

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

Тақырыбы: “ Қазақстан кенорындары мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің жаңа технологияларын қолдану тиімділігін бағалау ”

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5B070800-Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

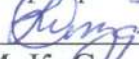
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі


М. К. Сыздықов

« 13 » 05 2019ж.

Дипломдық жұмысқа
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: “ Қазақстан кенорындары мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің жаңа технологияларын қолдану тиімділігін бағалау ”

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған:
Қожахметов З.Е.

Ғылыми жетекші:
Msc., Лектор
Нүсіпқожаев А.І.


« 13 » 05 2019ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

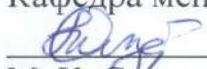
Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі


М. К. Сыздықов

« 15 » 01 2019ж.

**Дипломдық жұмыс орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы: Қожахметов Заманбек Ермекұлы

Тақырыбы: “ Қазақстан кенорындары мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің жаңа технологияларын қолдану тиімділігін бағалау ”

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

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « 6 » мамыр 2019 ж.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) сипаттамасы

ә) Тұтқырлығы жоғары мұнайдың Қазақстандағы қоры

б) Технологиялық бөлім

в) CSS және SAGD тәсілдердінің тиімділігін Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарының мысалында есептеу

г) Экономикалық бөлім

Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс): өндіру технологияларының қолдану шарттары, технологияларды сипаттайтын профильдер, игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің динамикасы, техникалық-экономикалық көрсеткіштер

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 24 атаудан

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) сипаттамасы	09.04.19 – 15.04.19	
Тұтқырлығы жоғары мұнайдың Қазақстандағы қоры	09.04.19 – 15.04.19	
Технологиялық бөлім	09.04.19 – 15.04.19	
CSS және SAGD тәсілдердінің тиімділігін Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарының мысалында есептеу	16.04.19 – 24.04.19	
Экономикалық бөлім	25.04.19 – 02.05.19	

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
Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) сипаттамасы	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	09.04.19	
Тұтқырлығы жоғары мұнайдың Қазақстандағы қоры	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	09.04.19	
Технологиялық бөлім	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	15.04.19	
CSS және SAGD тәсілдердінің тиімділігін Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарының мысалында есептеу	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	24.04.19	

Экономикалық бөлім	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	02.05.19	
Норма бақылау	Нүсіпқожаев А.І. (Msc., Лектор)	04.05.19	

Ғылыми жетекші  Нүсіпқожаев А.І.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы  Қожахметов З.Е.

Күні " 13 " 05 2019 ж.

АННОТАЦИЯ

Бұл дипломдық жұмыста тұтқырлығы жоғары мұнай өндірудің тиімді технологиялары: бугравитациялық дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), суық өндіріс (CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand), циклды бу айдау (CSS – Cyclic Steam Stimulation), көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың комбинациясы (THAI – Toe to Heel Air Injection), тотығу катализаторы мен THAI комбинациясы (CAPRI – CAlytic upgrading PRocess In-situ), еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction) туралы қысқаша түсініктемелер беріліп, ішінен ең тиімді деп саналатын 2 технология толығырақ сипатталады.

В этой дипломной работе рассматриваются эффективные методы добычи высоковязких нефтей, такие как: циклическая закачка пара (Cyclic Steam Stimulation - CSS), парогравитационный дренаж (Steam-Assisted Gravity Drainage - SAGD), холодная добыча (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS), извлечение растворителями в парообразном состоянии (Vapor Extraction - VAPEX), комбинации внутрипластового горения и добычи нефти из горизонтальной скважины (Toe to Heel Air Injection - THAI), технология CAPRITM (Catalytic upgrading PRocess In- situ) основанная на базе THAI, предполагающая использование катализаторов окисления. После краткого описания каждой технологии, 2 технологии считающиеся самыми эффективными будут описаны подробнее.

In this thesis, effective methods of extracting high-viscosity oils are considered, such as: cyclic steam injection (Cyclic Steam Stimulation - CSS), steam-gravity drainage (Steam-Assisted Gravity Drainage - SAGD), cold mining (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS), extraction with solvents in the vapor state (Vapor Extraction - VAPEX), combinations of in-situ combustion and oil production from a horizontal well (Toe to Heel Air Injection (THAI), CAPRITM technology (Catalytic upgrading PRocess In-situ) based on TNAI, involving the use of catalysts oxidation. After a brief description of each technology, 2 technologies considered to be the most effective will be described in more detail.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ

1 Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) сипаттамасы	1
2 Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) Қазақстандағы қоры	3
3 Технологиялық бөлім	4
3.1 Суық өндіріс (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS)	5
3.2 Еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction)	6
3.3 Көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың комбинациясы (Toe to Heel Air Injection - THAI)	7
3.4. Тотығу катализаторы мен THAI комбинациясы (Catalytic upgrading PProcess In-situ-CAPRITM)	8
3.5 Бугравитациялық дренаж (Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD)	9
3.6 Циклды бу айдау (Cyclic Steam Stimulation-CSS)	10
4 CSS және SAGD тәсілдердінің тиімділігін Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарының мысалында есептеу	12
4.1 Қаражамбас кен орнының мәліметтері	12
4.1.1 Бугравитациялық дренаж (SAGD) есебі	13
4.1.2 Циклды бу айдау (CSS) есебі	16
4.2 Шығыс Молдабек кен орнының мәліметтері	20
4.2.1 Бугравитациялық дренаж (SAGD) есебі	20
4.2.2 Циклды бу айдау (CSS) есебі	23
4.3 Есептеу нәтижелерін талдау	26
5 Экономикалық бөлім	28
5.1 CSS технологиясының есебі	28
5.1.1 Қаражамбас кен орнының есебі	28
5.1.2 Шығыс Молдабек кен орнының есебі	29
5.2 SAGD технологиясының есебі	29
5.2.1 Қаражамбас кен орнының есебі	30
5.2.2 Шығыс Молдабек кен орнының есебі	30
5.3 Экономикалық есептеулер нәтижесінің қорытындысы	31

ҚОРЫТЫНДЫ

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

КІРІСПЕ

Әлемде қазір тығыздығы жеңіл және орташа мұнай қоры таусылуда, ал ауыр мұнай қоры 750 млрд. т. Ауыр мұнайдың тұтқырлығы жоғары болады, сол үшін оны өндіруге тұтқырлығы жеңіл және орташа мұнайды өндіру технологиялардың жарамдылығы аз не мүлде жарамсыз.

Бұл үлкен мәселемен мұнай өндіруші компаниялар мен мемлекеттер 20 ғасырдың 60 жылдарынан бері айналысып жатыр. Сол уақыттан бастап әлемде шыққан тұтқырлығы жоғары мұнайды (ТЖМ) өндірудің ең тиімді технологиялары қарастырылып, 6 технология іріктелініп алынды.

Бұл дипломдық жұмыста тұтқырлығы жоғары мұнай өндірудің тиімді технологиялары: бугравитациялық дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), суық өндіріс (CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand), циклды бу айдау (CSS – Cyclic Steam Stimulation), көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың комбинациясы (THAI – Toe to Heel Air Injection), тотығу катализаторы мен THAI комбинациясы (CAPRI – CAlytic upgrading PRocess In-situ), еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction) туралы қысқаша түсініктемелер беріліп, ішінен ең тиімді деп саналатын 2 технология толығырақ сипатталады.

1 Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) сипаттамасы

Ауыр мұнай – тығыздығы 920–1000 кг/м³ аралығында жататын және тұтқырлығы 10-100 мПа•с-қа тең көмірсутекті сұйықтық. [18]

Табиғи битумдар - негізі көмірсутегі құрамды тығыздығы 1000 кг/м³-тен үлкен және тұтқырлығы 10,000 мПа · с-тен үлкен әлсіз ағатын немесе жартылай қатты қоспалары.

Өте ауыр мұнайлар - битум және ауыр мұнай арасындағы аралық топ, тұтқырлығы 100-10000 мПа · с-қа тең және тығыздығы 1000 кг/м³-ке шамалас әлде үлкен не тең.

Мұнай тұтқырлығы 30 мПа*с және 35 мм²/с –қа тең не одан үлкен болса, онда ТЖМ болып саналады.

Қабат жағдайында ауыр мұнай тұтқырлығы 20-9000 мПа*с аралығы. Көбінесе кен орындарда тұтқырлығы 1000 мПа•с-тен үлкен.

Мұнай түрі	API	Тығыздығы кг/м ³
Жеңіл	> 31.1 ⁰	< 870
Орташа	22.3 ⁰ - 31.1 ⁰	870 – 920
Ауыр	< 22.3 ⁰	920 - 1000
Өте ауыр	< 10 ⁰	< 1000

1.1 кесте. Мұнайдың API және тығыздығы бойынша жіктелімі [18]

Сумен салыстырғандағы мұнайдың тығыздығын есептеудің формуласы:

$$\gamma = \text{Specific gravity} = \frac{\rho_{oil}}{\rho_{water}} \quad (1)$$

API есептеудің формуласы:

$$API \text{ gravity} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (2)$$

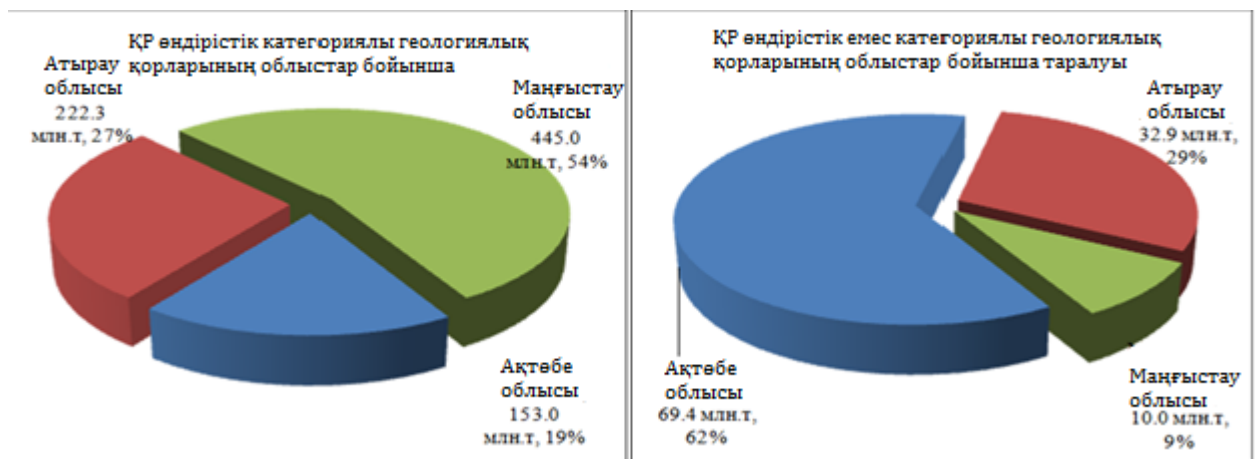
Физикалық шама	Мұнайдың түрі	Вариация шектері
Тығыздық (г/см ³)	өте жеңіл мұнай	< 0.80
	жеңіл мұнай	0.80÷0.84
	орташа	0.84÷0.88
	ауыр	0.88÷0.92
	тығыздығы жоғары мұнай тығыздығы өте жоғары мұнай табиғи битум	0.92÷0.96 > 0.96
Кинематикалық тұтқырлық стандарт жағдай (мм ² /с)	тұтқырлығы төмен мұнай	< 10
	тұтқырлығы орташа мұнай	10 ÷ 35
	тұтқырлығы жоғарылау мұнай	35÷100
	жоғары мұнай	100÷500
	өте жоғары мұнай	> 500

1.2 кесте. Мұнайдың тығыздығы және кинематикалық тұтқырлығы бойынша жіктелуі

2 Тұтқырлығы жоғары мұнайдың (ТЖМ) Қазақстандағы қоры

01.01.2004 Қазақстанның тұтқырлығы жоғары мұнай қоры 945,5 млн.т және былай категорияға бөлінеді:

- А+В+С1 категориялы өндірістік баланстық қорлар – 820,318 млн.т;
- С2 категориялы баланстық өндірістік емес қорлар – 110,226 млн.т;
- Баланстан тыс қорлар – 3,523 млн.т.
- Тұтқырлығы жоғары мұнай А+В+С1 категориялы өндірістік баланстық қорлары Батыс Қазақстан өңірінде, Ақтөбе, Атырау және Маңғыстау облыстарында орналасқан.



2.1 сурет. Қазақстанда тұтқырлығы жоғары мұнайдың өндірістік қорының 3 облыс бойынша бөлінісі

Қор мөлшері бойынша тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындардың жіктелуі:

- А+В+С1 категориялы қоры 4 ірі кен орында (Қаражанбас, Солтүстік Бозащы, Кеңкияқ және Шығыс Молдабек) 609,8 млн.т не бар қордың 74%.
- Орташа кен орындар 109,8 млн.т не бар қордың 13%. Бұл категорияға 5 кен орын жатады: Құмсай, Қара-Арна, Прибрежное және Батыс Терең Өзек.
- Ұсақ кен орындар 110 млн.т не бар қордың 13%. Негізі қоры 10 млн.т-дан аспайтын кен орындар (30 кен орын) Атырау облысында орналасқан.

3 Технологиялық бөлім

Ұңғымадан бірінші (табиғи) және екінші (қабат қысымын ұстау) әдістермен барлық мұнай алынған соң, өндіруші қабаттың мұнайбергіштігін арттыратын өндірудің үшіншілік әдістер қолданылады. Бұл әдістер аса бағалы және олардың көбісі талдау деңгейінде. Тұтқырлығы жоғары мұнай өндіру кезінде бірден үшіншілік әдістер қолданылады. [21]



3.1 сурет. Кен орындарды игерудің әдістерінің схемасы [21]

Үшіншілік әдістердің ішінде әлемде ең тиімді деп танылған 6 технология: бугравитациялық дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), суық өндіріс (CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand), циклды бу айдау (CSS – Cyclic Steam Stimulation), көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың қоспасы (THAI – Toe to Heel Air Injection), тотығу катализаторы мен THAI қоспасы (CAPRI – CAlytic upgrading PRocess In-situ), еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction). (20)

Технология	CSS	SAGD	VAPEX	CHOPS	THAI
Мұнайға қаныққан қабат қалыңдығы, м	3-9	12-15	>12	3-20	>2
Тереңдік, м	250-800	200-1200	750	200-1200	300-1500
Тұтқырлық, мПа*с	>10000	>2000	>600	2000-30000	100-10000
Кеуектілік, %	>25	>25	>30	>30	>18
Өткізгіштік, мД	>200	>1000	>200	>500	>50

3.1 кесте. Ауыр мұнай мен табиғи битумдарды өндіру технологияларының шарттары (20)

S.No	Үшіншілік әдістер	Мұнай қасиеттері			Коллектор қасиеттері			
		Тығыздық (API°)	Тұтқырлық (cP)	Мұнайға қанығушылық (%PV)	Қабат түрі	Орташа өткізгіштік (md)	Тереңдік (ft)	Қабат қалыңдығы (ft)
1	Ыстық су айдау	>12°	50-8000	>12%	Құмтас	>1000	<3000	>30
2	Бу айдау	>9°-13.5°	4,700-200,000	>40% 66%	Жоғары өткізгішті құм немесе құмтас	100 /	>300/	>30
3	Циклды бу айдау	>9°-13.5°	4,700-200,000	>40% 66%		100 /	>1000/	>30
4	Буциклды дренаж	>9°-13.5°	4,700-200,000	>40% 66%		250/	>1000 /	60/
5	Қабат ішінде жану	>10°-16°	1,200-5,000	>40% 72%		>50	>11,500-3500	>10
6	Азот және түтін газдары	>35°/42°/	<0.4% 0.2%	>40% 75%	Құмтас не карбонат	Критикалық емес	>6,000	Жұқа
7	CO2	>22°/36°/	<10% 1.5%	>20% 55%	Құмтас не карбонат	Критикалық емес	>2,500	Үлкен диапазон
8	Сілті айдау	>20°/35°/	<35 % 13%	>35% 53%	Құмтас қаланады	>10/450/	>9,000-3,250%	Критикалық емес
9	Полимер айдау	>15°	<150, >10	>50% 90%	Құмтас қаланады	>10/900/	<9,000	Критикалық емес

3.2 кесте. Ауыр мұнай мен табиғи битумдарды өндіру технологияларының шарттары

3.1 Суық өндіріс (Cold heavy-oil production with sand - CHOPS)

Суық өндіріс - дәстүрлі емес өндіру әдісі, мұнда мұнай, су және газбен қатар құм шығарылады. [4]

Тік, көлбеу немесе көлбеу бағытталған ұңғымаларда бұрандалы-сорап қондырғылар қолдану арқылы іске асады. Өндіріс деңгейі дәстүрліге қарағанда айтарлықтай артады. [12]

«CHOPS» - бұл әлсіз цементтелген резервуарды әдейі бұзу және мұнай мен құмдың қосындысының ағуы үшін қажетті жағдайларды жасайтын суық мұнай өндіру әдісі. Мұнайбергіштік 10% -дан аспайды.[4]

Құмды өндірудің нәтижесінде ұзын каналдар немесе «қуыстар» пайда болады, олар жоғары өткізгіштігімен ерекшеленеді. Кейбір арналар өндіріс ұңғысынан ары қарай 200 метр қашықтыққа дейін созылуы мүмкін.

Мұнай көпіргіштігі мен өткізгіштігі жоғары арналар үйлесе отырып дебит пен өнімділіктің артуына әкеледі. Технологияның дамуна қазір жалғыз шектеу факторы жаңарту мүмкіндіктері.

Кемшіліктері:

- өндіруге жарамды жаңа кен орындарының жоқтығы;
- арналар желісімен келген су ағыны есебінен ұңғылардың сулануы;
- резервуардың қысымы мен энергиясының төмендеуі;
- төмен сұйықтық ағыны және жоғары газ факторы;
- жоғарыда көрсетілген себептерге байланысты 7-8 жылдан астам ұңғымаларды пайдалану мүмкін еместігі.

Артықшылықтары:

- Жылулық әдістермен салыстырғанда жоғары экономикалық тиімділік
- Өте төмен жұмсалатын шығындар (арзан тік ұңғылар)
- Операциялық шығындар ~ 4,00 долларға дейін азайды
- Сорғы мәселесі шешілді
- Құмды кәдеге жарату (утилизация) мәселесі шешілді.

3.2 Еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction)

VAPEX - гравитациялық дренаж режимінде резервуарға еріткішті айдау.[4]

Бұл әдісте 2 көлденең ұңғы пайдаланылады. Еріткішті үстіңгі ұңғыға айдаудан, еріткіш камерасы (көмірсутегі еріткіштері) жасалады. Мұнай

диффузияның арқасында сұйылып, ауырлық күшінің әсерінен камералық шекаралар арқылы өндіру ұңғымасына ағады. Мұнайбергіштік 60% -ға жетеді, бірақ өндіріс деңгейі өте төмен.[4]

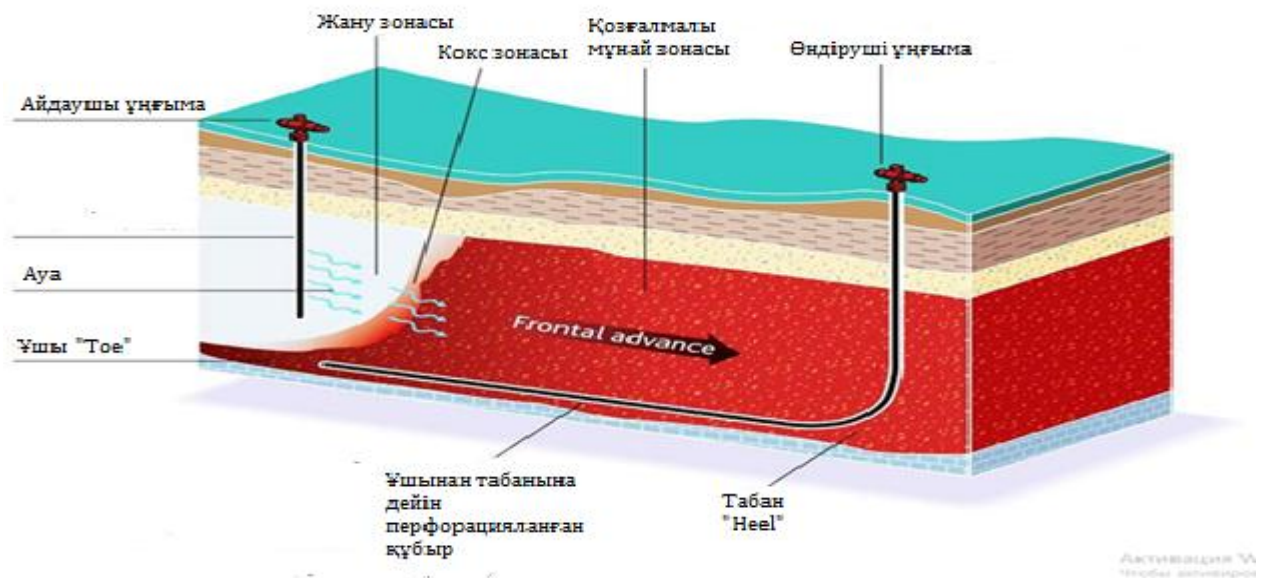
Ауыр мұнай кен орындарын өндірудің «суық» әдістерінің кемшіліктері:

- мұнай тұтқырлығы максималды мәндері бойынша шектеулер
- игерудің төмен қарқыны.

3.3 Көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың комбинациясы (Toe to Heel Air Injection - THAI)

THAI технологиясын канадалық Petrobank инженерлері Мальколом Гривс пен Алекс Турт жасады. [21]

Әдіс өндіруші тік ұңғыма көлденеңмен ауыстырылды. Нәтижесінде, мұнайдың ұзақ қашықтыққа жүру қажеті жоқ, ол жай төмен ғана ағады.



3.2 сурет. Көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың қоспасы

Артықшылықтары:

- Тұрақты және бақыланатын процесс
- Қабат әртектілігіне сезімталдықтың төмендеуі
- Ұңғымалардың санын азайту

- Жақсартылған мұнай пайда болады
- Бұл каталитикалық THAI: CAPRI - мұнай сапасын жақсартудың екінші кезеңін қолдану мүмкіндігін береді.

3.4. Тотығу катализаторы мен THAI комбинациясы (Catalytic upgrading PProcess In-situ-CAPRI™)

CAPRI әдісі өндіруші көлденең ұңғымаға катализатор қосу болып табылады. Бұл әдісті канадалық Petrobank компаниясы жүзеге асырады. THAI мұнайды жердің астында кокстесе, CAPRI мұнайды катализаторлық крекингтейді. Бұл - мұнайды жердің астында жақсарту операциясы. Катализатор ретінде Pd / Al₂O₃, Pd / C, Al₂O₃ , Co-Mo / Al₂O₃ және т.б. қолданылады. [20,21]



3.3 сурет. Катализаторды THAI-ға қосқанда мұнай тұтқырлығының өзгеруі [21]

Қабат ішінде жанудың кемшіліктері:

- Процесті реттеу қиын (өндіріс ұңғымасына газдың серпінділігі).
- Жану бағытының таралуын бақылау үшін сенімді техникалық құралдардың жоқтығы.
- Таяз тереңдікте газдың ағуы (азот, көміртегі диоксиді, оттегі) мүмкін.
- Мұнайды дайындауды қиындататын тұрақты мұнай-су-газ эмульсиялары пайда болды.
- Коррозия.
- Экология (қатты сулы эмульсияның қалыптасуы, улы өнімдерді шығару (H₂S, SO₂, NO₂))

- Ұңғымаларда сүзгі-хвостовиктің құммен бітелуі.
- Мұнайдың бір бөлігі резервуарда жанып кетеді.
- Математикалық модельдеудің күрделілігі.

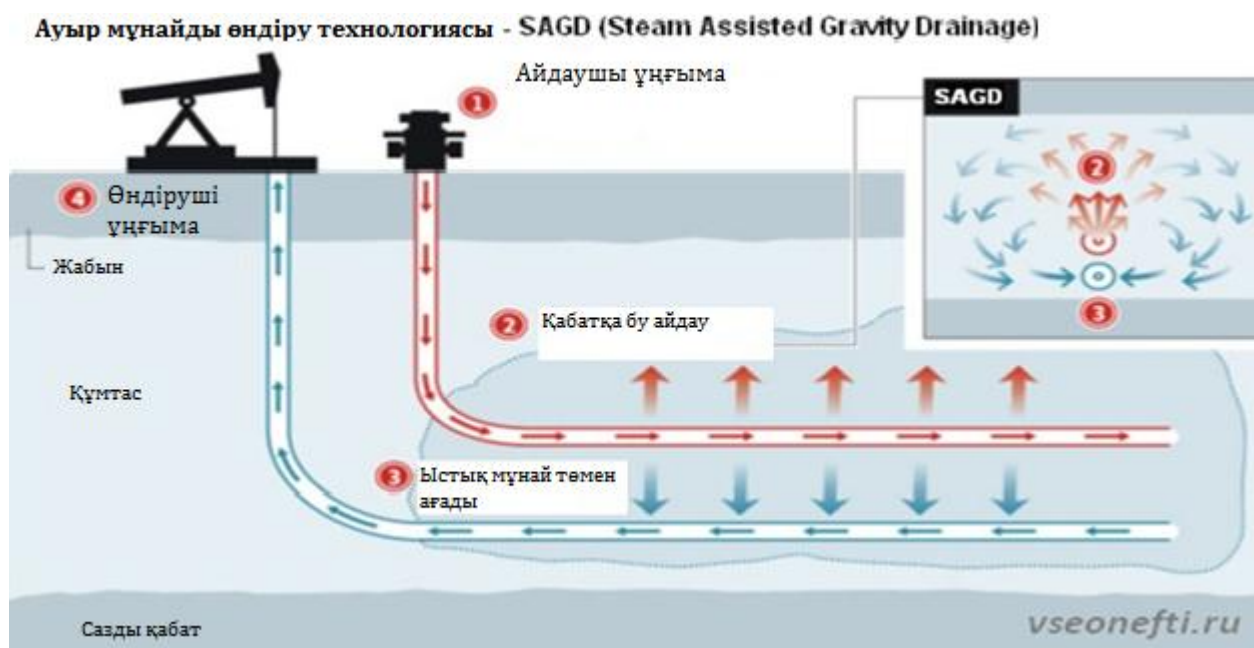
3.5 Бугравитациялық дренаж (Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD)

Гравитациялық дренаж идеясын 1970 жылдарда канадалық инженер Роджер Батлер ойлап тапты. 1980 жылы Cold Lake кен орынында технология эксперименталды түрде қолданыла бастады.[8]

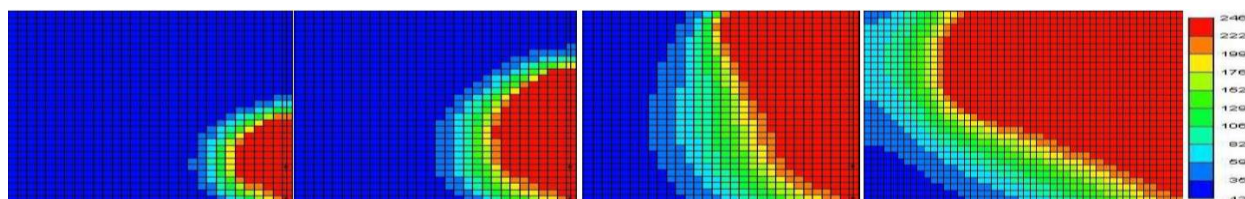
Технология қабаттың табаны жағында мұнаймен қаныққан қабатта параллель орналасқан 2 көлденең ұңғыманы бұрғылауды қажет етеді.[10]

Процесс алдын ала қыздыру сатысынан басталады, оның барысында (бірнеше ай) 2 ұңғымада бу айналымы жүргізіледі.

Өндірістің негізгі кезеңінде бу айдау ұңғымасына айдалады.



3.4 сурет. Бугравитациялық дренаж [8]



3.5 сурет. Бу камерасының шектеуші факторларысыз өсуінің моделі, параметр – температура [8]

Технологияны қолдануға қойылатын шектеуші факторлар [8]:

- Қабатты әртектілік – сазды және сулы линзалардың болуы;
- Қабаттың қалыңдығы 15 м-ден аз болуы;
- Газ шапкасы;
- Қабат жабынында жоғары суғақанығушылық.

3.6 Циклды бу айдау (Cyclic Steam Stimulation-CSS)

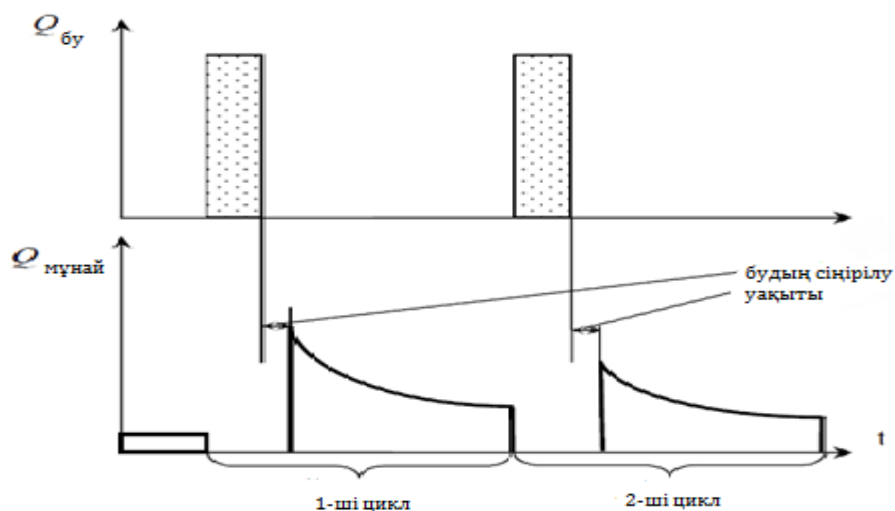
Бір вертикальды ұңғыма резервуарға бу жіберуді және қыздырылған мұнайдың өндірілуін қамтамасыз етеді.

- 1-саты. Буды 1-3 апта ішінде мұнайдың қаныққан қабатының 1 метріне 30-100 тоннаға дейін жеткізіп айдайды.
- 2-саты. Буды айдаудан кейін ұңғыма 1-4 күн ішінде «будың сіңірілуі» үшін жабады, кейде резервуардың сипаттамаларына байланысты және булардың конденсациясы мен резервуардағы қанықтығын қайта бөлу үшін көбірек жабады.
- 3 кезең. Жабудан кейін ұңғымаларды өнімді алу режимінде іске қосады, мұнда операция тиімді шығын деңгейінде жүзеге асырылады.



3.6 сурет. Циклды бу айдаудың 3 кезеңі [6]

Жоғары шығымы бар өндіру 4-6 айға дейін созылуы мүмкін. Цикл өндіріс деңгейі төмендеген кезде қайталанады. Ескі кен орындарда 24 айға 1 циклды жүзеге асыруға болады.



3.7 сурет. Буциклды әсер етудің уақыт бойынша мұнай дебиті мен бу шығымының өзгерісі [8]

Буциклді әсер етудің маңызды экономикалық көрсеткіші - құны 3 тонна / тоннаға жетпейтін бу-мұнай факторы. [6]

Мұнайдың жылжу механизмі гравитациялық дренаж болып табылатын, қалың қабырғалы қабатта 10 цикл немесе одан көп болуы мүмкін.

Ерітілген газдың режимінде өндіріс жүргізілетін еңкіш қабатта, циклдардың саны 3-5 құрайды.

Артықшылықтары:

- 1 ұңғыма бұрғылау қажет, бұл салымдарды қысқартады;
- SAGD технологиясын қолдана алмайтын жіңішке қабаттасқан қабаттарға арналған;
- ұңғымаларды бұталы бұрғылау кезінде қолданылады.

Кемшіліктері:

- SAGD технологиясымен салыстырғанда өндіріс деңгейінің төмен;
- үзікті өндіру режимі.

4 CSS және SAGD тәсілдерінің тиімділігін Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарының мысалында есептеу

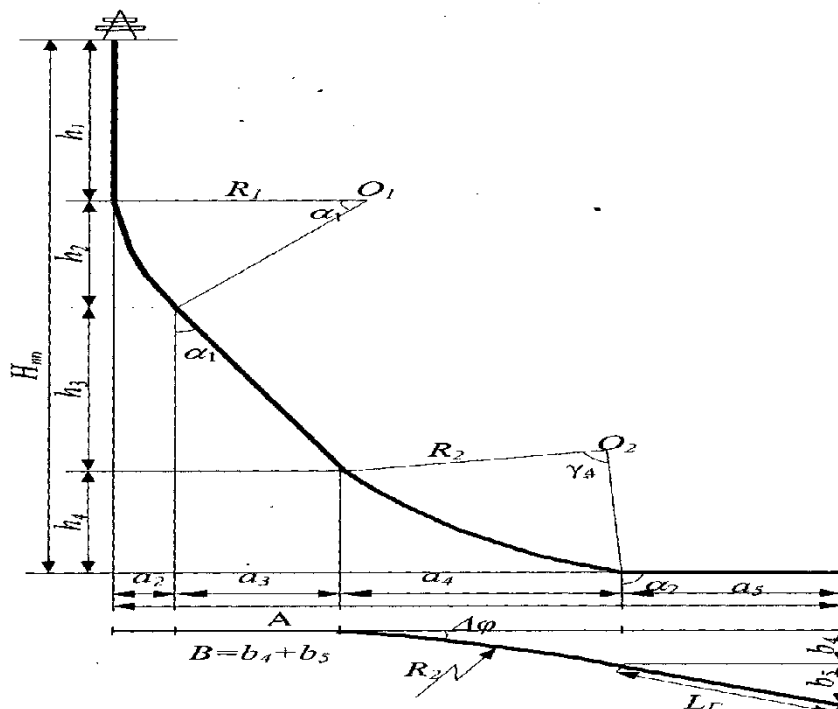
Осы дипломдық жұмыста тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің әлемде ең тиімді деп саналатын SAGD және CSS технологиялары қарастырылды. Технологияларды салыстыру үшін Қаражамбас және Шығыс Молдабек тұтқырлығы жоғары кен орындары алынды. SAGD технологиясын зерттеу үшін 1 жұп көлденең ұңғы бұрғыланды, ал CSS технологиясы үшін 1 тік ұңғы бұрғыланады деп есептелінеді. Аталған ұңғылар кен орындардағы тек 1 қабатты ғана өндіреді. Бұл жұмыстағы есептеулер осы технологиялармен өндіру процессінің қарапайымдатылған және тұрақтатылған түрі.

4.1 Қаражамбас кен орнының мәліметтері

Шоғыр мұнайлы, қабат құмтас пен алевролиттен құралған, қабаттың жалпы қалыңдығы $H = 18,16$ м, өткізгіштігі $0,1601$ мкм², қабаттың бастапқы қысымы $P_{\text{бас}} = 4,5$ МПа, қабат кеуектілігі $m = 0,30$; қабаттың бастапқы мұнайға қанығушылығы $s_n = 0,75$; қабаттың бастапқы суға қанығушылығы $s_{\text{св}} = 0,25$; қабаттың бастапқы температурасы $T_o = 20$ °С; қабат пен оны қоршаған жыныстардың тығыздығы $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2600$ кг/м³; қабат пен оны қоршаған жыныстардың жылу өткізгіштігі $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2,2$ Вт/(м·К); қабат пен оны қоршаған жыныстардың температура өткізгіштігі $\chi_{\text{пл}} = \chi_{\text{оп}} = 3,0 \cdot 10^{-6}$ м²/с; қабат пен оны қоршаған жыныстардың жылу сыйымдылығы $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 1$ кДж/(кг·К); қабаттың жату тереңдігі $H = 290$ м; кеніште бұрғыланған ұңғыларының диаметрі $d_c = 0,168$ м; газсыздалған мұнайдың тығыздығы $\rho_n = 939$ кг/м³; мұнайдың көлемдік коэффициенті $\beta_o = 1,0345$; бу айдаудың темпі $q_n = 60$ м³/сут; айдалатын будың температурасы $T_n = 300$ °С; айдау ұңғысының сағасындағы құрғақтылық дәрежесі $X_y = 0,8$; будың жылуұстағыштығы $i'' = 2800$ кДж/кг; бу түзілудің құпия жылуұстағыштығы $r_n = 1750$ кДж/кг; судың жылуsыйымдылығы $c_v = 4,2$ кДж/(кг·К), мұнайдың қабат жағдайындағы тығыздығы $\rho_{\text{каб}} = 930$ кг/м³, тұтқырлығы $\mu_{\text{каб}} = 272$ мПа·с; мұнайдың жер үстіндегі (323,2 К) тығыздығы $\rho_{\text{жб}} = 941$ кг/м³, тұтқырлығы $\mu_{\text{жб}} = 164,7$ мПа·с; бу тығыздығы $\rho_{\text{бу}} = 46,93$ кг/м³, бу жылуsыйымдылығы $c_g = c_{\text{бу}} = 6,28$ кДж/(кг·К), бу айдалатын қысым $P_{\text{ай}} = 8,58$ МПа; қанығу температурасы $T_{\text{кан}} = T_s = 243$ К; судың жылуұстағыштығы $r_m = 1344,77$ кДж/кг; мұнайдың жылуsыйымдылығы $c_m = 880$ Дж/(кг·К); су-мұнай жапсары 345 м. [11]

4.1.1 Бугравитациялық дренаж (SAGD) есебі

Технология көлденең ұңғыларды кабат табаны жағында орналастыруды қажет ететіндіктен, ұңғылар су-мұнай жапсары деңгейінде орналастырылды.



4.1 сурет. Б типті 5 интервалды көлденең ұңғының профилі [23]

$$h_1 = 200 \text{ м}$$

$$h_2 = h_3 = h_4 = 50 \text{ м}$$

$$\alpha = 45^\circ$$

$$\gamma = 30^\circ$$

$$L = ?$$

$$l_1 = H_s \quad l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \gamma_4$$

$$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1 \quad l_5 = L_r$$

$$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$$

$$L_{\text{сжб}} = \sum l_i$$

(3-9)

$$L_1 = h_1 = 200 \text{ м}$$

$$L_4 = 0,01745 \cdot 30 \cdot (50 \cdot (2^{0,5})) = 37 \text{ м}$$

$$L_2 = 0,01745 \cdot 45 \cdot (50 \cdot (2^{0,5})) = 55,53 \text{ м} \quad L_5 = 4 \cdot 20 = 80 \text{ м}$$

$$L_3 = 50 / \cos 45^\circ = 70,71 \text{ м} \quad L = 443,24 \text{ м} \approx 443 \text{ м}$$

Кен орны біраз уақыт өндіріліп келе жатқандықтан және сулану мөлшері өткізгіштікке әсерінен абсолютты өткізгіштік есептелді. [7]

$$k = 0,1601 \text{ мкм}^2$$

$$k_0 = k / (1 - S_b)^2;$$

(10)

$$k_0 = 0,1601 / (1 - 0,25)^2 = 0,28462 \text{ мкм}^2$$

$$S_w = 0,25$$

$$k_0 = ?$$

Бұған қоса мұнайдың айдалатын бу температурасындағы кинематикалық тұтқырлығы есептелді.

$$t_{бy} = 300^0 \text{ C}$$

$$\mu_{жб} (323,2 \text{ K}) = 164,7 \text{ мПа*с}$$

$$\mu_m (573 \text{ K}) = ?$$

$$\nu_s = \nu_m (573 \text{ K}) = ?$$

$$\rho_{каб мұнай} = 930 \text{ кг/м}^3$$

$$\mu_t = (1 / C) * (C * \mu_{t0})^\varphi \quad (11)$$

$$\varphi = 1 / (1 + a(t-t_0) \lg (C * \mu_{t0})) \quad (12)$$

егер $10 \leq \mu \leq 1000 \text{ мПа*с}$, болса

$$C = 100 \text{ 1/мПа*с}; \quad a = 1.44 * 10^{-3} \text{ 1/}^0\text{C}$$

$$\varphi = \frac{1}{1 + 1,44 * 10^{-3} * (573 - 323,2) * \lg(100 * 164,7)} = 0,397$$

$$\mu_t = \frac{(100 * 164,7)^{0,397}}{100} = 0,4736 \text{ мПа * с}$$

$$\nu_s = \frac{0,4736}{930} = 0,000509259 \text{ м}^2/\text{тәу}$$

Есептеулер өндірістің соңында бастапқы мұнайға қанығушылық 0,25-ке дейін азаяды деп алынды, сонда $\Delta S=0,5$. $a = 0.4$ — эмпирикалық константа. $m = 4$ — тұтқырлық моделінің констатасы ($3 \leq m \leq 5$); $M = 60 \text{ м}$ — қабат ені.[19]

1. Бу камерасының өсу периоды

Бу камерасының өсу уақытының есептеу формуласы:

$$t^* = \frac{8}{27} * \frac{1}{\varphi \Delta S} * \left(\frac{\varphi \Delta S k g \alpha H}{2 a m \nu} \right)^{1,5} * \left(\frac{m \nu}{k g \alpha} \right)^2 \quad (13)$$

$$t^* = \frac{8}{27} * \frac{1}{0,3 * 0,5} * \left(\frac{0,3 * 0,5 * 9,81 * 0,28462 * 3 * 10^{-6} * 18,16}{2 * 0,4 * 0,000509 * 4} \right)^{1,5} * \left(\frac{4 * 0,000509}{0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^2 = 193,544 \text{ тәу}$$

Бу камерасының t^* уақыт мезетіндегі енін есептеу формуласы:

$$W_s = \frac{9}{2H} * \left(\frac{k g \alpha}{\varphi \Delta S m \nu} \right)^{\frac{2}{3}} * (t^*)^{4/3} \quad (14)$$

$$W_s = \frac{9}{2 * 18,16} * \left(\frac{0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6}}{0,3 * 0,5 * 4 * 0,000509} \right)^{\frac{2}{3}} * (193,544)^{\frac{4}{3}} = 51,224 \text{ м}$$

Бу камерасының қабат жабынына дейін жеткенше көлденең ұңғы дебиті:

$$Q(t) = 3L * \left(\frac{kg\alpha}{mv} \right)^{\frac{2}{3}} * (\varphi\Delta S)^{\frac{1}{3}} * t^{\frac{1}{3}} \quad 0 \leq t \leq t * \quad (15)$$

$$Q(150) = 3 * 443 * \left(\frac{0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6}}{4 * 0,000509} \right)^{\frac{2}{3}} * (0,3 * 0,5)^{\frac{1}{3}} * 150^{\frac{1}{3}} = 96,299 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

2. Бу камерасының көлденең кеңею периоды

Бу камерасының көлденең бағытта кеңейіп, көршілес жатқан бу камераларымен бірігу уақыты:

$$T_m = (M - W_s) \left(\frac{\varphi\Delta S m v a H}{2kg\alpha} \right)^{0,5} \quad (16)$$

$$T_m = (60 - 51,224) \left(\frac{0,3 * 0,5 * 4 * 0,000509 * 0,4 * 18,16}{2 * 0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^{0,5} = 101,019 \text{ тәу}$$

Бу камерасының көлденең ұлғаю кезінде болатын тұрақты дебиті :

$$Q(t) = 2L * \left(\frac{\varphi\Delta S k g \alpha H}{2amv} \right)^{0,5} \quad t * \leq t \leq t * + T_m \quad (17)$$

$$Q(t) = 2 * 443 * \left(\frac{0,3 * 0,5 * 9,81 * 0,28462 * 3 * 10^{-6} * 18,16}{2 * 0,4 * 0,000509 * 4} \right)^{0,5} = 104,838 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

3. Бу камерасының табанға қарай таралу периоды

Бу камерасының қабат табанына дейін жету уақыты:

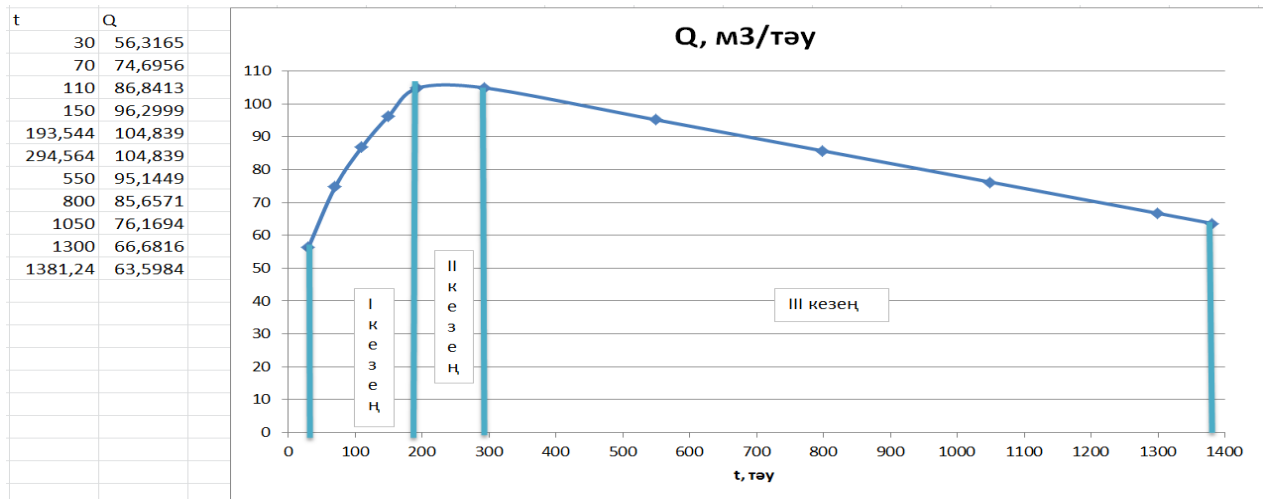
$$T * = 2M * \left(\frac{\varphi\Delta S m v a H}{2kg\alpha} \right)^{0,5} \quad (18)$$

$$T * = 2 * 60 * \left(\frac{0,3 * 0,5 * 4 * 0,000509 * 0,4 * 18,16}{2 * 0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^{0,5} = 1381,242 \text{ тәу}$$

Бу камерасының қабат табанына дейін жеткенше дебиті:

$$Q(t) = 2L * \left(\frac{\varphi\Delta S k g \alpha H}{2amv} \right)^{0,5} - \frac{kg\alpha L}{2amvM} * (t - t * - T_m) \quad t * + T_m \leq t \leq t * + T_m + T * \quad (19)$$

$$Q(1300) = 2 * 443 * \left(\frac{0,3 * 0,5 * 9,81 * 0,28462 * 3 * 10^{-6} * 18,16}{2 * 0,4 * 0,000509 * 4} \right)^{0,5} - \frac{0,28462 * 9,81 * 3 * 10^{-6} * 443}{2 * 4 * 0,000509 * 0,4 * 60} * (1300 - 193,54 - 101,02) = 66,682 \text{ м}^3/\text{тәу}$$



4.2 сурет. Қаражамбас кен орнында бугравитациялық дренаж (SAGD) технологиясының өндіріс кезеңдері

Қарастырылып жатқан қабаттың мұнайын өндіріп біту уақыты:

$$t * + Tm + T * = 193,54 + 101,02 + 1381,242 = 1675,806 \text{ тәу} \quad (20)$$

Өндірілген мұнай көлемі:

$$\varphi \Delta SMHL = 0,3 * 0,5 * 60 * 18,16 * 443 = 72403,92 \text{ м}^3 \quad (21)$$

4.1.2 Циклды бу айдау (CSS) есебі

Қабаттың жылуұстағыштық коэффициентін ϕ және будың үлестік шығынын q' п есептеп, номограммадағы сызықтармен қабатқа бу айдау уақыты табылады. [5]

$$\varphi = (m(\rho_{бу}) + \frac{1 - m}{r_{бу}} * C_{қабат} * \rho_{қаб} * (T_{бу} - T_{қабат})) \quad (22)$$

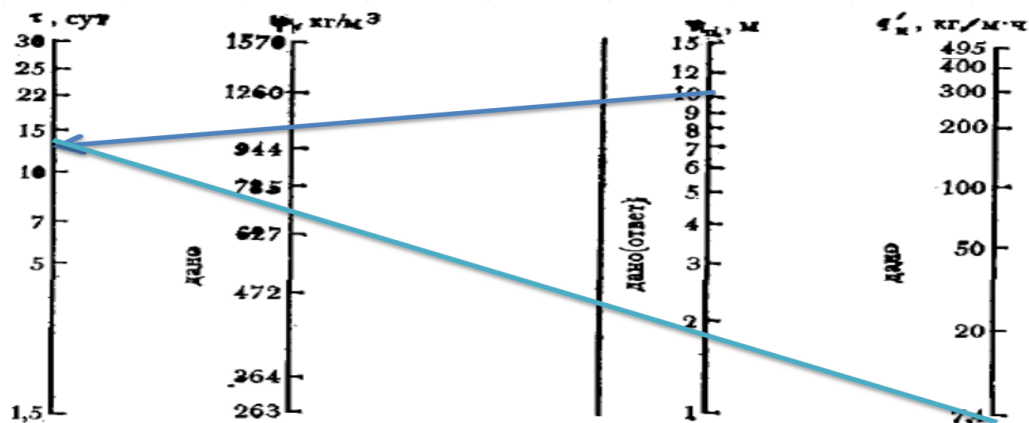
$$\varphi = \left(0,3 * 46,93 + \frac{1 - 0,3}{1750000} * 1000 * 2600 \right) = 958,576 \text{ кг/м}^3$$

$$q'_{п} = \frac{q_{п}}{H}$$

(23)

$$q'_{п} = \frac{60 * 46,93}{18,16 * 24} = 6,461 \frac{кг}{м * сут}$$

Осыдан, $t_1=14$ тәу болады.



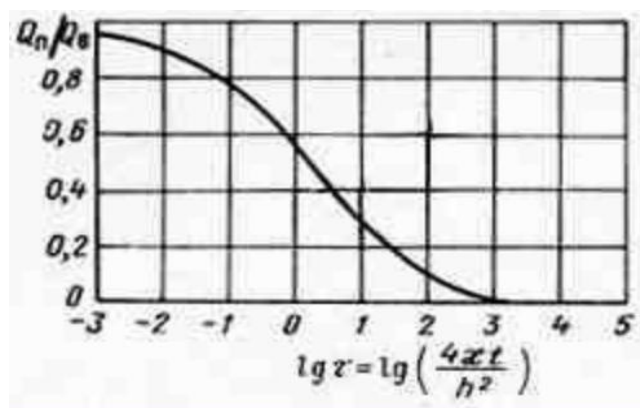
4.3 сурет. Қаражамбас кен орнына бу айдау уақытын көрсететін номограмма

Жылуды қолдану коэффициентін табу үшін сол параметрдің өлшемсіз уақытына тәуелді графикты қолданылды [3]. Өлшемсіз уақыт формуласы:

$$\tau = \lg\left(\frac{4\alpha t}{h^2}\right)$$

(24)

$$\tau = \lg\left(\frac{4 * 3 * 10^{-6} * 14 * 24 * 3600}{18,16 * 18,16}\right) = -1,356$$



4.4 сурет. Жылуды қолдану коэффициентінің өлшемсіз уақытқа тәуелділік графигы [3]

Осыдан, жылуды қолдану коэффициенті $\eta = Q_{\text{п}}/Q_{\text{в}} = 0,83$

(25)

Бу аймағының радиусы $r_{\text{с}} = r_{\text{п}}$, конденсация аумағының радиусы $r_{\text{к}} = r_{\text{в}}$ және жылу әсерінің максимумының радиусын r_{f} есептеу. [15,16,17, 22]

$$r_{\text{п}}^2 = r_{\text{w}}^2 + q_{\text{п}} * t * \frac{lg * \chi - (lg * \chi + i_{\text{в}} - C_{\text{в}} * T_0)(1 - \eta)}{\pi H * C_{\text{п}} * \rho_{\text{п}}(T_{\text{п}} - T_0)}$$

(26)

$$r_{\text{п}}^2 = 0,168^2 + \frac{60 * 46,93 * 14 * (1750 * 0,8 - (1750 * 0,8 + 1344,77 - 293 * 4,2) * (1 - 0,83))}{3,14 * 18,16 * 6,28 * 46,93 * (300 - 20)} = 9,6 \text{ м}^2$$

$$r_{\text{в}}^2 = r_{\text{п}}^2 + \frac{5q_{\text{п}} * t * (i_{\text{в}} - C_{\text{в}} * T_0)}{\pi H * C_{\text{в}} * \rho_{\text{в}}(T_{\text{п}} - T_0)}$$

(27)

$$r_{\text{в}}^2 = 9,6 + \frac{60 * 46,93 * 14 * 5 * (1344,77 - 293 * 4,2)}{3,14 * 18,16 * 4,2 * 1000 * (300 - 20)} = 9,9359 \text{ м}^2$$

$$r_{\text{f}} = \left(\frac{q_{\text{п}} * \rho_{\text{п}} * (C_{\text{п}} * (T_{\text{s}} - T_0) + lg)}{\pi * \alpha * (T_{\text{s}} - T_0)} + r_{\text{w}}^2 \right)^{0,5}$$

(28)

$$r_{\text{f}} = \left(\frac{60 * 46,93 * (6,28 * (243 - 20) + 1750)}{3,14 * 3 * 10^{-6} * 24 * 3600 * (243 - 20)} + 0,168^2 \right)^{0,5} = 221,081 \text{ м}$$

Ұңғыны будың қабатта біркелкі таралуы үшін жабу уақыты [5]:

$$t_2 = \frac{\alpha * \rho_{\text{п}}^2 * m^2 * r_{\text{п}}^2}{\lambda * (T_{\text{п}} - T_{\text{к}}) * \rho_{\text{ск}}}$$

(29)

$$t_2 = \frac{1750000 * 46,93^2 * 0,3^2 * 10^2}{2600 * 2,2 * 3600 * (300 - 243)} = 29,554 \text{ сағ} = 1,231 \text{ тәу}$$

Ыстық мұнайға толған аймақ радиусын $r^*(0)$ табу үшін мұнайдың жылуұстағыштық коэффициентін R_0 және қаныққан кеуекті қабаттың эффективті жылуұстағыштық коэффициенті R_r есептелді. [15,16,17]

$$R_0 = c_0 * m * \rho_0$$

(30)

$$R_0 = 880 * 0,3 * 930 = 245520 \text{ Дж/(К * м}^3\text{)}$$

$$R_r = (1 - m) * \rho_r * C_r + R_0$$

(31)

$$R_r = (1 - 0,3) * 2600 * 1000 + 245520 = 2065520 \text{ Дж/(К * м}^3\text{)}$$

$$r^*(0) = \left(\frac{r_{\text{в}}^2 * R_r + r_{\text{w}}^2 * R_0}{R_r + R_0} \right)^{0,5}$$

(32)

$$r^*(0) = \left(\frac{9,9359 * 2065520 + 0,168^2 * 245520}{2065520 + 245520} \right)^{0,5} = 2,981 \text{ м}$$

Үңғының дебиті $Q(rw)$ [15,16,17]:

$$Q(rw) = \frac{2\pi k H \Delta p}{\mu \ln\left(\frac{rc}{rw}\right)} \quad (33)$$

$$Q(rw) = \frac{2 * 3,14 * 18,16 * 0,28462 * (8,58 - 4,5) * 1000}{272 * \ln\left(\frac{500}{0,168}\right)} = 60,874 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Мұнайды өндіру уақыты [15,16,17]:

$$t_3 = \frac{\pi * H * m * Rr * (r^*(0)^2 - rw^2)}{Q(rw) * R0} \quad (34)$$

$$t_3 = \frac{3,14 * 18,16 * 0,3 * 2065520 * (2,981^2 - 0,168^2)}{60,874 * 245520} = 37,218 \text{ тәу}$$

Жылулық әсерсіз өндірудегі дебитпен $Q0$ циклды бу айдау технологиясының өндіру периодындағы дебит қатынасы [22]:

$$\frac{Q}{Q0} = \frac{\mu \ln\left(\frac{rc}{rw}\right)}{(\mu m - \mu) * \ln\left(\left(\frac{rf^2}{rw^2} - \frac{Q * R0 * t}{\pi * m * H * Rr * rw^2}\right)^{0,5}\right) + \mu \ln\left(\frac{rc}{rw}\right)} \quad (35)$$

$$\frac{Q}{Q0} = \frac{272 * \ln\left(\frac{500}{0,168}\right)}{(0,876 - 272) * \ln\left(\left(\frac{221,081^2}{0,168^2} - \frac{60,874 * 245520 * 37,218}{3,14 * 0,3 * 18,16 * 2065520 * 0,168^2}\right)^{0,5}\right) + 272 * \ln\left(\frac{500}{0,168}\right)} = 4,765$$

Кен орынды циклды бу айдау әдісімен өндірудің 1 циклы t цикл, 1 циклда өндірілетін мұнай көлемі $V_{\text{мұнай}}$, кен орынды толық өндіруге керек цикл саны n , кен орынды толық өндіру уақыты T :

$$t \text{ цикл} = 14 + 1,231 + 37,218 = 52,449 \text{ тәу}$$

$$V_{\text{мұнай}} = 37,218 * 60,874 = 2265,586 \text{ м}^3$$

$$n = \frac{72403,92}{2265,586} = 31,958$$

$$T = 52,449 * 31,958 = 1676,172 \text{ тәу} = 4,592 \text{ жыл}$$

4.2 Шығыс Молдабек кен орнының мәліметтері

Шоғыр мұнайлы, қабат құмтас пен саздан құралған, қабаттың жалпы қалыңдығы $H = 21,6$ м, өткізгіштігі $0,68 \text{ мкм}^2$, қабаттың бастапқы қысымы $P_{\text{бас}} = 4,5 \text{ МПа}$, қабат кеуектілігі $m = 0,34$; қабаттың бастапқы мұнайға қанығушылығы $s_n = 0,77$; қабаттың бастапқы суға қанығушылығы $s_{\text{св}} = 0,23$; қабаттың бастапқы температурасы $T_o = 30 \text{ }^\circ\text{C}$; қабат пен оны қоршаған жыныстардың тығыздығы $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2100 \text{ кг/м}^3$; қабат пен оны қоршаған жыныстардың жылу өткізгіштігі $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2,2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$; қабат пен оны қоршаған жыныстардың температура өткізгіштігі $\chi_{\text{пл}} = \chi_{\text{оп}} = 3,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; қабат пен оны қоршаған жыныстардың жылу сыйымдылығы $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 1,25 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$; қабаттың жату тереңдігі $H = 180$ м; кеніште бұрғыланған ұңғыларының диаметрі $d_c = 0,168$ м; газсыздалған мұнайдың тығыздығы $\rho_n = 918,3 \text{ кг/м}^3$; мұнайдың көлемдік коэффициенті $\beta_o = 1,0345$; бу айдаудың темпі $q_n = 60 \text{ м}^3/\text{сут}$; айдалатын будың температурасы $T_n = 300 \text{ }^\circ\text{C}$; айдау ұңғысының сағасындағы құрғақтылық дәрежесі $X_y = 0,8$; будың жылуұстағыштығы $i'' = 2800 \text{ кДж/кг}$; бу түзілудің құпия жылуұстағыштығы $r_n = 1320 \text{ кДж/кг}$; судың жылу сыйымдылығы $c_b = 4,2 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$, мұнайдың қабат жағдайындағы тығыздығы $\rho_{\text{каб}} = 858,9 \text{ кг/м}^3$, тұтқырлығы $\mu_{\text{каб}} = 242 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; бу тығыздығы $\rho_{\text{бу}} = 46,93 \text{ кг/м}^3$, бу жылу сыйымдылығы $c_g = c_{\text{бу}} = 6,28 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$, бу айдалатын қысым $P_{\text{ай}} = 8,58 \text{ МПа}$; қанығу температурасы $T_{\text{кан}} = T_s = 243 \text{ K}$; судың жылуұстағыштығы $r_m = 1344,77 \text{ кДж/кг}$; мұнайдың жылу сыйымдылығы $c_m = 880 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$; су-мұнай жапсары 194 м . [1,24]

4.2.1 Бугравитациялық дренаж (SAGD) есебі

Технология көлденең ұңғыларды қабат табаны жағында орналастыруды қажет ететіндіктен, ұңғылар су-мұнай жапсары деңгейінде орналастырылды. Бұл бөлімде есептеулер 4.1 бөлімде көрсетілгендей есептеледі. Қолданылатын формулалар бірдей.

Көлденең ұңғы ұзындығы [23]

$$h_1 = 44 \text{ м}$$

$$h_2 = h_3 = h_4 = 45 \text{ м}$$

$$\alpha = 45^\circ$$

$$\gamma = 30^\circ$$

$$L = ?$$

$$l_1 = H_g \quad l_4 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \gamma_4$$

$$l_2 = 0,01745 \cdot R_1 \cdot \alpha_1 \quad l_5 = L_r$$

$$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha_1}$$

$$L_{\text{скаб}} = \sum l_i$$

(3-9)

$$L_1 = h_1 = 44 \text{ м}$$

$$L_4 = 0,01745 \cdot 30 \cdot (45 \cdot (2^{0,5})) = 33,315 \text{ м}$$

$$L_2 = 0,01745 \cdot 45 \cdot (45 \cdot (2^{0,5})) = 49,973 \text{ м} \quad L_5 = 2 \cdot 20 = 80 \text{ м}$$

$$L_3 = 45 / \cos 45^\circ = 63,639 \text{ м}$$

$$L = 230,927 \text{ м} \approx 231 \text{ м}$$

Кен орны біраз уақыт өндіріліп келе жатқандықтан және сулану мөлшері өткізгіштікке әсерінен абсолютты өткізгіштік есептелді. [7]

$$k = 0,68 \text{ мкм}^2 \quad k_0 = k / (1 - S_w)^2; \quad (10)$$

$$S_w = 0,25 \quad k_0 = 0,68 / (1 - 0,25)^2 = 1,1469 \text{ мкм}^2$$

$$k_0 = ?$$

Бұған қоса мұнайдың айдалатын бу температурасындағы кинематикалық тұтқырлығы есептелді.

$t_{\text{бу}} = 300^\circ \text{C}$	$\mu_t = (1 / C) * (C * \mu_{t_0})^\varphi$	(11)
$\mu_{\text{жб}}(303 \text{ K}) = 242 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\varphi = 1 / (1 + a(t - t_0) \lg(C * \mu_{t_0}))$	(12)
$\mu_{\text{м}}(573 \text{ K}) = ?$	егер $10 \leq \mu \leq 1000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, то	
$\nu_s = \nu_{\text{м}}(573 \text{ K}) = ?$	$C = 100 \text{ 1/мПа} \cdot \text{с}; \quad a = 1.44 * 10^{-3} \text{ 1/}^\circ \text{C}$	
$\rho_{\text{каб мұнай}} = 930 \text{ кг/м}^3$		

$$\varphi = \frac{1}{1 + 1,44 * 10^{-3} * (300 - 30) * \lg(100 * 242)} = 0,369$$

$$\mu_t = \frac{(100 * 242)^{0,369}}{100} = 0,4178 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\nu_s = \frac{0,4178}{858,9} = 0,000486 \text{ м}^2/\text{тәу}$$

Есептеулер өндірістің соңында бастапқы мұнайға қанығушылық 0,27-ке дейін азаяды деп алынды, сонда $\Delta S = 0,5$. $a = 0.4$ — эмпирикалық константа. $m = 4$ — тұтқырлық моделінің констатасы ($3 \leq m \leq 5$); $M = 60 \text{ м}$ — қабат ені. [19]

1. Бу камерасының өсу периоды

Бу камерасының өсу уақытының есептеу формуласы:

$$t^* = \frac{8}{27} * \frac{1}{\varphi \Delta S} * \left(\frac{\varphi \Delta S k g a H}{2 a m \nu} \right)^{1,5} * \left(\frac{m \nu}{k g a} \right)^2 \quad (13)$$

$$t^* = \frac{8}{27} * \frac{1}{0,34 * 0,5} * \left(\frac{0,34 * 0,5 * 9,81 * 1,1469 * 3 * 10^{-6} * 21,6}{2 * 0,4 * 0,000486 * 4} \right)^{1,5} * \left(\frac{4 * 0,000486}{1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^2 = 130,132 \text{ тәу}$$

Бу камерасының t^* уақыт мезетіндегі енін есептеу формуласы:

$$W_s = \frac{9}{2H} * \left(\frac{kg\alpha}{\varphi\Delta Smv} \right)^{\frac{2}{3}} * (t^*)^{4/3} \quad (14)$$

$$W_s = \frac{9}{2 * 21,6} * \left(\frac{1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6}}{0,34 * 0,5 * 4 * 0,000486} \right)^{\frac{2}{3}} * (130,132)^{\frac{4}{3}} = 30 \text{ м}$$

Бу камерасының қабат жабынына дейін жеткенше көлденең ұңғы дебиті:

$$Q(t) = 3L * \left(\frac{kg\alpha}{mv} \right)^{\frac{2}{3}} * (\varphi\Delta S)^{\frac{1}{3}} * t^{\frac{1}{3}} \quad 0 \leq t \leq t^* \quad (15)$$

$$Q(120) = 3 * 231 * \left(\frac{1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6}}{4 * 0,000486} \right)^{\frac{2}{3}} * (0,34 * 0,5)^{\frac{1}{3}} * 120^{\frac{1}{3}} = 245,066 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

2. Бу камерасының көлденең кеңею периоды

Бу камерасының көлденең бағытта кеңейіп, көршілес жатқан бу камераларымен бірігу уақыты:

$$Tm = (M - W_s) \left(\frac{\varphi\Delta SmvaH}{2kg\alpha} \right)^{0,5} \quad (16)$$

$$Tm = (60 - 30) \left(\frac{0,34 * 0,5 * 4 * 0,000486 * 0,4 * 21,6}{2 * 1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^{0,5} = 213,829 \text{ тәу}$$

Бу камерасының көлденең ұлғаю кезінде болатын тұрақты дебиті :

$$Q(t) = 2L * \left(\frac{\varphi\Delta SkgaH}{2amv} \right)^{0,5} \quad t^* \leq t \leq t^* + Tm \quad (17)$$

$$Q(t) = 2 * 231 * \left(\frac{0,34 * 0,5 * 9,81 * 1,1469 * 3 * 10^{-6} * 21,6}{2 * 0,4 * 0,000486 * 4} \right)^{0,5} = 142,807 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

3. Бу камерасының табанға қарай таралу периоды

Бу камерасының қабат табанына дейін жету уақыты:

$$T^* = 2M * \left(\frac{\varphi\Delta SmvaH}{2kg\alpha} \right)^{0,5} \quad (18)$$

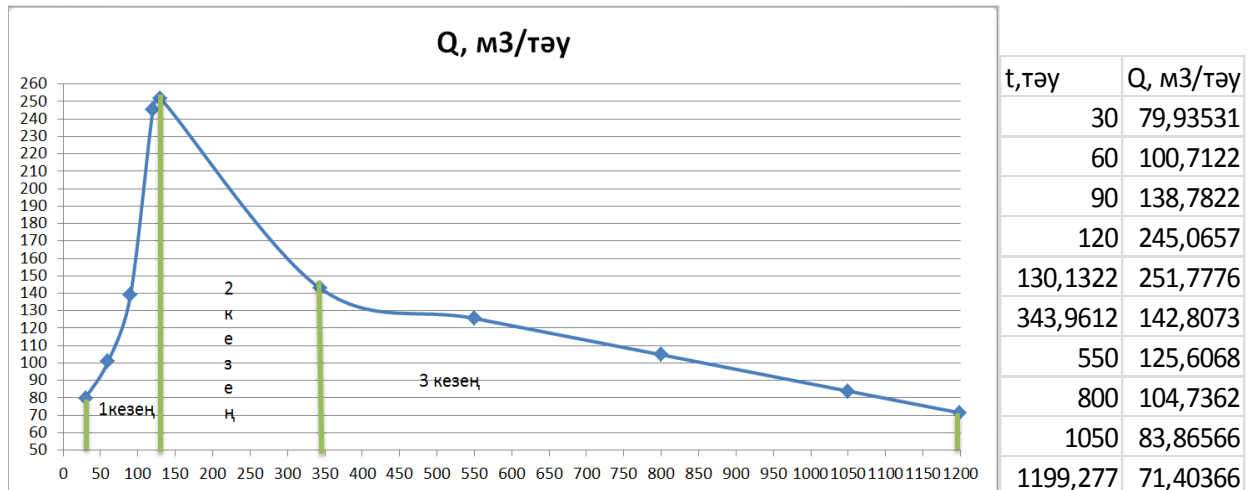
$$T^* = 2 * 60 * \left(\frac{0,34 * 0,5 * 4 * 0,000486 * 0,4 * 21,6}{2 * 1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6}} \right)^{0,5} = 855,316 \text{ тәу}$$

Бу камерасының қабат табанына дейін жеткенше дебиті:

(19)

$$Q(t) = 2L * \left(\frac{\varphi \Delta S k g \alpha H}{2 a m v} \right)^{0,5} - \frac{k g \alpha L}{2 a m v M} * (t - t * - T m) \quad t * + T m \leq t \leq t * + T m + T *$$

$$Q(1050) = 2 * 231 * \left(\frac{0,34 * 0,5 * 9,81 * 1,1469 * 3 * 10^{-6} * 21,6}{2 * 0,4 * 0,000486 * 4} \right)^{0,5} - \frac{1,1469 * 9,81 * 3 * 10^{-6} * 231}{2 * 4 * 0,000486 * 0,4 * 60} * (1050 - 130,32 - 213,829) = 83,866 \text{ м}^3/\text{тәу}$$



4.5 сурет. Шығыс Молдабек кен орнындағы бугравитациялық дренаж (SAGD) технологиясының өндіру кезеңдері

Қарастырылып жатқан қабаттың мұнайын өндіріп біту уақыты:

$$t * + T m + T * = 130,32 + 213,829 + 855,316 = 1199,277 \text{ тәу}$$

(20)

Өндірілген мұнай көлемі:

$$\varphi \Delta S M H L = 0,34 * 0,5 * 60 * 21,6 * 231 = 61072,7 \text{ м}^3$$

(21)

4.2.2 Циклды бу айдау (CSS) есебі

Қабаттың жылуұстағыштық коэффициентін ϕ және будың үлестік шығынын q' есептеп, номограммадағы сызықтармен қабатқа бу айдау уақыты табылады.
(5)

$$\varphi = (m(\rho_{бу}) + \frac{1 - m}{r_{бу}} * C_{қабат} * \rho_{қаб} * (T_{бу} - T_{қабат}))$$

(22)

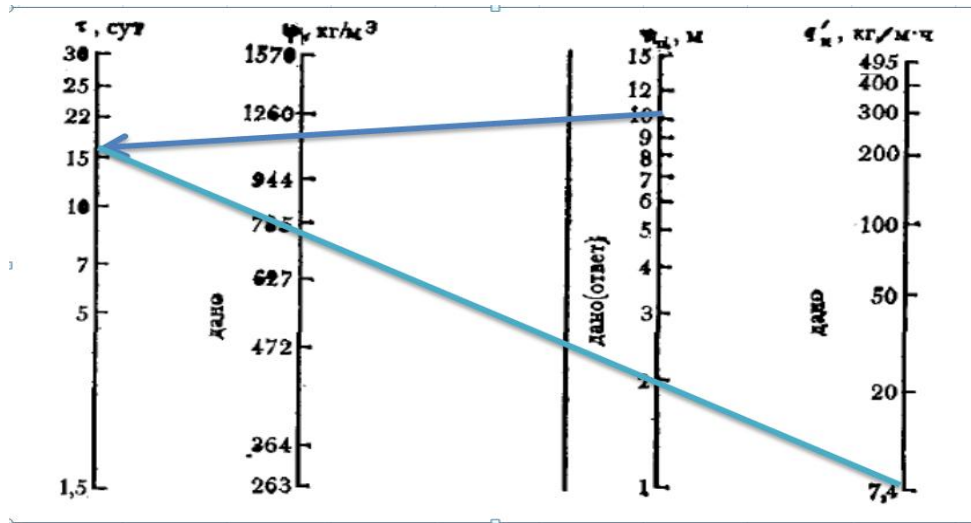
$$\varphi = \left(0,34 * 46,93 + \frac{1 - 0,34}{1750000} * 1250 * 2100 * (300 - 30) \right) = 1162,839 \text{ кг/м}^3$$

$$q'_{п} = \frac{q_{п}}{H}$$

(23)

$$q'_{п} = \frac{60 * 46,93}{21,6 * 24} = 5,432 \frac{кг}{м * сут}$$

Осыдан, $t_1=15$ тәу болады.



4.6 сурет. Шығыс Молдабек кен орнына бу айдау уақытын көрсететін номограмма

Жылуды қолдану коэффициентін табу үшін сол параметрдің өлшемсіз уақытына тәуелді графикты қолданылды [3]. Өлшемсіз уақыт формуласы:

$$\tau = \lg\left(\frac{4\alpha t}{h^2}\right)$$

(24)

$$\tau = \lg\left(\frac{4 * 3 * 10^{-6} * 15 * 24 * 3600}{21,6 * 21,6}\right) = -1,477$$

Осыдан, 4.4 суреттен [3] жылуды қолдану коэффициенті $\eta=Q_{п}/Q_{в}=0,85$ екені анықталды

(25)

Бу аймағының радиусы $r_s=r_{п}$, конденсация аумағының радиусы $r_k=r_v$ және жылу әсерінің максимумының радиусын r_f есептеу. [15,16,17, 22]

$$r_{п}^2 = r_w^2 + q_{п} * t * \frac{\lg * \chi - (\lg * \chi + i_v - C_v * T_0)(1 - \eta)}{\pi H * C_{п} * \rho_{п}(T_{п} - T_0)}$$

(26)

$$r_{п}^2 = 0,168^2 + \frac{60 * 46,93 * 15 * (1320 * 0,8 - (1320 * 0,8 + 1344,77 - 303 * 4,2) * (1 - 0,85))}{3,14 * 21,6 * 6,28 * 46,93 * (300 - 30)} = 6,968 \text{ м}^2$$

$$r_B^2 = r_{\Pi}^2 + \frac{5q_{\Pi} * t * (i_B - C_B * T_0)}{\pi H * C_B * \rho_B (T_{\Pi} - T_0)} \quad (27)$$

$$r_B^2 = 6,968 + \frac{60 * 46,93 * 15 * 5 * (1344,77 - 303 * 4,2)}{3,14 * 21,6 * 4,2 * 1000 * (300 - 30)} = 7,166 \text{ м}^2$$

$$r_f = \left(\frac{q_{\Pi} * \rho_{\Pi} * (C_{\Pi} * (T_s - T_0) + l_g)}{\pi * \alpha * (T_s - T_0)} + r_w^2 \right)^{0,5} \quad (28)$$

$$r_f = \left(\frac{60 * 46,93 * (6,28 * (243 - 30) + 1320)}{3,14 * 3 * 10^{-6} * 24 * 3600 * (243 - 30)} + 0,168^2 \right)^{0,5} = 147,414 \text{ м}$$

Ұңғыны будың қабатта біркелкі таралуы үшін жабу уақыты [5]:

$$t_2 = \frac{\alpha * \rho_{\Pi}^2 * m^2 * r_{\Pi}^2}{\lambda * (T_{\Pi} - T_K) * \rho_{СК}} \quad (29)$$

$$t_2 = \frac{1320000 * 46,93^2 * 0,34^2 * 10^2}{2100 * 2,2 * 3600 * (300 - 243)} = 35,449 \text{ сағ} = 1,477 \text{ тәу}$$

Ыстық мұнайға толған аймақ радиусын $r^*(0)$ табу үшін мұнайдың жылуұстағыштық коэффициентін R_0 және қаныққан кеуекті қабаттың эффективті жылуұстағыштық коэффициенті R_r есептелді. [15,16,17]

$$R_0 = c_0 * m * \rho_0 \quad (30)$$

$$R_0 = 880 * 0,34 * 858,9 = 256982,88 \text{ Дж/(К * м}^3\text{)}$$

$$R_r = (1 - m) * \rho_r * C_r + R_0 \quad (31)$$

$$R_r = (1 - 0,34) * 2100 * 1250 + 256982,88 = 1989482,9 \text{ Дж/ (К * м}^3\text{)}$$

$$r^*(0) = \left(\frac{r_B^2 * R_r + r_w^2 * R_0}{R_r + R_0} \right)^{0,5} \quad (32)$$

$$r^*(0) = \left(\frac{7,166 * 1989482,9 + 0,168^2 * 256982,88}{1989482,9 + 256982,88} \right)^{0,5} = 2,519 \text{ м}$$

Ұңғының дебиті $Q(r_w)$ [15,16,17]:

$$Q(r_w) = \frac{2\pi k H \Delta p}{\mu \ln\left(\frac{rc}{r_w}\right)} \quad (33)$$

$$Q(rw) = \frac{2 * 3,14 * 21,6 * 1,1469 * (8,58 - 6,5) * 1000}{242 * \ln(\frac{500}{0,168})} = 167,181 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Мұнайды өндіру уақыты [15,16,17]:

$$t_3 = \frac{\pi * H * m * Rr * (r * (0)^2 - rw^2)}{Q(rw) * R0} \quad (34)$$

$$t_3 = \frac{3,14 * 21,6 * 0,34 * 1989482,9 * (2,519^2 - 0,168^2)}{167,181 * 256982,88} = 6,749 \text{ тәу}$$

Жылулық әсерсіз өндірудегі дебитпен Q_0 циклды бу айдау технологиясының өндіру периодындағы дебит қатынасы [22]:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\mu \ln(\frac{rc}{rw})}{(\mu m - \mu) * \ln\left(\left(\frac{rf^2}{rw^2} - \frac{Q * R0 * t}{\pi * m * H * Rr * rw^2}\right)^{0,5}\right) + \mu \ln(\frac{rc}{rw})} \quad (35)$$

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{242 * \ln(\frac{500}{0,168})}{(0,741 - 242) * \ln\left(\left(\frac{147,414^2}{0,168^2} - \frac{167,181 * 256982,88}{3,14 * 0,34 * 21,6 * 1989482,9 * 0,168^2}\right)^{0,5}\right) + 242 * \ln(\frac{500}{0,168})} = 3,219$$

Кен орынды циклды бу айдау әдісімен өндірудің 1 циклы t цикл, 1 циклда өндірілетін мұнай көлемі $V_{\text{мұнай}}$, кен орынды толық өндіруге керек цикл саны n , кен орынды толық өндіру уақыты T :

$$t \text{ цикл} = 15 + 1,477 + 6,749 = 23,227 \text{ тәу}$$

$$V_{\text{мұнай}} = 6,749 * 167,181 = 1128,461 \text{ м}^3$$

$$n = \frac{61072,7}{1128,461} = 54,1203$$

$$T = 54,1203 * 23,227 = 1257,172 \text{ тәу} = 3,444 \text{ жыл}$$

4.3 Есептеу нәтижелерін талдау

Қаражамбас кен орнының қарастырылып жатқан қабатын өндіруге SAGD 1675,8 тәулік, ал CSS 1676,2 тәулік құрайды. Айырмашылығы 9,6 сағат. Өндірудегі дебит бойынша CSS технологиясымен 60,874 м³/тәу құраса, SAGD технологиясында 56,316-дан 104,838-ге дейін көтеріліп, өндірудің соңында 63,598 м³/тәу деңгейінде болады.

Шығыс Молдабек кен орнының қарастырылып жатқан қабатын өндіруге SAGD 1199,3 тәулік, ал CSS 1257,2 тәулік құрайды. Айырмашылығы 57,9 күн. Өндірудегі дебит бойынша CSS технологиясымен 167,1805 м³/тәу құраса, SAGD технологиясында 79,935-дан 251,777-ге дейін көтеріліп, өндірудің соңында 71,404 м³/тәу деңгейінде болады.

CSS технологиясының сипаттамаларында қалың қабырғалы қабатта цикл саны 10-нан артық болуы мүмкіндігі жазылады, бірақ цикл санының максималды саны жағынан ақпарат жоқ. Осыдан, Қаражамбастағы 32 цикл және 54 цикл өндіріс барысында жасалу мүмкіндігі күмән келтіреді.

5 Экономикалық бөлім

Технологиялардың экономикалық тиімділігін сипаттауға максималды көп параметрлер алынды. Әр технология сипатындағы қолданылған параметрлер әртүрлі. Бұл қарапайымдатылған экономикалық модель болып табылады.

5.1 CSS технологиясының есебі

Есептеуде капиталды салым мен қосымша құн салығынан басқа салықтар ескерілмеді.

Эксплуатацияға арналған өндірістік-техникалық материалдар, долл./ тонна мұнай	5
Электроэнергия долл./1000 КВт*сағ	13
Су долл./1000м ³	488
Қазіргі ремонт (өндірістік фонд бағасынан)	1,5%
Ұңғының капиталды жөндеуіне аударым (жылына)	3%
Ұңғыны қалпына келтіруге амортизациялық аударым (жылына)	6,5%
Жерүсті құрылыстарын капиталды жөндеуіне аударым (жылына)	3%
Жерүсті құрылыстарын қалпына келтіруге амортизациялық аударым (жылына)	8%
Басқа шығын (эксплуатациялық шығындардан)	7%
Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл./тонна	65
Мұнайдың сатылу коэффициенті	0,98
Мұнай тасымалдауының шығыны (ҚҚС есептемей) долл./тонна	50

5.1 кесте. CSS технологиясының эксплуатациялық шығындарын есептеуге арналған нормативтер

5.1.1 Қаражамбас кен орнының есебі

Эксплуатацияға арналған өндірістік-техникалық материалдар, долл.	336678,228
Электроэнергия, долл.	173964,87
Су, долл.	8603,939
Қазіргі ремонт (өндірістік фонд бағасынан), долл.	64339,209
Ұңғының капиталды жөндеуіне аударым, долл.	128678,42
Ұңғыны қалпына келтіруге амортизациялық аударым, долл.	278803,241
Жерүсті құрылыстарын капиталды жөндеуіне аударым, долл.	128678,419
Жерүсті құрылыстарын қалпына келтіруге амортизациялық	343142,45

аударым, долл.	
Басқа шығын (эксплуатациялық шығындардан), долл.	300249,644
Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл.	65
Мұнайдың сатылу коэффициенті	0,98
Мұнай тасымалдауының шығыны (ҚҚС есептемей) долл.	3366782,28
Пайда, долл.	4289280,625
Таза табыс, долл.	2526142,206

5.2 кесте. Қаражамбас кен орнының CSS технологиясымен өндірудің эксплуатациялық шығындары

5.1.2 Шығыс Молдабек кен орнының есебі

Эксплуатацияға арналған өндірістік-техникалық материалдар, долл.	262276,7273
Электроэнергия, долл.	146739,362
Су, долл.	7526,215923
Қазіргі ремонт (өндірістік фонд бағасынан), долл.	50121,08259
Ұңғының капиталды жөндеуіне аударым, долл.	100242,1652
Ұңғыны қалпына келтіруге амортизациялық аударым, долл.	217191,3579
Жерүсті құрылыстарын капиталды жөндеуіне аударым, долл.	100242,1652
Жерүсті құрылыстарын қалпына келтіруге амортизациялық аударым, долл.	267312,4405
Басқа шығын (эксплуатациялық шығындардан), долл.	233898,3854
Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл.	65
Мұнайдың сатылу коэффициенті	0,98
Мұнай тасымалдауының шығыны (ҚҚС есептемей) долл.	2622767,273
Пайда, долл.	3341405,506
Таза табыс, долл.	1955855,604

5.3 кесте. Шығыс Молдабек кен орнының CSS технологиясымен өндірудің эксплуатациялық шығындары

5.2 SAGD технологиясының есебі

Есептеуде амортизациялық салымдар мен жылдық жөндеу аударымдары ескерілмеді.

Эксплуатациялық шығын SAGD, USD/1 м3	48,88
Капиталды салымдар (Қаражамбас), долл/тонна мұнай	0,0018459
Капиталды салымдар (Шығыс Молдабек), долл/тонна мұнай	0,0149045
Дисконтты ағын 15%	0,15

Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл./тонна	65
Жер салығы, долл/жыл	400
Әлеуметтік салық, долл/жыл	5300
Жеке тұлғалардан алынатын табыс салығы, долл/жыл	4300

5.4 кесте. SAGD технологиясымен өндірудің эксплуатациялық шығындарын есептеу нормативтері

5.2.1 Қаражамбас кен орнының есебі

Эксплуатациялық шығын SAGD, долл.	3539103,61
Капиталды салымдар (Қаражамбас), долл.	124300
Дисконтты ағын, долл.	10860,588
Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл.	65
Жер салығы, долл.	1836,499
Әлеуметтік салық, долл.	24333,621
Жеке тұлғалардан алынатын табыс салығы, долл.	19742,371
Пайда, долл.	4376816,964
Таза пайда, долл.	656640,2747

5.5 кесте. Қаражамбас кен орнының SAGD технологиясымен өндірудің эксплуатациялық шығындары

5.2.2 Шығыс Молдабек кен орнының есебі

Эксплуатациялық шығын SAGD, долл.	2985233,772
Капиталды салымдар (Шығыс Молдабек), долл.	124300
Дисконтты ағын, долл.	9160,906
Мұнайды сату бағасы (ҚҚС және тасымалдаумен), долл.	65
Жер салығы, долл.	1314,277
Әлеуметтік салық, долл.	17414,165
Жеке тұлғалардан алынатын табыс салығы, долл.	14128,474
Пайда, долл.	3409597,455
Таза пайда, долл.	258045,8634

5.6 кесте. Шығыс Молдабек кен орнының SAGD технологиясымен өндірудің эксплуатациялық шығындары

5.3 Экономикалық есептеулер нәтижесінің қорытындысы

SAGD технологиясының қымбат болу себептері: 2 көлденең ұңғы, әрдайым бу айдау керектігінен туатын көп дистиллярлы су шығыны және газ шығыны. CSS технологиясы есепте біраз пайда әкелгенімен, ол пайдадан әлі капиталдық шығындар мен салықтар алынбады және эксплуатациялық шығындар толық қамтылуы күмән келтіреді.

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл дипломдық жұмыста тұтқырлығы жоғары мұнай өндірудің тиімді технологиялары: бугравитациялық дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), суық өндіріс (CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand), циклды бу айдау (CSS – Cyclic Steam Stimulation), көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың қоспасы (THAI – Toe to Heel Air Injection), тотығу катализаторы мен THAI қоспасы (CAPRI – CAlytic upgrading PRocess In-situ), еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction) туралы қысқаша түсініктемелер беріліп, ішінен ең тиімді деп саналатын 2 технология толығырақ сипатталды.

Қарастырылған технологиялардың ең тиімдісі ретінде қолданылып жүрген циклды бу айдау CSS және көлденең ұңғылармен бірге Қазақстанға жетпеген бугравитациялық дренаж SAGD алынды.

Есептеуде 1 тік ұңғы (CSS) және 1 жұп көлденең ұңғы (SAGD) 1 қабатты өндіруі қаншалықты тиімді екенін көрдік.

Есептеулерден көргеніміздей Қаражамбаста екеуі бірдей уақытта өндірсе, SAGD Шығыс Молдабекте 2 айға тезірек екенін көрдік.

Бу айдау мәселесінде дистиллярлы су мен газ мәселесін жақсартса, SAGD мен CSS технологияларының экономикадық тиімділігі артады. Ол болашақта Қазақстанның тұтқырлығы жоғары мұнайын көбірек өндіруге мүмкіндік береді. Қазақстанда үзіліссіз өндіретін SAGD мен циклды CSS технологияларын қоса қолдану көп пайда әкелгендіктен абзал ой.

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. ПРОЕКТ ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ к проекту «Уточненная технологическая схема разработки участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай» . (2017). Атырау.
2. Giacchetta, G., Leporini, M., и Marchetti, B. (б.д.). *Economic and environmental analysis of a Steam Assisted Gravity*. Получено из Researchgate: <https://www.researchgate.net/publication/270825623>
3. *judywhiterealestate.com*. (б.д.). Получено из Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: <http://www.judywhiterealestate.com/oil40.htm>
4. Альварес, Х., и Коатс, Р. (б.д.). *ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ*. Получено из rogtec magazine.com: https://rogtec magazine.com/wp-content/uploads/2014/09/10_Heavy_oil_recovery_CSI.pdf
5. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И., и др. (1983). *СПРАВОЧНОЕ РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*. (Ред. Гиматулинов Ш.К.) Москва: Недра.
6. Березовский, Д. А., Кусов, Г. В., Шахмеликьян, М. Г., и Кумбе, Э. В. (б.д.). *АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ*. Получено из Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/3/2017-3-100-123.pdf>
7. Ермилов, О. М., Ремизов, В. В., Ширковский, А. И., и Чугунов, Л. С. (1996). *ФИЗИКА ПЛАСТА, ДОБЫЧА И ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА*. Москва: Наука.
8. Ибатуллин, Р. (2010). Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. 325.
9. Кабдушев, А. (б.д.). *ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ «ТЯЖЕЛОЙ» НЕФТИ В КАЗАХСТАНЕ*.
10. Лобусев, М. (б.д.). *Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов*. Получено из neftegas.info: <http://neftegas.info/upload/uf/eccc/ecca174f80bb239b26471f151a819da5.pdf>
11. Мурзагалиев, Р. С. (2009). Геологическая модель Каражамбасского месторождения высоковязкой нефти и современные геотехнологии её извлечения. Москва.
12. Савацки, Р., Марлен, У., Лондон, М., и Меца, Б. (б.д.). *Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти*. Получено из rogtec magazine.com: https://rogtec magazine.com/wp-content/uploads/2014/09/10_Canadian_Heavy_Oil.pdf
13. Сакауов, Б. К., Толеков, Б. К., Мырзагалин, А. М., и Кадырова, Н. А. (2017). *ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ КАРИМАН*. Актау.
14. Сергеева, А. (б.д.). *ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И БИТУМОВ*. Получено из cyberleninka.ru.
15. Соколюк, Л. Н., и Филимонова, Л. Н. (б.д.). *ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ*. Получено из tyuiu.ru: https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2013/12/verstkanig-3-2013_1.pdf

16. Соколюк, Л. Н., и Филимонова, Л. Н. (б.д.). *Применение аналитической модели для определения оптимальных технологических параметров при пароциклическом воздействии на залежи высоковязкой нефти*. Получено из [vestnik.utmn.ru](https://vestnik.utmn.ru/upload/uf/1c0/7%202013%20%D0%A4%D0%B8%D0%B7-%D0%BC%D0%B0%D1%82.%D0%98%D1%82%D0%BE%D0%B3.pdf):
<https://vestnik.utmn.ru/upload/uf/1c0/7%202013%20%D0%A4%D0%B8%D0%B7-%D0%BC%D0%B0%D1%82.%D0%98%D1%82%D0%BE%D0%B3.pdf>
17. Соколюк, Л. Н., и Филимонова, Л. Н. (б.д.). *ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ*. Получено из [docplayer.ru](https://docplayer.ru/55600002-Tehnologiya-vybora-skvazhin-dlya-parociklicheskoj-obrabotki-na-mestorozhdeniyah-vysokovязкой-nefti.html): <https://docplayer.ru/55600002-Tehnologiya-vybora-skvazhin-dlya-parociklicheskoj-obrabotki-na-mestorozhdeniyah-vysokovязкой-nefti.html>
18. *Тепловые методы извлечения высоковязких нефтей*. (б.д.). Получено из [life-prog.ru](https://life-prog.ru/1_22937_teplovie-metodi-izvlecheniya-visokovязких-neftey.html):
https://life-prog.ru/1_22937_teplovie-metodi-izvlecheniya-visokovязких-neftey.html
19. Хайруллин, М. Х., Морозов, П. Е., Шамсиев, М. Н., и Абдуллин, А. И. (июль-август 2014 г.). ОЦЕНКА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ. *Инженерно-физический журнал*, 87(4), 865-870.
20. Халикова, Д. А., Петров, С. М., и Башкирцева, Н. Ю. (б.д.). Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов.
21. *Циклическая стимуляция паром - ЦСП*. (б.д.). Получено из [Neftegaz.ru](https://neftegaz.ru/science/view/1009-Tsiklicheskaya-stimulyatsiya-parom-TsSP/):
<https://neftegaz.ru/science/view/1009-Tsiklicheskaya-stimulyatsiya-parom-TsSP/>
22. Шахмеликьян, М. Г., и Нвизуг-Би, Л. К. (б.д.). АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЯЗКИХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. *Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле*, 217-242.
23. Шенбергер, В. М., Кулябин, Г. А., Долгов, В. Г., Фролов, А. А., и Овчинников, П. В. (2003). ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ, ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И РАСЧЕТ УСИЛИЙ НА БУРОВОМ КРЮКЕ. *УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ*. Тюмень.
24. Шеркешбаева, Б. К. (2008). ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ МОЛДАБЕК.

Дипломдық жоба бойынша

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Кожаметов Заманбек

5B070800 – Мұнай-газ ісі

Тақырыбы: «Қазақстан кенорындары мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің жаңа технологияларының қолдану тиімділігін бағалау»

Ұсынылып отырған дипломдық жұмыс Қазақстан кенорындарының көбіне тән мәселені, яғни тұтқырлығы жоғары мұнайды өндіру және осындай кенорындардың мұнай бергіштігін арттыру тәсілдерін қарастырады.

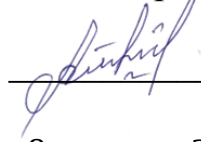
Дипломдық жұмыста Қазақстанда ірі қоры бар тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің 6 технологиясы, атап айтқанда бугравитациялық дренаж (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), суық өндіріс (CHOPS – Cold Heavy Oil Production with Sand), циклды бу айдау (CSS – Cyclic Steam Stimulation), көлденең ұңғы мен қабат ішінде жанудың комбинациясы (THAI – Toe to Heel Air Injection), тотығу катализаторы мен THAI комбинациясы (CAPRI – CAlytic upgrading PProcess In-situ), еріткіштермен бу күйінде өндіру (VAPEX – Vapor Extraction)) сипатталады. Келтірілген тәсілдердің қолдану талаптарын талдаудың нәтижесінде аталған тәсілдердің ішінен 2 технология, яғни бугравитациялық дренаж (SAGD) және циклды бу айдау (CSS) технологиясы таңдап алынды және осы тәсілдерді Қаражамбас және Шығыс Молдабек кен орындарында қолданған жағдайдағы өндірістік есептеулер жасалынған. Сонымен қатар, аталған 2 технологияны бір-бірімен салыстыра отырып, толық өндіру уақыты және экономикалық тиімділігі бағаланған.

Қорытындылай келе, студенттің дипломдық жобаның мақсаттары мен міндеттерін толық орындағанын растаймын. Сонымен қатар, дипломдық жобаны орындау барысында студенттің ғылыми ақпаратты талдай алу, өз бетімен ізденіс жасай алу қабілетін атап өткен жөн.

Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып, дипломдық жоба МАК алдында қорғауға, ал студентке бакалавр дәрежесін беруді ұсынамын.

Ғылыми жетекші

MSc, «Мұнай инженериясы» кафедрасының лекторы



Нусипкожаев А.И.

«8» мамыр 2019 ж.



Университет:	Satbayev University
Название:	Қазақстан кенорындары мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайды өндірудің жаңа технологияларының қолдану тиімділігін бағалау.doc
Автор:	Қожахметов З.
Координатор:	Айбол Нусипкожаев
Дата отчета:	2019-05-08 06:36:56
Коэффициент подоби́я № 1:	3,0%
Коэффициент подоби́я № 2:	0,0%
Длина фразы для коэффициента подоби́я № 2:	25
Количество слов:	4 930
Число знаков:	35 577
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	17

! 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 83

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://atyrau.gov.kz/sites/atyrau.gov.kz/uploads/upravleniya/upr_prirodn_resursov/obshestv_slushaniya/2016/v_forme_otkrytyh_sobraniy/109/proekt_2_18_08_2017.pdf		18
2	URL_ https://pandia.ru/text/80/130/18301-8.php		14
3	IP TV қызметін LTE технологиясы арқылы жобалау Satbayev University (ИИИТТ)	Анапияева Дана Анапияевна	13
4	URL_ https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ra/c5ra02626a		10
5	URL_ https://vunivere.ru/work18462		9
6	URL_ http://egi.kz/wp-content/uploads/2016/02/Sovremennyye-problemy-gumanitarnykh-i-sotsialnykh-nauk-ISBN-978-601-7515-35-5.pdf		9
7	URL_ https://en.wikipedia.org/wiki/Toe_to_Heel_Air_Injection		7
8	URL_ https://vunivere.ru/work18462		7
9	URL_ https://students-library.com/library/read/50225-intensifikacia-dobyici-nefti-klassifikacia-tehnologij-intensifikacii-dobyici-nefti		7
10	URL_ https://en.wikipedia.org/wiki/Toe_to_Heel_Air_Injection		6

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



№	Название	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines PAPERITY_34943158	(AbarasiHart;)	11 (2)

>> Документы,содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	IP TV қызметін LTE технологиясы арқылы жобалау <i>Satbayev University (ИИИТТ)</i>	Анапияева Дана Анапияевна	13 (1)

>> Документы,содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>> Документы,содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ http://egi.kz/wp-content/uploads/2016/02/Sovremennye-problemy-gumanitarnyh-i-sotsialnyh-nauk-ISBN-978-601-7515-35-5.pdf	34 (6)
2	URL_ https://en.wikipedia.org/wiki/Toe_to_Heel_Air_Injection	24 (4)
3	URL_ http://atyrau.gov.kz/sites/atyrau.gov.kz/uploads/upravleniya/upr_prirodn_resursov/obshestv_slushaniya/2016/v_forme_otkrytyh_sobranii/109/proekt_2_18_08_2017.pdf	18 (1)
4	URL_ https://vunivere.ru/work18462	16 (2)
5	URL_ https://pandia.ru/text/80/130/18301-8.php	14 (1)
6	URL_ https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ra/c5ra02626a	10 (1)
7	URL_ https://students-library.com/library/read/50225-intensifikacia-dobyci-nefti-klassifikacia-tehnologij-intensifikacii-dobyci-nefti	7 (1)