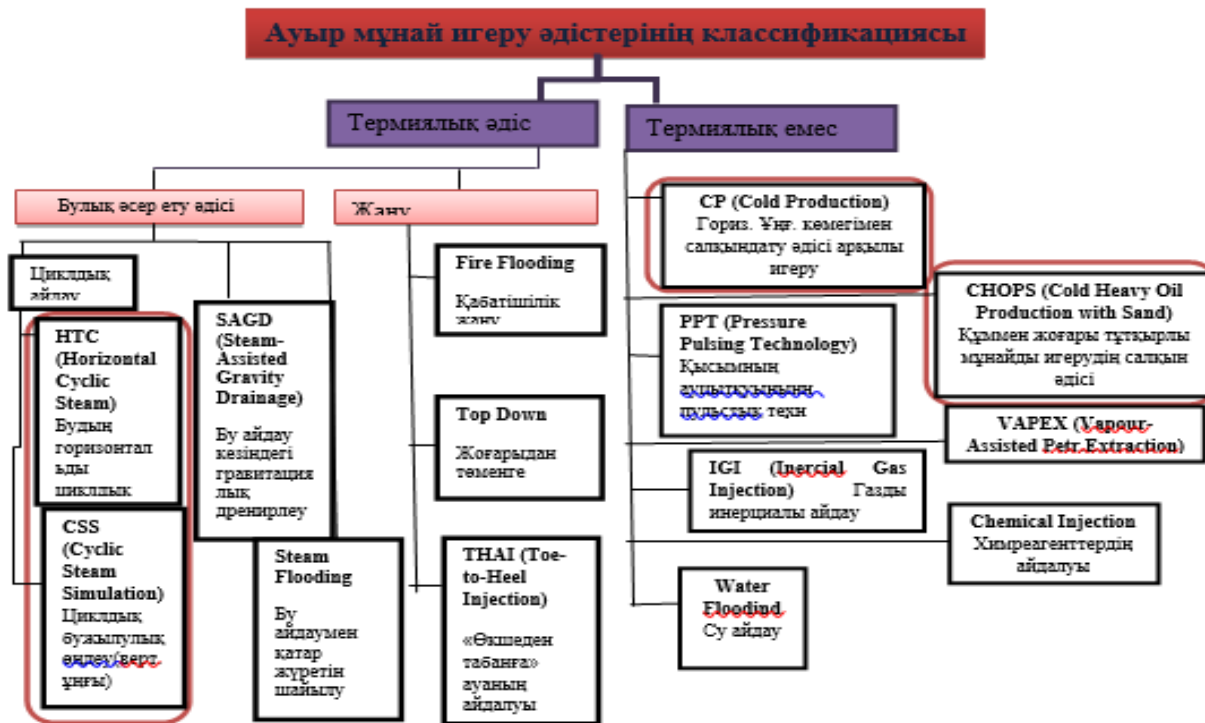
3.2 Жоғары тұтқыр мұнай қорларының игеру технологиясы

Технологиялық және экономикалық сипаттамалармен ерекшеленетін ауыр мұнай мен табиғи битумдар шоғырларын игерудің әртүрлі тәсілдері бар. 3.2-суреттен көріп тұрғанымыздай, игерудің екі негізгі тобы көрсетілген: термиялық әсер арқылы және термиялық әсерсіз (физика-гидродинамикалық, физика-химиялық және газ).

Ұсынылған әдістердің әрқайсысы үшін оның жұмысына қажетті критерийлері бар. Батыс Қазақстан кен орындарының геологиялық жағдайына катысты келесі әдістерді ұсынуға болады:

- құммен суық мұнай өндіру (CHOPS);
- көлденең ұңғымалардың көмегімен суық өндіру әдісі;

- тік ұңғымалардағы бу жылылық циклдік өңдеу (БЖЦӨ немесе CSS);
- көлбеу ұңғымалардағы бу жылылық циклдік өңдеу (БЖЦӨ немесе CSS);
- буды айдау кезіндегі гравитациялық дренаждау (SAGD);
- бу айдаумен қатар жүретін шайылу (SF);
- ұңғымаға жоғары жиілікті электромагниттік әсермен жоғары тұтқыр мұнай ағынын интенсификациялаудың эксперименттік технологиясы (3.2-сурет)[12].



3.2 Сурет- Ауыр мұнай игеру әдістерінің классификациясы

3.2.1 Игерудің термиялық емес тәсілі

Ауыр мұнайды өндірудің термиялық емес әдістеріне, бірінші кезекте "CHOPS" әдісін жатқызуға болады, ол әлсіз цементтелген коллекторды бұзу арқылы, мұнайды құммен бірге өндіре отырып, қабатта мұнай мен құм қоспасының ағысы үшін жағдай жасайды. CHOPS әдісінің бірден бір артықшылығы үлкен инвестицияларды талап етпейді және пайдалану шығындарының аздығын қамтамасыз етеді, бірақ мұнайбергіштік коэффициенті 10%-дан аспайды. Бұл әдіс битум өндіру үшін және табандық суы бар кен орындарда қолданылмайды[3]. Қолдану кезінде депрессияның артуы есебінен қабаттан әлсіз цементтелген құм мұнай ағынымен бірге өндіріледі[17].

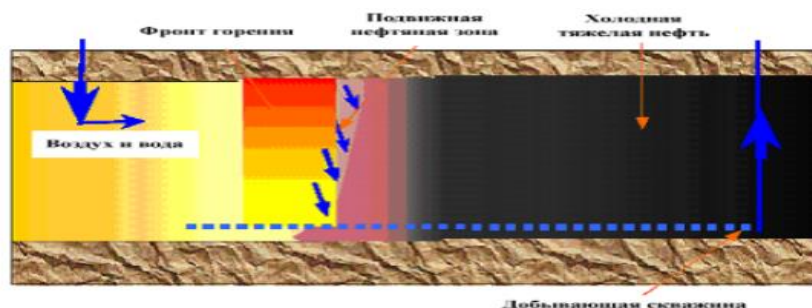
Төмен температурада жұмыс жасайтын Vapour Extraction (VAPEX) технологиясы көлденең ұңғымаларда қолданылады. Гравитациялық дренаж режимінде қабатқа су буының орнына қабаттық қысым кезінде этан немесе пропан айдалады. Технологияның басты кемшілігі-асфальтендердің түсуі және

қабаттың өткізгіштігінің төмендеуі[18]. Мұнда мұнай бергіштік коэффициенті 60%-ға дейін жетеді. Кемшіліктерге қарамастан (мұнай өнімдерін тазарту қажеттілігі, ағынның төмен депрессиясы кезінде оны өңдеу қажеттілігіне байланысты алынатын мұнай ағынының төмен дебиті), бұл технология – перспективалы[3].

3.2.2 Игерудің термиялық әдісі

3.2.2.1 Қабат ішіндегі жану(Ауа айдау процесі)

Қабат ішіндегі жану (3.3-сурет) мұнайды ығыстыру процесі болып табылады, ол кезде құрамында оттегі бар газ коллекторға айдалады, онда ол шикі мұнаймен реакцияға түседі, соның нәтижесінде коллектор бойынша таратылатын жанудың жоғары температуралы фронты құрылады. Көп жағдайда айдалатын газ ауа болып табылады. Дегенмен, 100% оттегін айдау жағдайлары кездескен. Экзотермиялық тотығудың арқасында, қабат температурасы 500- 700 °С дейін жоғарылайды[19].

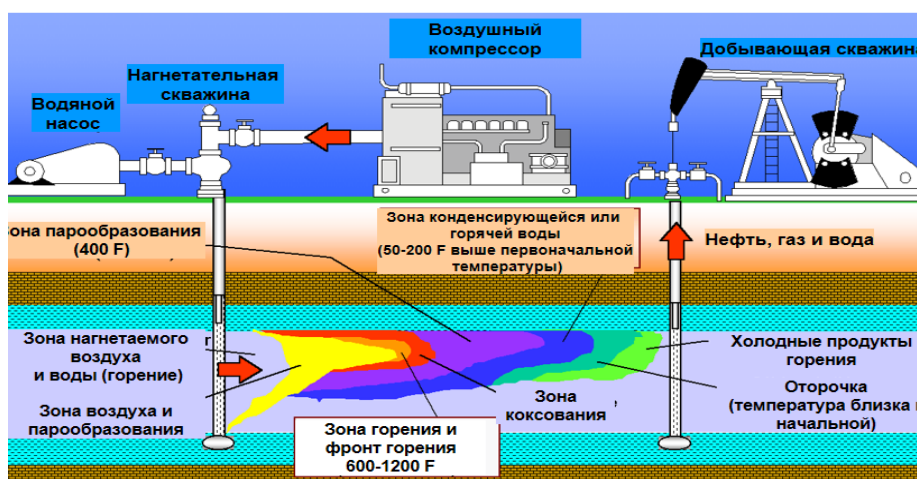


3.3 Сурет- Қабат ішілік жану[19]

Бұл әдіс, негізінен, дәстүрлі әдістермен өндірілетін аса ауыр тұтқыр мұнай (ауыр және аса ауыр мұнай) коллекторларында қолданылады. Қабат ішіндегі жану тығыздығы 9° API-ден 40° API-ге дейін мұнай коллекторларында қолдану тиімді. Бұл процесс кезінде жоғары температураның әсерінен мұнайдың тұтқырлығы азаяды, термиялық крекинг, мұнай мен қабаттық судың жеңіл фракциялары буланады. Мұнай қабатынан оның пайда болған көмірсутекті және көмірқышқыл газдарының, азоттың, будың және ыстық судың қоспасымен ығыстыру жолымен алынады. Бұл ретте жылутөткізу және мұнай алу процесі жеделдетіледі[3].

Ауа айдау арқылы мұнай алудың ұлғаюын есептеу үшін ең жеңіл және жылдам тәсіл-шикі мұнай мен қабаттық жағдайларға байланысты аралас немесе араласпайтын N₂ айдау процесін модельдеу (тотығу реакциясыз). Егер араластыру шарттары N₂ қолданумен жасалса, ауаны айдаудың техникалық мүмкіндігі артады. Дегенмен, ауа қысу құны қабаттық қысымның ұлғаюына қарай артады. Сондықтан ауаны айдау төмен қабаттық қысымдағы коллекторлар үшін (сарқылған немесе ескі кен орындары) қолданылады. Процесс алдын ала

анықталған аймақтар жанған кезде немесе жанып жатқан фронт өндіруші ұңғымаларға жеткен кезде ауа беруді жабу арқылы тоқтатылады(3.4-сурет).



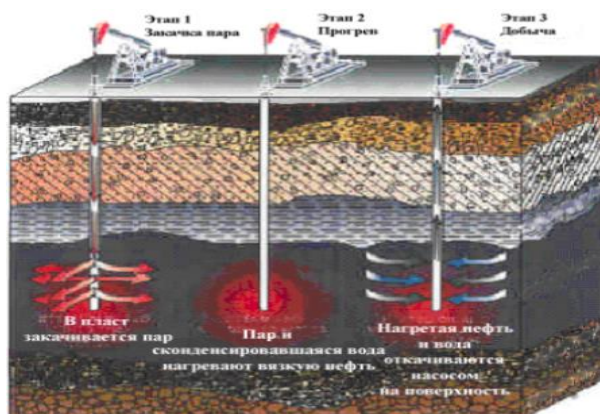
3.4 Сурет- Қабат ішіндегі жану процесінің схемасы[20]

3.2.2.2 Бу жылумен өңдеу

Ауыр мұнай мен табиғи битумдарды өндірудің кең қолданылатын әдістері ұңғымалардың түп маңы аймақтарын бу-жылумен өңдеу болып табылады (3.5-сурет).

Ұңғыманың түп маңы аймағының бу-жылумен өңдеу процесі түп маңы аймағын қыздыру және онда мұнайдың тұтқырлығын төмендету үшін, яғни ұңғымалардың өнімділігін арттыру үшін өндіруші ұңғымаларға буды мерзімді айдау болып табылады. Цикл (бу айдау, ұстау, өндіру) кен орнын игеру кезеңінде бірнеше рет қайталанады. Мұнай бергіштік коэффициенті 15-20%, алайда жоғарғы жылусыйымдылық пен ілеспе газдың үлкен қоры кемшілігі болып отыр[3].

Алайда, барлық кемшіліктерді ескере отырып, жаңа бугравитациялық дренаж (SAGD) тәсілі кең қолданысқа ие (3.5-сурет). Ол бүгінгі күні әлемде өзін ауыр мұнай мен табиғи битумдарды өндірудің өте тиімді тәсілі ретінде көрсетті.



3.5 Сурет- Ұңғыны бу жылулық өңдеу [19]

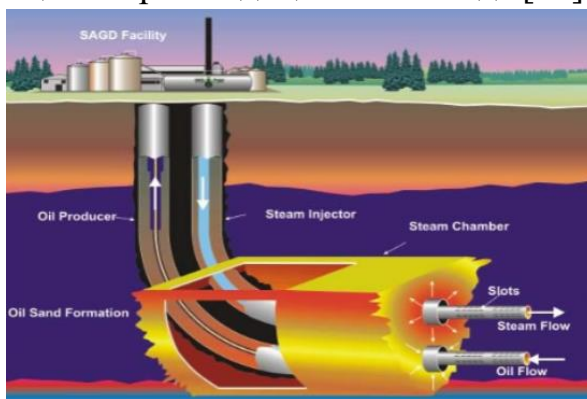
Бұл технология екі көлденең ұңғыманы бұрғылауды талап етеді. Үстіңгі көлденең ұңғыма буды қабатқа айдау және жоғары температуралы бу камерасын құру үшін қолданылады[19].

Бумен әсер ету процесі жылыту сатысынан басталады, ол бойынша (бірнеше ай) екі ұңғымада бу циркуляциясы жүргізіледі. Бұл ретте жылудың тасымалдануы есебінен өндіру және айдамалау ұңғымалары арасындағы қабат аймағын қыздыру жүзеге асырылады, осы аймақта мұнайдың тұтқырлығы төмендейді және сол арқылы ұңғымалар арасындағы гидродинамикалық байланыс қамтамасыз етіледі. Өндірудің негізгі сатысында айдау ұңғымасына бу айдау жүргізіледі. Тығыздықтардың айырмасынан айдалатын бу өнімдік қабаттың жоғарғы бөлігіне бу камерасының өлшемінде ұлғаятын етіп тесіледі[19].

Бұл технологияның кемшілігіне бу тасымалдау қиындығы және оның энергиясын жоғалту жатады. Энергия үнемдеу міндеттерінде энергия шығыны – бұрғылау процесі маңызды мәселе болып отыр. Ұңғыманың сағасынан қашауға дейінгі берілетін қуаттың ысырабы 30% - ға дейін құрайды[21].

Йатс (Техас) кен орнындағы бу айдау арқылы игерудің соңғы табысты жобасы сипатталған. Йатс кен орны 4 млрд. мұнайдың геологиялық қоры бар жарықшақты доломитті қабаттардан тұрады. Негізгі параметрлері: мұнай тығыздығы: 30° - 32° API, тереңдігі: 1500 фут, орташа өткізгіштігі: 50 мД-100 мД (1D сызықта), температура: 82°F, қанығу қысымы: 450 psi. Игеру 1998 жылдың желтоқсанында басталды. Басты мақсат-азотты біріктіріп айдайтын екінші газ шапкасына бу айдайтын гравитациялық режимді арттыру болған екен(3.6-сурет).

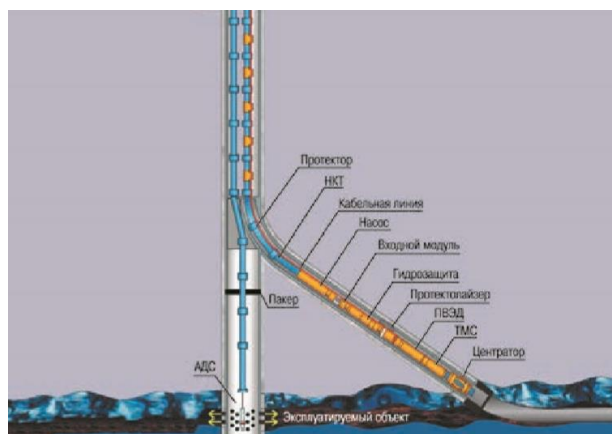
Оқпандардың дуалды жүйесі бар ұңғыма қабатын ашу технологиясы әсер ету объектісіне тікелей жақын орналасқан. Жоғары тұтқырлы мұнай кен орнын қосымша бүйірлік оқпаны бар тік ұңғымамен бұрғылау ұсынылады. Осы кезде тік және бүйірлік оқпан бір өнімді қабатты ашады[22].



3.6 Сурет- Бу гравитациялық дренаж(SAGD) [22]

Жабдықты құрастырудың ықтимал нұсқасы 3.7-суретте ұсынылған. Тік оқпан түп аймағына геофизикалық кабельде немесе СКҚ жоғары температуралы көз, су тотықтырғыш немесе жанғыш тотықтырғыш құрамды комплекттер пакерлі-корлі құрылғымен бірге жеткізіледі. Түп аймақ қабат қысымының ұңғымалық аккумуляторларын пайдалану арқылы белгілі технологияларда оқ-дәрілі зарядтардың жануы кезінде жылулық және химиялық әсер ету түрлеріне

және оқ-дәріні газдардың көп мөлшерінің пайда болуы есебінен бір мезгілде соққы-механикалық әсерге ұшырайды. Оқшауланған пакермен интервалда қысым айтарлықтай артады және отынның жанатын газ тәрізді өнімдерімен қыздырылған химиялық реагент тесілген тік оқпан арқылы қабатқа бірыңғай газ сұйықтығы ағынында түседі. Термоөңдеуден кейін қыздыру тоқтатылады, сорғы іске қосылады және бүйір оқпанынан өнімді іріктеу басталады. Циклдің ұзақтығы дебиттің төмендеу қарқынына байланысты өзгеріп отырады, содан кейін өнімді іріктеу тоқтатылады және ұңғымадан сорғы жабдығын көтерместен қабаттың жылыту циклі қайталанатын. Одан әрі өнімді іріктеу режимінде бүйірлік оқпанды пайдалану тағы да жалғасады[23].



3.7 Сурет- Дуалды жүйесі бар ұңғыма қабатын ашу [23]

Бу айдау әдісінің сәтсіз қолдану себептері шамалы сүзу-сыйымдылық қасиеттері, сіңіру аймағының болуы, қабаттың бұзылуы, кальциттер мен сидериттерді ыдырату арқылы CO_2 түзілуі, карбонаттардың шөгуінен туындаған бітеу, экрандаушы бұзылулар және мониторинг пен қадағалаудың жеткіліксіздігі[23].

3.2.2.3 Ыстық су айдау әдісі

Ыстық су айдау-мұнай тұтқырлығын төмендетіп, мұнайды ығыстыруды жақсартатын, жоғары тұтқыр коллекторлардың өнімділігін арттыра отыратын өте кең таралған технология. Ыстық суды айдау әдісін қолдану кезінде мұнай тұтқырлығы мен тығыздығының өзгеруін тудыратын гравитация күштері мен температуралық режим арасындағы өзара ара қатынастың күрделі процесі. Соңғы 40 жыл ішінде Канада, Еуропа және батыс жарты шар елдерінде ыстық суды айдау жобалары белсенді емес және үлкен көлемде енгізілді.

Ыстық суды айдау жобасының тиімділігі қабаттың біркелкі еместігі және жер бетіндегі коллекторлар мен құбырлардағы, айдамалау ұңғымаларындағы жылудың жоғалуы есебінен жойылады. Мысалы, ыстық сумен игеру жобасы – Локо кен орны, Оклахома (20.8°API шоғыры), жылу шығыны шамамен 60% құраған[2]. Орташа тұтқырлы кен орындарында ыстық суды айдау әдісін

қолдану тиімді болған ($>22^{\circ}\text{API}$): Сконебек кен орны, Нидерланды (25°API): 1960 жылы ыстық су айдауды бастаған, өндіру өсімі 8 % құрады [29]. Салқын әдіске қарағанда тиімділігі Эмлих Хайм, Германия (24.5°API) ыстық суды айдау әдісін қолдану суық суды айдаумен салыстырғанда мұнай беруді 3–4%-ға арттырғанынан дәлелдеуге болады [24].

Ыстық сумен суландыруды қолданудың теріс нәтижесінің бірі- 60-шы жылдардың ортасында Керн Ривер тәжірибелік жобасы (13°API). Бір жылдан кейін осы технологияны қолдану арқылы жұмыстың тиімділігі төмен болғандықтан тоқтатылды [2].

Әр түрлі стратегиялар арасында ыстық сумен суландыру Нортист Баттерли және Батыс Коалинга кен орындарының мысалдарын атап өткім келеді, онда циклді ыстық су айдау және кезекпен су мен бу (WASP) айдау жүргізілген. Нортист Баттерли, Оклахома (13°API) жылу әсерінің технологиясын салыстыру туралы ақпарат береді, онда ыстық суды циклдік айдау бу айдалғаннан гөрі жоғары дебит беретіндігін көрсеткен [2].

WASP технологиясы (су мен буды кезекпен айдау) 1988 жылдан бастап Батыс Коалингтің 13D учаскесінде сыналды [25]. Нәтижесінде ығыстыру және мұнай бергіштік коэффициенті жақсарды және ыстық суды айдауға көшу су ағынын басқаруды айтарлықтай жақсартты (3.7-сурет) [26].



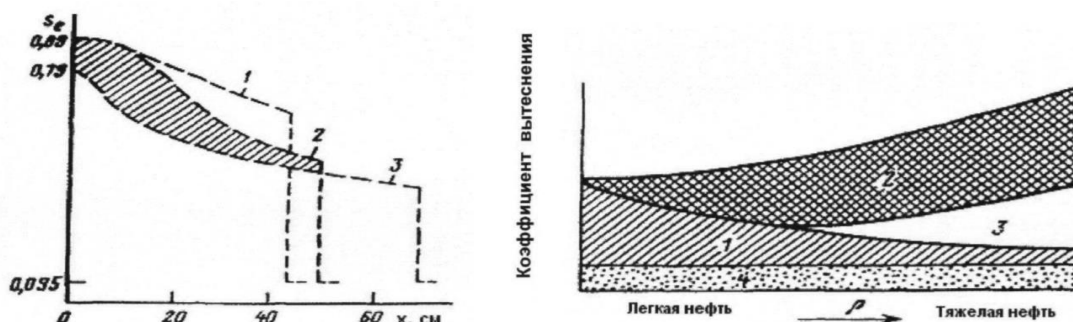
3.7 Сурет-WASP технологиясы

2001 жылы Индонезия Балам Сауз телес кен орнында суландыру үшін геотермальді көздерді пайдалану ұсынылды. Бұл тәсіл Суматра бассейнінің көптеген кен орындары үшін ақталды, онда қосымша артықшылық айдалатын сұйықтықты қыздыру үшін мұнай немесе газды жағу қажеттілігінің болмауы тиімді болды [27].

Қалдық мұнаймен қанығу фазааралық керілу мен мұнай мен судың тұтқырлығының қатынасына байланысты. Мұнайдың фазааралық керілуі мен тұтқырлығы неғұрлым көп болса, қалдық мұнай қанығу мөлшері де соғұрлым көп болады. Температураның өсуімен қалдық мұнаймен қанығуды азайту механизмі келесідей түсіндірілуі мүмкін. Тау жыныс гидрофильді, яғни мұнайға қарағанда сумен жақсы суланған кезде, мұнай - су жүйесінің фазааралық тартылуы фазалардың өзара әрекеттесуін анықтайтын жалғыз параметр болып табылады. Егер тау жыныс суға қарағанда мұнаймен жақсы суланса, яғни ол гидрофобты болса, онда температура өскен кезде жыныстың бетінде

адсорбцияланған мұнай компоненттерінің десорбциясы артады. Екі жағдайда да бұл қалған мұнайға қанығудың төмендеуіне әкеледі.

Температураның өсуімен ауыр мұнайдың тұтқырлығы күрт төмендейді және кеуектер қабырғаларының сулануы мұнайдың ығыстырылуына қатты әсер етеді, ал жылулық ұлғаю өте аз болады.



3.8 Сурет - Ыстық сумен ығыстыру тиімділігіне әр түрлі факторлардың әсері

1-термиялық ұлғаю; 2 – тұтқырлықтың азаюы; 3 – сулану; 4- мұнай-су жүйесіндегі фазааралық керілу

Мұнайдың тұтқырлығы мен тығыздығына байланысты қыздырылған сумен ығыстыру тиімділігіне әр түрлі факторлардың әсері 3.8-суретте схемалық түрде көрсетілген. 2-аймақта мұнайды суық сумен ығыстыру мұнай беру әдеттегі су айдау көрсеткіштеріне жақын[28].

3.3 Термошахталық игеру әдісі.

Термошахталық әдіс 800 метрге дейінгі тереңдікте қолданылады, мұнайбергiштiк коэффициентi 50% дейiн, алайда ол үлкен бақылауды талап етедi. Ауыр мұнай шоғырларын шахталық-ұңғымалық игерудiң әлемге ең танымал мысалы ретiндi- Ярег кен орнын игерудi жатқызуға болады[19].

3.1 Кесте- Қазақстандағы кен орындар үшін термошахталық әдіске есептеу нәтижелері

Кен орын	$\mu_{\text{каб.мұн.}}$, МПа*с	$h_{\text{тиімдi}}$, м	Блоктың $t_{\text{игерiлу}}$, ЖЫЛ	Есептеу мәндері		
				МБК, Бірлік	Мұнайды жинаудың орташа қарқындығы, %	$V_{\text{бу}}/V_{\text{мұнай}}$, т/т
Каражанбас	200	20,0	16	0,546	3,4	1,48
Кенқияқ	360	16,6	16	0,725	4,5	0,90
Құмсай	3420	16,0	16	0,687	4,3	1,82
Мартык	1500	25,9	16	0,579	3,6	1,65

Ауыр мұнайдың басқа кен орындарында термошахталық игеруді қолдану мүмкіндігін бағалау үшін әлемнің әртүрлі елдерінде орналасқан бірқатар кен орындары үшін термошахталық әдіс бойынша есептеулер жүргізілген. Есептеулер алаңы 400 мың м² шахталық блокты қамтыған. Қазақстандағы кен орындар үшін есептеу нәтижелері 3.1-кестеде келтірілген(3.9-сурет)[30]. Кестеден көріп тұрғанымыздай, Қаражанбас кен орны үшін термошахталық әдіс тиімді әдістердің бірі екен.

3.4 Мұнай өндірудің бу жылулық әдісі кезінде қолданылатын жабдықтар

Жабдық бу генераторлық қондырғыны, үстіңгі коммуникацияларды (кұбырлар, температуралық деформация компенсаторлары), сағалық және ұңғыма ішіндегі жабдықты қамтиды.

Бу генератор қондырғысы- отын энергиясын пайдалану арқылы су буын алу үшін қызмет ететін тораптар мен агрегаттардың жиынтығы. Ол мұнай өндірудің бу-жылу әдістерін пайдалану кезінде технологиялық схеманың негізгі элементтерінің бірі болып табылады.

Бу генераторлық қондырғыға кіреді:

- бу генераторы- су буын өндірітін құрылғы;
- қоректік құрылғы-бу генераторына дайындалған суды беруге арналған поршеньді немесе ортадан тепкіш сорғы;
- қалыпты су режимін және қажетті параметрлері бар бу алуды қамтамасыз ететін су дайындау құрылғысы;
- бу генераторының жану құрылғысына үздіксіз отын беретін отын беру жүйесі;
- жанарғыларға ауа беретін және бу генераторының оттығынан түтін газдарын шығаратын тарту үрлеу құрылғысы. Үрлеумен жұмыс істейтін бу генераторларының тартқыш құрылғылары жоқ;

Бу генераторлық қондырғылардың негізгі параметрлері:

- бу өнімділігі(кг/сағ немесе т/сағ), жылу қуаты(Вт), жұмыс қысымы-бу генератор қондырғысынан шығатын ең жоғары артық қысым(Па), бу температурасы(°С).

Қабаттағы жылу беру конвективті (ыстық су немесе бу ағыны) және диффузиялық (кеуекті ортаның жылу өткізгіштігі есебінен) тәсілдермен жүзеге асырылады. Нәтижесінде қабатта жылу тасымалдағышты сүзу бағытында қозғалатын температуралық фронт қалыптасады. Алайда жылутасымалдау, яғни. қозғалысы жылулық фронтының және массатасымалдау, т. е. қозғалысы өзі жылу қаттағы, болып жатқан әртүрлі жылдамдықпен салдарынан ағып жылу қыздыруға ғана емес, ең қыртысты жүргізілетін сүзу жылу емес, айналасындағы жыныстардың.

Қабатта ыстық суды айдаған кезде екі аймақ қалыптасады: түсетін температурасы бар аймақ және бастапқы қабаттық температурасы бар жылу әсерімен қамтылмаған аймақ.

Буды айдау кезінде үш аймақ қалыптасады: температурасы аймақтағы қысымға байланысты болатын, бумен қаныққан, температурасы тұрақты бірінші аймақ. Екінші аймақ-ыстық конденсат (су) аймағы, онда температура қаныққан бу температурасынан бастап бастапқы қабатқа дейін төмендейді. Үшінші аймақ-жылу әсерімен қамтылмаған, қабаттық температуралы аймақ.

Жылу тасымалдағыштағы жылу шығынының салдарынан қабаттың және қоршаған жыныстардың қызуына жылу фронты ығыстыру фронтынан (жылу тасымалдағыштың) артта қалады, бұл ретте қабаттың қалыңдығы аз болған сайын, соғұрлым артта қалу басқа тең жағдайларда көп болады. Бұл қабаттың қалыңдығы аз болған кезде қабаттың шатыры мен табанына жылу жоғалту үлесі көп және жылу тасымалдағыштың салқындауы тез жүреді.

Алайда, жылу фронтының мұндай артта қалуы қабаттың және жылу тасымалдағыштың жылу физикалық және коллекторлық қасиеттеріне, сондай-ақ мұнайды сумен ығыстыру тиімділігіне байланысты.

Буды айдау кезінде температура фронты ығыстыру майданынан артта қалады. Алайда будың конденсациясы кезінде бу түзілуінің жасырын жылуы есебінен қабаттың қыздырылған аймағы ыстық суды айдаумен салыстырғанда 5 есе (айдалатын будың құрғақтығына және қысымға байланысты) артады. Бұл буды пайдаланудың бір артықшылығы ыстық сумен салыстырғанда жылу жеткізуші ретінде.

Жылу әсерімен қамтылмаған аймақта ыстық суды айдаған кезде мұнайды изотермиялық жағдайларда, ал температурасы қабаттан бастап ұңғыманың забойындағы су температурасына дейін, неотермиялық емес аймақта сумен ығыстыру жүргізіледі. Бұл ретте мұнайдың тұтқырлығы төмендейді, мұнай мен судың қозғалғыштарының арақатынасы жақсарады, мұнай көлемінің жылулық өсуі және молекулалық-жер үсті күштерінің әлсіреуі жүреді. Осының бәрі мұнай берудің ұлғаюына әкеледі. Конденсация аймағында буды айдау кезінде ығыстыру механизмі ыстық суды айдау кезіндегі ығыстыру механизміне ұқсас. Бірінші аймақта жоғары температураның арқасында мұнайдың жеңіл компоненттерін ішінара айдау және оларды бу аймағынан конденсация аймағына ауыстыру жүзеге асырылады, бұл сондай-ақ мұнай берудің одан әрі ұлғаюына әкеледі.

Аталған факторлардың әрқайсысының рөлі қабаттағы температуралық жағдайға, сондай-ақ қабаттық мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттеріне (тығыздығы, тұтқырлығы, жеңіл компоненттердің болуы және т.б.) байланысты.)

Сонымен қатар, практикада ыстық суды айдау кезінде айдамалау ұңғымаларының қабылдағыштығының артуы мен одан кейінгі тұрақтылығы ауыстырылды. Алайда, Тұщы конденсаттың сазбалшықты компоненттеріне әсері нәтижесінде саздың ісінуіне алып келетін буды айдау кезінде қабылдағыштықтың төмендеуі де байқалуы мүмкін. Есептеу үшін, одан әрі 1 өңдеу объектісі алынады[31].

3.5 Буциклді өндеу кезінде шоғырларды игерудің негізгі параметрлерін есептеу

3.5.1 Жылудың әсер ету ауданын және жылу тиімділік коэффициентінің уақытқа тәуелділігін анықтау

Берілгені:

Қабатқа айдалатын будың массалық шығымы $q_6 = 8000 \text{ кг/сағ} \approx 2,22 \text{ кг/с}$;

қабат қалыңдығы $h = 20 \text{ м}$;

айдалатын бу-газ қоспасының температурасы $T_{6y} = 250^\circ\text{C}$;

қабаттың бастапқы температурасы $T_0 = 20^\circ\text{C}$;

тау жыныстардың жылу өткізгіштігі $\lambda_k = 10^{-3} \text{ кДж/м}\cdot\text{с}\cdot^\circ\text{C}$;

тау жыныстардың салмақтық жылу сыйымдылығы $c_n = 1,1 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$;

будың құрғау дәрежесі $x_6 = 0,7$;

кеуектілігі (қабаттық орташа) $m = 0,2$;

қабат қаңқасының меншікті жылу сыйымдылығы $c_{кк} = 0,85 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$;

қабат қаңқасының тығыздығы $\rho_{кк} = 2500 \text{ кг/м}^3$;

бу айдау уақыты 100 тәул, судың меншікті жылу сыйымдылығы $c_{cy} = 4,18 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$;

судың бу түзілу жылуы $c_{6y} = 1705 \text{ кДж/кг}\cdot^\circ\text{C}$;

қабатқа кіре берістегі температура кезіндегі судың жылу мөлшері $i_{ж} = 1087 \text{ кДж/кг}$.

Шешуі:

Қабатқа жылу енгізу температурасы:

$$H_0 = q_6 \cdot (c_{6y} \cdot x_6 + i_{ж} - c_{cy} \cdot h), \quad (3.1)$$

Сонда $H_0 = 2,22(1705 \cdot 0,7 + 1087 - 4,18 \cdot 20) \approx 4877,1 \text{ кДж/с}$

Температура өткізу коэффициентін табамыз:

$$\alpha_n = \lambda_n / (c_n \cdot \rho_n) = 0,002 / (1,1 \cdot 2000) = 0,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3.2)$$

τ анықтаймыз (өлшемсіз уақытты есептеу үшін):

$$\tau = \frac{2 \lambda_n}{\rho_n c_n h \sqrt{\alpha_n}} * \sqrt{t} \quad (3.3)$$

$$\text{Сонда } \tau = \frac{2 \cdot 0,002}{2000 \cdot 1,1 \cdot 20 \cdot \sqrt{0,9 \cdot 10^{-6}}} = \sqrt{100 \cdot 86400} \approx 0,281;$$

Жылыту аймағының ауданын анықтаймыз:

$$A(t) = \frac{H_0 h}{4 \lambda_n (T_n - T_0)} * \left[e^{\tau^2} * \text{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (3.4)$$

$$\text{Сонда } A(t) = \frac{4877,1 \cdot 20}{4 \cdot 0,002 \cdot (250 - 20)} * \left[e^{0,281^2} \text{erfc}(0,281) + \frac{2 \cdot 0,281}{\sqrt{3,14}} - 1 \right] \approx 3502 \text{ м}^2;$$

Бу айдау аймағындағы қабаттың көлемдік жылу мөлшері:

$$c_n^1 = m \cdot c_r \cdot \rho_r + (1 - m) \cdot c_{ск} \cdot \rho_{ск} \cdot (T_n - T_0) \quad (3.5)$$

$$c_n^1 = 0,2 \cdot 1705 \cdot 20 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2500 \cdot (250 - 20) = 397820 \text{ кДж/м}^3.$$

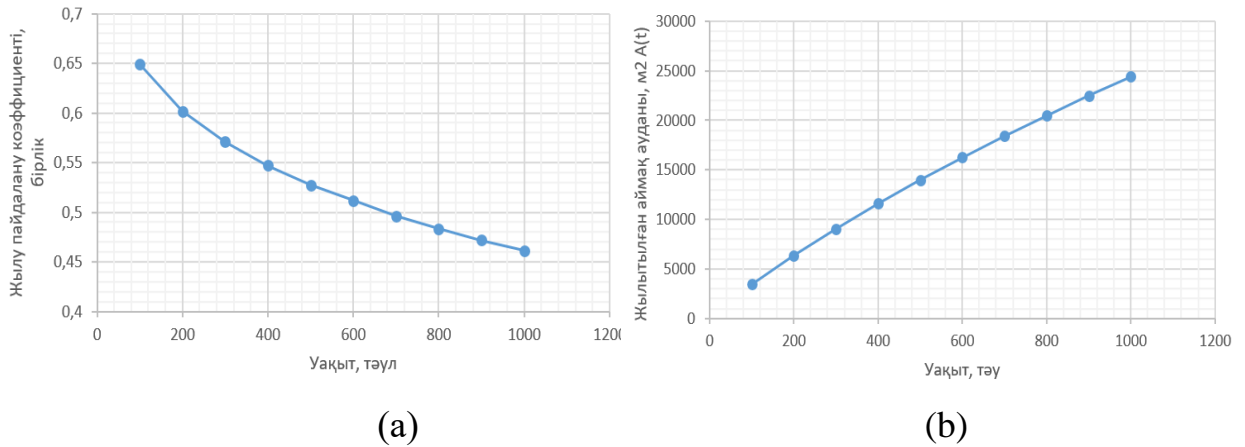
Процестің жылу тиімділігі коэффициенті:

$$\eta_T = \frac{A(t) \cdot h \cdot c_n^1}{H_0 \cdot t} \quad (3.6)$$

Сонда

$$\eta_T = \frac{3424 \cdot 20 \cdot 397820}{4877,1 \cdot 8640000} \approx 0,66.$$

Есептеулердің нәтижелері 3.9-суретте график түрінде ұсынылған.



3.9 Сурет - Жылу пайдалану коэффициентінің (а) және жылытылған аймақ ауданының $A(t)$ (b) динамикасы

3.5.2 Қабаттың түп маңы аймағын бумен сіндіру ұзақтығын есептеу

Бу конденсациясы қабаттың қызбаған бөлігінен мұнай ағуына әкеледі, бұл ретте бу платасының радиусы азаяды. Жылу беру, конденсация және бу конденсациясы салдарынан мұнай ағыны процестері тепе-тең процестер деп қарастырайық. Бұл жағдайда бу конденсациясы қабаттың суық бөлігінен жылытылған аймаққа мұнайдың жылдам ағуына әсер етеді, бұл ретте бу аймағындағы қысым мен температура мұнай ағыны есебінен өзгереді.

Бу аймағындағы температураның тұрақтылығын есепке ала отырып, жылу шығыны анықталады:

$$dW/dt = \int_{r_w}^{r_s} 2\pi r \alpha_T (T(r) - T_0) dr = 2\pi r_s^2(t) \alpha_T (T_s - T_0), \quad (7)$$

мұндағы r_s - бу платасының радиусы.

Бу конденсациясы нәтижесіндегі жылу шығыны осы конденсация есебінен бөлінетін жылуға тең болуы тиіс:

$$\frac{dG}{dt} = \frac{dM}{dt} = -2l\rho g m h \alpha \pi r_s \frac{dr_s}{dt}, \quad (8)$$

мұндағы M – түп аймақтағы бу массасы, α - жылу тасымалдағыштағы будың концентрациясы.

(7) және (8) теңдеу конденсация фронтының жылдамдығын анықтау үшін теңестіріп теңдеуді аламыз

$$\frac{dr_s}{dt} = - \frac{\alpha_T(T_S - T_0)}{l\rho g m h \alpha} * r_s, \quad (9)$$

Бұл теңдеуді бастапқы шарттармен шешу $t \rightarrow 0$ және $r_s = r_f$ аламыз:

$$r_s = r_f \exp\left(-\frac{\alpha_T(T_S - T_0)}{l\rho g m h \alpha} * t\right), \quad (10)$$

Мұнай қабатына буциклді әсер ету кезінде бу жылылық сіңірудің (ұңғыманы тоқтатудың) қажетті уақыты анықталатын болады:

$$t_2 = \frac{l\rho g * m h \alpha}{\alpha_T(T_S - T_0)}, \quad (11)$$

мұндағы: l - қабаттың ұзындығы, m - кеуектілік (0,2); r_g - будың тығыздығы $20,01 \text{ кг/м}^3$ тең; α - жылу тасымалдағыштағы будың концентрациясы. α_T - жылу беру коэффициенті. Сонда:

$$t = \frac{200 * 20010 * 20 * 0,7}{1,6(250 - 60)} \approx 2,12 \text{ тәул}$$

Бу жылылық әсерді анықтаудың осы әдістемесі ресейлік (Степноозер, Зыбза-Глубокий Яр және т.б.) және шетелдік (ВайтВольф, Керн Ривер, СанАрдо (АҚШ), Колд-Лейк (Канада) және т. б.) кен орындарында кеңінен сынақтан өткізілді.

3.6.3 Ұңғымаға буциклді әсер ету кезінде мұнай алуды анықтау

Буды қыздырылған мұнаймен ығыстыру ұңғымаға жақын аймақ T_S температура кезінде мұнаймен толтырылуына әкеледі. Жылу балансының шарттарынан осы аймақтың өлшемдерін анықтаймыз. Осы аймақтағы қыздырылған мұнайдың жылу мөлшері тең:

$$H_1 = \pi h (r_*^2 - r_w^2) R_0 (T_S - T_0), \quad (12)$$

мұндағы r_* - T_S температурамен қыздырылған мұнаймен толтырылған аймақтың радиусы, $R_0 = m\rho_0 C_0$ — мұнайдың жылу сақтау коэффициенті. Қабат қаңқасынан алынған жылу мөлшерін анықтаймыз:

$$H_2 = \pi h (r_*^2 - r_w^2) R_r (T_S - T_0), \quad (13)$$

мұндағы $R_r=(1-m)\rho_r C_r+m\rho_0 C_0$ - қаныққан кеуекті жыныстың жылу сақтау коэффициенті.

Жылу балансы, T_s температурасына дейін қыздырылған және мұнаймен толтырылған аймақ радиусын анықтауға мүмкіндік береді:

$$r_* = \sqrt{\frac{r_f^2 R_r + r_w^2 R_0}{R_r + R_0}}, \quad (14)$$

Ұңғыманың түп маңының екі аймағы бар: T_s радиусы бар мұнаймен толтырылған аймақ және T_0 бастапқы қабаттық температурасы кезінде мұнаймен қаныққан аймақ.

Температураның өзгеруімен ұңғымаға сұйықтықтың шығысы Дюпюи формуласы үшін аймақтық біртектілігі бар өрнекке ұқсас, өйткені қабаттың температурасы сүзілетін сұйықтықтың тұтқырлығын анықтайды:

$$Q = \pi k h r_w \Delta p \left(\frac{1}{\mu_T \ln\left(\frac{r_*}{r_w}\right) + \mu \ln\left(\frac{r_c}{r_*}\right)} \right), \quad (15)$$

мұндағы μ - қабаттық мұнайдың тұтқырлығы, μ_E - T_s температураға дейін қыздырылған мұнайдың тұтқырлығы, k - қабаттың абсолютті өткізгіштігі, r_c - ұңғыманы қоректендіру контурының радиусы, Δp - қабаттың түп маңы аймағындағы депрессия. Сүзілу шамасына қарай түп маңы аймағы салқындайды. Бұл суыту r жоғары температуралы аймақ радиусына байланысты. Q шығынымен сұйықтықты сүзу кезіндегі температуралық ауытқу жылдамдығы:

$$D_T = \frac{\pi h (r_f^2 - r_*^2)}{t} = \frac{Q R_0}{m R_r}, \quad (16)$$

(16) арқылы жылытылған аймақ радиусының (r_*) уақытқа тәуелділігін анықтаймыз:

$$r_* = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q R_0 t}{\pi m h R_r}}, \quad (17)$$

Ұңғыманы жылыту радиусын есептеу үшін бу айдау уақытының ұзақтығы 20 тәулік деп:

$$R_n = \sqrt{\frac{800 \cdot 1705 \cdot 20}{3,14 \cdot 20 \cdot 397820}} \approx 16,4 \text{ м.}$$

3.6.4 Ұңғыманың базалық және буциклді өңдеуден кейінгі шығымын есептеу

Берілгені:

Қабаттың өткізгіштігі $k=10^{-12} \text{ м}^2$, қуат контурындағы қабаттық қысым $P_k=12 \text{ МПа}$; өнімді іріктеу кезеңінде ұңғымадағы түп қысымы $P_c=7 \text{ МПа}$; ұңғыма радиус $R_\psi=0,20 \text{ м}$; қуат контурының радиусы $R_k=100 \text{ м}$; жылытылған аймақтағы мұнайдың тұтқырлығы $\mu(T_n)=0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$; бастапқы қабаттық температурада мұнайдың тұтқырлығы $\mu(T_0)=0,07 \text{ Па}\cdot\text{с}$;

Шешуі:

Буциклды өңдеуден кейінгі мұнай шығымы:

$$Q_6 = \frac{2\pi * 10^{-12} * 20 * (12-7)}{0,002 * \ln_{0,2}^{16,4} + 0,007 * \ln_{16,4}^{100}} \approx 39,7 \text{ м}^3/\text{тәул},$$

Буциклды өңдеуге дейінгі мұнай шығымы есептейміз:

$$Q_{\text{бас}} = \frac{2\pi * 10^{-12} * 20 * (12-7)}{0,007 * \ln_{0,20}^{100}} \approx 10,3 \text{ м}^3/\text{тәул},$$

Буциклді өңдеуден кейін дебиттің өсу қарқындылығын аламыз:

$$K = \frac{39,7}{10,3} = 3,85,$$

Есептеу нәтижесі бойынша қабатқа бу айдағаннан кейін игеру қарқындылығы 3,85 есе артқанын көруге болады. Бұл Қаражанбас кен орнын игеруге тиімді әдіс екендігін дәлелдейді.

4 Экономикалық бөлім

4.1 Игерудің нұсқаларының экономикалық көрсеткіштері

Жобаның экономикалық бағасы деп ең алдымен жобаны іске асыру барысында олардың сатып алу құндылығын сақтау тұрғысынан инвестициялардың орындылығын анықтауды атаймыз[34].

Бұл бөлімде операциялық және ағымдағы шығыстарға арналған кіріс бөлігі мен тікелей шығындар; салықтар мен арнайы және басқа қорларға аударымдар, сондай-ақ осы жобаны іске асыру үшін қажетті күрделі салымдар көрсетілген.

Күрделі салымдардың көлемі:

- жаңа өндіру ұңғымаларын бұрғылауға арналған шығындар;
- жаңа айдау ұңғымаларын бұрғылауға арналған шығындар;
- өндіру және айдау ұңғымаларын жоюға арналған шығындар;
- өндіруші ұңғымаларды айдауға ауыстыру;
- жаңа өндіру және айдау ұңғымаларын орналастыру;
- мұнайды дайындау және айдау цехына(МДАЦ) қайта құру және кеңейту;
- резервуарлық паркті кеңейту;
- өнеркәсіптік суағарларды айдау жүйесіне арналған төмен қысымды суағар;
- топтық өлшеу қондырғылары (ТӨҚ);
- ТӨҚ-нан бастап сорғы станцияларына дейін мұнай коллекторы (СС)
- бу генераторлық қондырғылар (БГҚ);
- сорғы станциялары(СС);
- жаңа аумаққа ворж суының сутартқышы;
- электрмен жабдықтау, байланыс және автоматика желілері;
- кәсіпшілік жолдар;
- вахталық кентті кеңейту;
- басқа объектілер.

Эксплуатациялық шығындар

Жалпы эксплуатациялық шығындардың құрылымы, салықтарды қоса алғанда және былайша сипатталады:

- операциялық және ағымдағы шығыстарға арналған шығындар;
- салықтар мен аударымдар;
- амортизациялық аударымдар;
- несие үшін пайыздарды төлеу.

"ҚазНИПИнефть" және "НИПИнефтегаз" институттары жүргізген әзірлеу нұсқаларының экономикалық тиімділігін талдау негізінде әзірлеудің 4 нұсқасы неғұрлым тиімді деп танылды.

6.2 Қаражанбас кен орнын игерудің техникалық-экономикалық көрсеткіштерін талдау

"Қаражанбасмұнай" акционерлік қоғамының жеке балансы, "Қазкоммерцбанк", "Тұран Әлем Банкі" банктерінде және "ABN AMRO BANK" Алматы банкінде есеп айырысу және валюталық шоттары, сондай-ақ шаруашылық қызметке қажетті негізгі және айналым қорлары бар. Акционерлік қоғамның өз атауы жазылған мөрі мен мөртаңбасы болады.

Кәсіпорын қызметінің нәтижесінде алынатын пайда бірінші кезекте салық және басқа да міндетті төлемдерді төлеуге жіберіледі.

Эксплуатациялық шығындарын талдау

Пайдалану шығындары ұңғыларға қызмет көрсетуге, механикаландырылған өндіруге және басқа да қажеттіліктерге электр энергиясына, су өндіру мен айдауға, ішкі кәсіпшілік жинауға және мұнай мен газды тасымалдауға, мұнайды технологиялық дайындауға, амортизациялық аударымдарға, ағымдағы жөндеуге, персоналдың еңбегіне ақы төлеуге арналған шығындарды қамтиды. Игеру үшін, салықтарды қоса алғанда, эксплуатациялық шығындарының құрылымы былайша сипатталады:

өндірістік сипаттағы шығындар	55.1%;
жалақы, әлеуметтік сақтандыру	3.1%;
амортизациялық аударымдар	23.2%;
негізгі құралдарды жалға алу	1.5 %;
ұдайы өндіру қорына аударымдар	0.3%;
минералдық-шикізат базасы	14.9%;
Жол қорына аударымдар	1.9%.

Мұнай мен газды өндіру, жинау, тасымалдау және дайындау жалпы кен орны бойынша, сондай-ақ жеке процестер бойынша пайдалану шығындарын анықтау үшін эксплуатациялық шығындардың тізбесі жасалды:

а) жылына жұмыс күндері - 345;

б) шикізатты өз қажеттіліктеріне пайдалануды ескере отырып, технологиялық схема бойынша келіп түсетін шикізаттың саны және тауарлық өнімнің шығуы;

в) электр энергиясының, газдың, реагенттердің және судың шығысы есептеу материалдары бойынша қабылданды;

г) қызмет көрсетуші жұмысшалар кәсіпорынның нормативтері бойынша есептелген;

д) бір жұмысшының орташа айлық жалақысы 120500 теңге;

е) электр энергиясының құны тарифтер бойынша қабылданған, құны 1 КВт/сағ - 30 теңге.

е) техникалық судың және ауыз су сапасындағы судың, реагенттер мен материалдардың құны өндірістік мұнай өндіруші бірлестіктердің деректері негізінде және 2019 жылғы қаңтарға тиісті түзетумен қабылданды.

Тоқсан сайын кәсіпорын қаржылық есептілікті, өндірістік-шаруашылық қызмет материалдарын және шығындарды талдауды белгіленген мерзімде акционерлік қоғам басқармасының қарауына ұсынады. 6.1-кестеде "Қаражанбасмұнай" АҚ-ның техникалық-экономикалық көрсеткіштері келтірілген.

4.1 Кесте-Техникалық-экономикалық көрсеткіштер

Көрсеткіштер	2017 жылға жоспар	2017	2018 жылға жоспар	2018	Нәтиже:
Мұнай өндіру, мың тонна	1,125	1,298	1,420	1,500	5,964
Тауарлық көлем, мың тонна	1,103	1,293	1,392	1,494	5,933
Инвестиция көлемі, мың тг	1,012,564	1,124,557	2,267,859	2,346,859	7,205,208
Өнімді сатудан түскен түсім, мың тг	4,961,250	7,868,697	8,349,600	11,687,562	30,216,371
Мұнай бағасы, мың тг	4,500	6,086	6,000	7,823	-
Жалпы шығындар, мың теңге	2,652,750	3,159,758	3,804,180	4,475,097	-
Сатылған өнімнің өзіндік құны мың тг	2,490,548	3,002,578	3,143,624	4,038,282	-
Ітн сатылған өнім шығындар, мың теңге	2,358	2,444	2,679	2,983	-
Ітн сатылған өнімнің өзіндік құны, мың теңге	2,259	2,322	2,259	2,703	-
Таза табыс, мың. тг		2,897,561		5,361,983	11,691,249
Есептелген салықтар мен аударымдар мың тг	1,787,078	1,985,642	2,922,360	4,090,647	9,491,505
Уақыт ішіндегі жұмысшылардың орташа саны, адам	201	197	217	215	-
Тиісті кезеңнің соңындағы ҰҚН-ның баланстық құны. мың тг	4,795,017	5,101,082	6,461,797	6,626,540	-
Еңбекақы төлеу қоры, мың тг	128,192	125,641	156,196	152,708	-
Орташа айлық жалақы, теңге	53,148	53,148	59,983	59,189	-
Жұмыс істеп тұрған ұңғымалар қоры		91		102	

Айдау нұсқалары бойынша негізгі экономикалық көрсеткіштер

Күрделі салымдарды кен орнын пайдаланудың алғашқы алты жылы ішінде жүзеге асыру көзделіп отыр. Қаражатты салу мерзімі игерудің технологиялық схемасына сәйкес аумақты кезең-кезеңімен бұрғылаумен байланысты. 6.2-кестеде пайдалану шығындарын есептеуге арналған нормативтер келтірілген.

4.2 Кесте- Пайдалану шығындарын есептеуге арналған нормативтер

Атауы	Мәні
Пайдалануға арналған өндірістік-техникалық материалдар, АҚШ долл./ мұнай тоннасына	5,03
Электрэнергиясы долл./1000 КВт ч	12,9
Судолл./1000м ³	487,8
Ағымдағы жөндеу (өндірістік қорлар құнынан)	1,5%
Ұңғымаларды күрделі жөндеуге аударымдар (жылына)	3%
Ұңғымаларды қалпына келтіруге амортизациялық аударымдар (жылына)	6,3%
Жер үсті құрылыстарын күрделі жөндеуге аударымдар (жылына)	2,2%
Жер үсті құрылыстарын қалпына келтіруге арналған амортизациялық аударымдар (жылына)	8%
Өзге де шығыстар (тікелей пайдалану шығындарынан)	7%
Қосылған құн салығы 20 коэффициенті%	1,2
Мұнайды өткізу бағасы (ҚҚС-мен және көлікпен), АҚШ долл./ тонна	63,7
Мұнайды өткізу коэффициенті	0,996
Мұнай тасымалдауға арналған шығыстар (ҚҚС-сыз) АҚШ долл./ тонна	52

Күрделі салымдарды талдау

Күрделі салымдардың көлемі:

- пайдалану және айдау ұңғымаларын бұрғылау;
- ұңғыма ішіндегі жабдықтарға арналған шығындар;
- мұнай кәсіпшілігі жабдықтары, вахталық кент және кәсіпшілік базасы құрылысы;
- Сыртқы кәсіби коммуникациялар;

Күрделі салымдар есептелген ескере отырып, басым бөлігі құрал-жабдықтарды, материалдарды және құрылыстарды сатып алынуы тиіс Қазақстан Республикасының шегінен тыс (6.3-кесте).

4.3 Кесте-Қаражанбас кен орнын жайластыру үшін жиынтық күрделі салымдар

Өндіру және айдау ұңғымаларын бұрғылау құны	Жердегі жабдықтың құны					Барлық күрделі салымдар
	Барлығы	Оның ішінде				
		кәсіп	Мұнай және газ дайындау	инфраструктур а	сыртқы коммуникациялар	
мың.	мың.	мың.	мың.	мың.	мың.	мың.
97296,9	155552	85742	46272,3	8837,5	14700,4	252849

Кәсіпорын сондай-ақ жабдықтарды, конструкцияларды, әсіресе, Қазақстан Республикасында жасалған жергілікті құрылыс материалдарын, егер ол әлемдік аналогтарға сәйкес келсе, сондай-ақ уақтылы және бәсекеге қабілетті бағалар бойынша сатып алуға болмайтын болса, пайдаланатын болады.

Есептеудің негізі мұнай мен газды өндіру технологиясы мен техникасы, дайындау және тасымалдау бойынша есептік көрсеткіштер, Қаражанбас кен орны үшін жасалған ұқсас жобалар негізінде есептелген құрылыстың үлес көлемі бойынша деректер болып табылады [35].

4.3 Жылу әдісінің экономикалық тиімділігін есептеу

Қаражанбас мұнай-газ өндірістік басқармасында жұмысшылардың еңбегі бригадалық жүйе бойынша ұйымдастырылған, еңбекке ақы төлеу мерзімді-сыйлықақы жүйесі бойынша жүргізіледі. Еңбекақы төлеу қорының есебі (ЕТҚЕ) жүргізілді:

а) $ЕТҚЕ = \text{минимальд айлық тарифты коэффициент} \cdot \text{ай саны} \cdot \text{аудандық коэффициент} \cdot \text{қосымша жалақы коэффициенті} \cdot \text{өндірістік жұмысшылар саны}$.

Есептеу үшін барлық есептеу коэффициенттері 4.4-кестеде берілген

Ең төменгі жалақысы - 42500 теңге.

ҚР - да қолданылатын аумақтық коэффициент-1,14.

Аудандық коэффициент 1,1 құрайды.

Ай саны-12.

4.3 Кесте- ЕТҚЕ есептеу коэффициенттері

Контингент	Тарифты коэффициент	Коэффициент қосымша жалақы	Өндірістік жұмысшылар саны
ӘБК	7,94	1,75	1500
ИТҚ	6,8	1,5	1000
ӨЖ	5,16	1,25	500
Нәтиже	-	-	3000

$ЕТҚЕ_{\text{ӘБК}} = 828000 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 1500 = 2725,5690$ млн. теңге(Әкімшілік-басқару қызметкер)

$ЕТҚЕ_{\text{ИТҚ}} = 1817,046$ млн. теңге(Инженерлік-техникалық қызметкер)

$ЕТҚЕ_{\text{ӨЖ}} = 908,523$ млн. теңге(Өндірістік жұмысшылар).

$\Sigma \text{ЕТҚЕ} = \text{ЕТҚЕ}_{\text{ӘБК}} + \text{ЕТҚЕ}_{\text{ИТҚ}} + \text{ЕТҚЕ}_{\text{ӨЖ}} = 5451,138$ млн. теңге.

ЕТҚЕ-нен мемлекеттік бюджетке аударымдар 21% құрайды және 1417,295 млн. теңге тең.

Зейнетақы қорына аударымдар 10% құрайды, олар 545,113 млн.теңгеге тең.

2013 жылғы өндіру бойынша барлық шығындардың сомасын анықтаймыз:

$\Sigma \text{шығын} = 1001321000 + 5451138000 + 694,785 \cdot 10^7 + 3444480000 + 192,402 \cdot 10^6 \cdot 1417295880 + 545113800 = 109232,929680$ млн. теңге.

Мұнайдың 1 тоннасының меншікті өзіндік құнын анықтаймыз, ол өндіру бойынша барлық шығындар сомасының мұнай өндіру көлеміне қатынасына тең формула бойынша:

$$C_{\text{меншікті}} = \Sigma \text{затрам} / Q_{\text{доб}} (13) C_{\text{меншікті}} = \frac{\Sigma \text{шығын}}{Q_{\text{өндіруші}}}$$
$$C_{\text{меншікті}} = 27998279680 / 12 \cdot 10^6 = 2333 \text{ мың. теңге.}$$

Қазіргі кезде қиын өндірілетін қорлардың ең тиімді критерийлерінің бірі коллекторлардың өткізгіштігі болып табылады. Сулану көрсеткіші жоғары кен орындар игерілуі қиын болып табылады. Өңделген (сарқылған) шоғырларды (бұл қазіргі ресейлік өндірудің 15% - дан астамы) одан әрі игеру үшін мұнаймен бірге алынатын судың үлкен көлеміне байланысты процестің жоғары өзіндік құнының проблемасын шешу қажет. Кен орындарының сулануын 1%-ға төмендету мұнай өндіруге арналған операциялық шығындарды 15%-ға азайтуға мүмкіндік береді [9]. Жоғары тұтқыр мұнай өндіру оның қабаттағы төмен қозғалыстығымен, жер бетіне көтеру және одан әрі тасымалдау күрделілігімен күрделене түседі. Мәселе, әдетте, шетелдік компаниялар іске асыратын қымбат технологияларды қолдана отырып шешіледі. Мысалы, қабатқа ыстық су немесе бу айдау технологиясы, Арнайы жылытқыштар мен бұрандалы сорғыларды қолдану қажет[36].

5 Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы

Кәсіпорындағы қауіпті және зиянды факторлар

Кен орындағы зиянды заттардың 2 түрлі көзі бар: ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған. Ұйымдастырылған көздерге пеш жатады, яғни газды жағу нәтижесінде жану өнімдері пайда болады: көміртегі оксиді, метан, азот оксиді, күкірт диоксиді. Ұйымдастырылмаған көздерге сальникті тығыздалулардың, фланецтік байланыстар және бекіту-реттеу арматурасының тығыз еместігі арқылы жүргізілетін көздер жатады: ұңғыма, "Спутник" типті өлшеу қондырғысы, мұнай-газ сепараторы, газ сепараторы, дренаж сыйымдылығы, сорғы, буферлік сыйымдылық, өлшеу қондырғысы. Осы жабдық жұмысының нәтижесінде пайда болатын ластаушы заттар көмірсутектер болып табылады[32].

Еңбек қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөніндегі іс-шаралар

Кен орында өндірістік санитарияның мақсаты – заттардың адам ағзасына түсу мүмкіндігін азайту. Қабатқа термохимиялық әсер ету жөніндегі жұмыстарды жүргізетін қызметкер күкірт сутегінің, мұнай газдарының, мұнайдың айырмалық себептері мен ықтимал қауіптілігін, осы улы заттармен зақымданудан жеке қорғану тәсілдерін білуі тиіс. Барлық персонал В1 маркалы сүзгіш газқағарлармен (күкіртті сутегі) қамтамасыз етілуі және улы заттардың концентрациясы мен физикалық әсеріне байланысты болудың рұқсат етілетін ұзақтығы туралы нұсқау беруі тиіс.

Әрбір қызметкер жазатайым оқиға келесі себептердің нәтижесінде орын алатынын есте сақтауы тиіс:

- ақаулы жабдықта жұмыс істегенде;
- техникалық қауіпсіздік ережелері мен жұмыс нұсқаулықтары бұзылған жағдайда;
- еңбекті нашар ұйымдастыру кезінде;
- жеке қорғаныс құралдары болмаған немесе бұзылған жағдайда;
- төмен өндірістік және еңбек тәртібі кезінде;
- технологиялық режим нормалары бұзылған жағдайда.

Санитарлық-гигиеналық іс-шаралар

Ұңғымаларды жер астында жөндеу (ҰЖАЖ) және ұңғымаларды күрделі жөндеу (ҰКЖ) жұмысы кезінде цементтеу, жуу және басқа да шулы агрегаттар механикалық қаптамалармен дыбыс оқшауланады немесе сөндіргіштермен жабдықталады. Сонымен қатар, шулы агрегаттарға қысқа мерзімді қызмет көрсету кезінде жұмысшылар антифон-шуға қарсы құралдармен қамтамасыз етіледі. ГЗУ операторларын желдеткіштер мен сорғылардың шуынан қорғау үшін шу көздерінен 20-дан 30 метрге дейін қашықтықта тұратын будкалар көзделеді.

Кен орында электр қауіпсіздігін және өрт қауіпсіздігіне де көңіл бөлу керек.

6 Қоршаған ортаны қорғау және экология

Атмосфералық ауаны қорғау

Кен орын туралы ақпаратқа сүйенер болсақ, негізгі ластаушы заттар жылына 69,8205 т көмірсутектер (84,12%) және жылына 5,7976 т азот диоксиді (7%). Атмосфераға шығарылатын ластаушы заттар үлесінің үлесі 5.1.-диаграммада көрсетілген



5.2 Сурет- Қаражанбас кен орны бойынша атмосфераға шығарылатын ластаушы заттар үлесі [33]

Атмосфераға шығарындыларды азайту жөніндегі іс-шаралар "ҚР Мұнай және газ кен орындарын игерудің Бірыңғай ережелеріне" сәйкес кен орнын игеруді авариясыз жүргізу үшін келесі жедел шешімдер көзделуі тиіс:

- атмосфераға ең аз шығарындылары бар қазіргі заманғы мұнай жабдықтары мен құрылыс техникасын пайдалану;
- мұнай өнімдері бар барлық резервуарларда атмосфераға көмірсутектердің булануын қысқартатын құрылғыларды қолдану;
- зиянды шығарындыларды төмендету бойынша іс-шаралар жоспарын әзірлеу;
- прогрессивті технологиялар мен материалдарды қолдану [33].

ҚОРЫТЫНДЫ

Бүгінгі күні әлемде өндірілетін мұнайдың жалпы көлемінде жоғары тұтқыр және парафинді мұнай үлесінің өсу үрдісі сақталуда. Мұндай мұнайларды әдеттегі әдіспен айдау тиімсіз, өйткені құбырлардың қарқынды парафинизациясы, олардың өткізу қабілетінің төмендеуі орын алады, бұл пайдалануды едәуір қиындатады және еңбек және материалдық шығындардың өсуіне әкеледі [37].

Ірі масштабты тәжірибелік-өнеркәсіптік жұмыстар Қаражанбас кен орны жағдайында қабатқа арналған бу айдау әдісінің жоғары технологиялық тиімділігін дәлелдеді. Термиялық әдістер мұнай өндірудің айтарлықтай өсуін, мұнайдың баланстық қорларын өндірудің жоғары қарқынын, өндіруші ұңғымалардың тұрақты жұмысын қамтамасыз етті. Қаражанбас кен орнын игеру үшін термиялық әдістерді, соның ішінде бу айдау әдісін қолдану ұсынылады. Есептеу нәтижесі бойынша қабатқа бу айдағаннан кейін игеру қарқындылығы 3,85 есе артқанын көруге болады. Бұл Қаражанбас кен орнын игеруге тиімді әдіс екендігін дәлелдейді. Бұл кен орнының геологиялық-физикалық жағдайларының әртүрлілігімен және барынша тиімділігі бар әдістердің әрқайсысын қолдану мүмкіндігімен байланысты.

Сонымен қоса, зерттеу нәтижелері бойынша Қаражанбас кен орнында термошахталық игеру әдісін қолдану игерудің тиімді режимдерінің бірі ретінде қарастыруымызға болады. Келешекте қоршаған ортаға, адам өміріне келтірілетін қауіптерден аулақ болып игеру- кен орын үшін негізгі басты мақсат ретінде қарастыруымыз абзал.

Пайдаланылған қысқартылған сөздер тізімі

МБК - мұнай бергіштік коэффициенті
ОПЕК - Мұнай экспорттаушы елдер ұйымы
ҚР – Қазақстан Республикасы
Т - триас
Ю - юра
К - бор
ГИС - Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу
А - асфальтен
С - смола
П - парафин
БЖӨ - бу жылылық әсер
ЫҚЖ - ылғалды қабатішілік жану
СК - Тербелу станогы
ПНШТ - привод насоса штангового тумбовый
СКҚ- сорапты компрессорлық құбыр
ШТСҚ - Штангілі терең сорапты қондырғы
БШСҚ - Бұрандалы штангалы сорапты қондырғы-
ЫСЖ - ыстық сумен жуу әдісі
КБ - көміртекті болаттар
ГСҚ - газ-сұйықтық қоспасы
АРИ - Америка мұнай институты
ТӨҚ - топтық өлшеу қондырғы
МДАЦ -мұнайды дайындау және айдау цехы
ТӨҚ - топтық өлшеу қондырғысы
АШПШ - асфальтен шайырлы парафинді шөгінділер
ЖТМ - жоғары тұтқырлы мұнай
СС - сорғы станциялары
БГҚ - бу генераторлық қондырғы
ҰҚН - Ұйымдастыру-құқықтық нысаны
ҚҚС -Қосылған құн салығы
ЕТҚЕ- Еңбекақы төлеу қорының есебі
ӘБҚ- Әкімшілік-басқару қызметкер
ИТҚ- Инженерлік-техникалық қызметкер
ӨЖ- Өндірістік жұмысшылар

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИТТЕР ТІЗІМІ

1. Щепалов, А.А. (ж.ж.). *Реферат учебно-методической разработки «Тяжелые нефти, газовые гидраты.* <http://www.unn.ru/pages/elibrary/methodmaterial/2011/schepalov.pdf> алынды.
2. Пратс, М.(1982).*По истории применения термальных методов “Thermal Recovery”.* SPE Monograph Series.
3. Бикмухаметова, А. И. (2016). *ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.* 31-36 б.
4. Воробьев, А.Е. (2009). *Инновационные технологии разработки месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти шахтным способом.* Вестник РУДН, Инженерлік зерттеулер сериясы, 5-15 б.
5. Минибаева, С.Б., & Чеботарев, С.Ю. (2011). *«Проект разработки месторождения Каражанбас».* Атырау, Қазақстан:55 б.
6. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. В 3 томах./ Том 3. Нефть и газ. – Алматы: 2002.– 156 с.
7. Бадоев, Т.И.,& Симонов, М.Е.,&Шаховой,А.И.(2010). *Геологические предпосылки выделения эксплуатационных объектов на месторождениях Каражанбас и Северные Бузачи.* Разработка и эксплуатация месторождений высоковязких нефтей. - М.: ВНИИОЭНГ. 51-57 б. НКВД
8. Надиров, Н.К. (2001). *Высоковязкие нефти и природные битумы. Характеристика месторождений. Принципы оценки ресурсов.*- 5-том. Алматы, Қазақстан: «ҒЫЛЫМ», 337 б.
9. Бадоев, Т.И.,& Симонов, М.Е.,&Шаховой,А.И.(2010). *Геологические предпосылки выделения эксплуатационных объектов на месторождениях Каражанбас и Северные Бузачи.* Разработка и эксплуатация месторождений высоковязких нефтей. - М.: ВНИИОЭНГ. 51-57 б. НКВД
10. Боксерман, А.А. және басқалар.(1980). *Принципы проектирования разработки месторождений Каражанбас термическими методами//Вопросы разработки нефтяных месторождений термическими методами.* - М.: ВНИИОЭНГ. 7-20 б.
11. АО «НИПИнефтегаз». (2012). *Анализ нефтяного месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2013 г.* Атырау, Қазақстан: 96 б.
12. Киинов, Л. К. (2000). *«Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане».* Алматы, Қазақстан: 164 б.

13. Лысенко, В.Д., & Грайфер, В.И. (2001). *Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений*. Мәскеу, Ресей: Недра.561 б.
14. Панов, Г.Е. (1993). *Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности*. Мәскеу, Ресей: Недра, 102 б.
15. Лесин, А. (2017). *Применение системы Геллера на современных предприятиях*. Бугульминск, Татарстан.
16. Макаревич, В.Н., (2010). *Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: Перспективы освоения*. Мәскеу, Ресей. 1-13 б.
17. Савацки, Р., Уэрта, М., Лондон, М., & Меца, Б. (2010). Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти. *Rogtec журналы*, 25(4), 68–74. <http://www.rogtecmagazine.com>
18. Батлер, Р.М.(2010). *Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов*. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 536 б.
19. Николин, И.В. (2007). *Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов*. Технологическая компания Шлюмберже. *Наука – фундамент решения технологических проблем развития России*. 54-68 б.
20. Modified from Enhanced Oil Recovery, National Petroleum Council
21. Краснов, А.С., & Степаненко, К.В. (2018). *Предложение энергосберегающей технологии при разработке тяжелых нефтей*. Булатов окулары. 198-199 б.
22. Ольховская, В.А., Зиновьев, А.М., & Губанов, С.И.(2014). *Способ разработки месторождений высоковязкой нефти с возможностью прогрева пласта*. Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. «Технические науки». № 3 (43). 163–173 б.
23. Аглиуллин, М.М., Абдуллин, М.М., & Курмаев, С.А.(2004). *Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин*. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin_1.pdf)
24. Массман, М.(1998). *Reviewing the Strategy of Steamfloods in a Dipping Reservoir*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium.Tulsa, Oklahoma. SPE-39608-MS
25. DeFrancisco, S.T., S.J. Sanford, S.J., & Hong, K.C. (2018). *Utilizing WASP and Hot Waterflood to Maximize the Value of a Thermally Mature Steam Drive in the West Coalinga Field*. <https://doi.org/10.2118/29665-MS>. SPE-29665-MS

26. Hong, K.C., & Pennwell, C.(1994). *Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery (Includes Solution Manual Insert)*.518 б.
27. Karen, B.(2002). *Geothermal-Hot-Water Waterflood*. JPT Assistant Technology Editor). SPE-0102-0049-JPT. 54 б.
28. Адъяа, П. (2007). *Оценка эффективности вытеснения высоковязких нефтей и битумов теплоносителями*. Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Мәскеу, Ресей.
29. Xuebing, F., & Robert, H.(2012). *Water-in-Oil emulsions: flow in porous media and EOR potential*. SPE-162633-MS
30. Коноплев, Ю. П., Гуляев,В.Э., & Цгоев, К.Н. (2009). *Перспективы применения термошахтного способа на месторождениях тяжелой нефти. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. Ухта, ООО «ПечорНИПИнефть», НШУ «Яреганефть», 41 б.*
31. Желтов, Ю.П.(1998) «*Разработка нефтяных месторождений*». Мәскеу, Ресей:126с.
32. Единые правила охраны недр (ЕПОН) при разработке месторождений полезных ископаемых в Республике Казахстан. –Алматы: 1999.–152 с.
33. Панов Г.Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – Москва: Недра, 1993.– 102 с.
34. *Понятия и виды инвестиционных проектов* // БиС ТВ. URL: <http://tv-bis.ru/ponyatiya-ob-investitsiyah/206-vidyiiinvestitsionnyih-proektov.html>;
35. Брагин,В.А.(1993). *Об определении экономической эффективности паротеплового воздействия на пласт*. «Нефтепромысловое дело». –Москва:32 б.
36. *ТРИЗ как объективная реальность*. Газпром Нефть. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610>
37. Сальников, А. В. (2010). *Развитие безреагентных методов изменения реологических свойств нефти*. Ухта, Ухтинский государственный технический университет.
38. Ендурева, А.К. (2014). *Генезис методов воздействия на высоковязкие нефти и природных битумов*. Самара Мемлекеттік Техникалық Университеті.
39. Батманов К.Б., & Утесинов, А.Н. (2006). «*Высокопарафинистые нефти Мангышлака*». Алматы: 189 б.

40. Юшков,И.Р.,& Хижняк.Г.П.(2013). *Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений* : Әдістемелік оқулық, Пособие. Пермь:Перм. Ұлттық зерттеу университеті баспасы.177 б.