

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ



SATBAYEV
UNIVERSITY

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

Кафедра Мұнай инженериясы
(кафедра атауы)

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

Мұнай инженерия

(кафедра атауы)

MSc

(ғылыми дәрежесі, атауы)

Сыздықов

Қолы

Сыздықов М. К.

Аты жөні

“ 15 ” 05 2019 ж.

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: “ Жетібай кен орнының өндіру ұңғыларында жиналған асфальтты шайырлы парафинді заттарды жою және оларды болдырмау.”
(дипломдық жұмыстың тақырыбы)

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

Орындағандар

Тілеуғазыева Назерке Тілеуғазықызы

(Білім алушының аты жөні)

Ғылыми жетекші

MSc, ғылым магистрі

(ғылыми дәрежесі, атауы)

Насибуллин

Қолы

Насибуллин Б. М.

Аты жөні

Алматы 2019



SATBAYEV
UNIVERSITY

Институт К. 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)

MSc

(ғылыми дәрежесі, атауы)

Сыздықов

Қолы

Сыздықов М. К.

Аты жөні

" 15 " 01 2019 ж.

**Дипломдық жоба орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар Тілеуғазыева Назерке Тілеуғазықызы
(білім алушының аты жөні)

Тақырыбы: Жетібай кен орнының өндіру ұңғыларында жиналған асфальтты шайырлы парафинді заттарды жою және оларды болдырмау

(дипломдық жұмыстың тақырыбы)

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

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2019 жылғы "30" сәуір

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

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

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

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 15 атаудан

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Геологиялық бөлім	16.04.19-21.04.19	моқ
Техника-технологиялық бөлім	16.04.19-21.04.19	моқ
Арнайы бөлім	24.04.19-29.04.19	— и —
Экономикалық бөлім	24.04.19-29.04.19	— и —
Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау	29.04.19-03.05.19	— 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)	13.05.19ж	Насибуллин
Экономикалық бөлім	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин
Норма бақылау	Б. М. Насибуллин (MSc)	— и —	Насибуллин

Ғылыми жетекші

Қолы

Насибуллин Б. М.
Аты әжөні

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Қолы

Тілеуғазыева Н.Т.
Аты әжөні

Күні

"20" 01 2019ж.

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Дипломдық жұмысты орындаған:
Тілеуғазыева Назерке

5B070800 – Мұнай-газ ісі

Тақырыбы: «Жетібай кен орнының өндіру ұнғыларында жиналған асфальтты-шайырлы, парафинді шөгінділерді жою және оларды болдырмау» Бұл дипломдық жұмыс, кафедраның «Дипломдық жұмысты (жобаны) жасау және рәсімдеу» әдістемелік талаптарына сәйкес жазылған. Дипломдық жұмысты жасау барысында студент өзінің 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, Жетібай кен орнының ағымдағы игеру жағдайына талдау жасай отырып, ұнғымен мұнай өндіру барысында туындайтын қиыншылықтардың бірі АШПШ-ді жою және олардың алдын алу мақсатында кен орнында қолданылып жатқан 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:	Жетібай кен орнын ендіру ұңғы-да жиналған АШПЗ жою және оларды болдырмау
Автор:	Тілеуғазыева Н
Координатор:	Насибуллин
Дата отчета:	2019-05-10 07:53:03
Коэффициент подобия № 1: ?	4,4%
Коэффициент подобия № 2: ?	3,8%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	25
Количество слов:	6 572
Число знаков:	49 904
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество заверенных проверок: ?	56

! 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 30

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

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

КІРІСПЕ

Мұнай өнеркәсібі еліміздің экономикасында басты орындардың бірі болып табылып, әсіресе энергетикалық саласының дамуына ерекше зор үлесін қосады.

Қазақстан Республикасы - мұнайгаз және газдыконденсат кен орындарына өте бай мемлекеттердің бірі. Осындай көп орындардың басым көпшілігі Республиканың батыс бөлігінде орналасқан.

Көп қабатты ірі мұнайгаз кен орны Жетібай 1961 жылы ашылған. Кен орны XI, XII, XIII горизонттар кіретін VI объектіге арналған игеру технологиялық схемасына сәйкес өнеркәсіптік пайдалануға 1969 жылы берілді; ені 2,4 км болатын блоктардағы ұңғыларда үш қатар орналастыра отырып XII – объектінің базистік горизонтын және XIII горизонтты 600x600 м бірдей сетка бойынша бұрғылау ұсынылды. Кен орынның негізгі мәселесі

Осы "дипломдық жобаның" негізі болып отырған Жетібай кен орнының өндіру ұңғыларында жиналған асфальтты шайырлы парафинді заттарды жою және оларды болдырмау болып табылады.

Жазылған дипломдық жұмысым осындай кен орнының негізгі мәселелеріне талдау жасауға арналған.

1 ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

1.1. Кен орны жайлы жалпы мәліметтер

Жетібай кен орны Маңғышлақ түбегінің батыс бөлігінде орналасқан және әкімшілік жағынан Қазақстан Республикасындағы Маңғышлақ облысының Ералиев ауданының құрамына кіреді. Кен орнына жақын елді мекендер Жетібай кеңшары (1 км), Ералиев аудан орталығы (60 км), Жаңа Өзен қаласында (70 км) және Ақтау қаласы (80 км) болып табылады.

Географиялық жағынан аудан әлсіз өрнектелген, Оңтүстік-батыс бағытында жазық болып осал айқындалған көрсетеді. Жер бедері белгілері 140-тан 170 км-ге дейінгі аралықта өзгереді. Ауданның климаты лездік континенталдық. Атмосфералық жауын-шашын жылына 140 мм дейін түседі. Абсолюттік минимум минус 33 °С. Ауаның орташа жылдық температурасы плюс 10 °С. Аудан күшті желдермен және құмды борандармен сипатталады. Солтүстік-батыс бағыттағы желдер басымырақ. Топырақтың тақ боп қату тереңдігі 1 метрге жетеді.

Кен орнының өнеркәсіптік мұнай газдылығы 1961 ж. орнықтырылған. Кен орнындағы мұнай өндіруді МГӨБ «Маңғышлақмұнайгаз», «Жетібаймұнайгаз» жүргізеді. Пайдалану бұрғылауын Жетібай басқармасының бұрғылау жұмыстары жүргізілді. Аудан жерінде «Ақтау-Жетібай-Өзен-Мақат-Атырау» темір жолы өтіп жатыр.

Жалпы ұзындығы 150 км болатын Өзен-Жетібай-Ақтау көлік жолы тартылған. Мұнайды тасымалдау үшін мұнайды жолай қыздыруы бар: Өзен-Атырау және «Өзен-Жетібай-Ақтау» мұнай құбыры тартылған. Ақтау теңіз портына мұнайды танкерлермен құю айлағы тұрғызылған.[1]

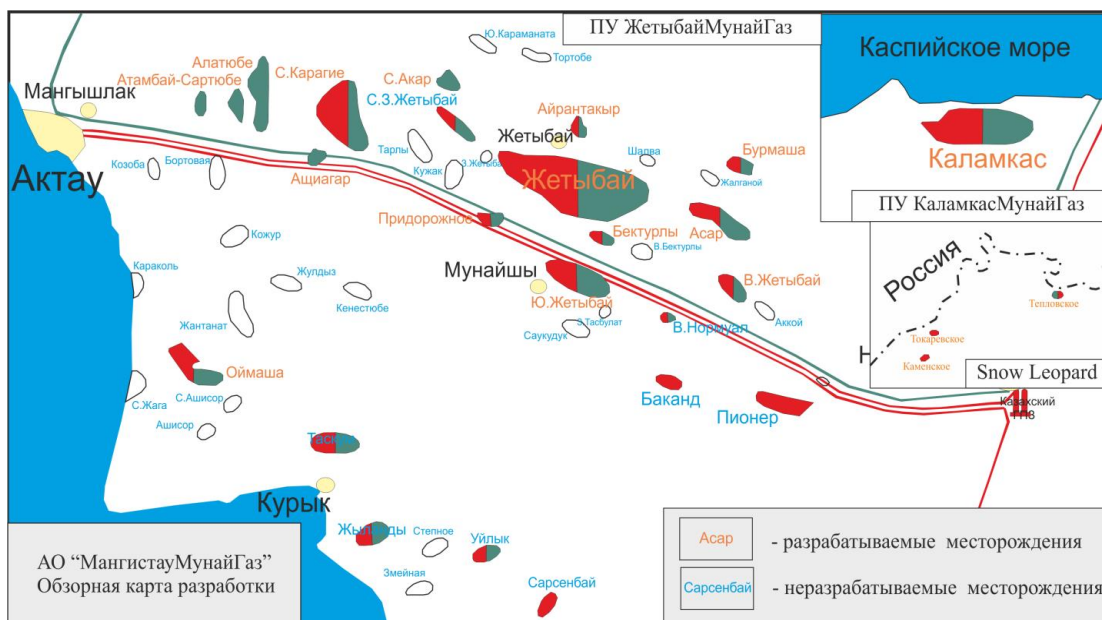
1.2. Кен орнының геологиялық зерттеу және игеру тарихы

Жетібай кен орны кіретін Оңтүстік-Маңғышлақ иілімінің Солтүстік беті өткен жүз жылдықтың ортасынан бастап зерттеле бастады. Ауданды едәуір жоспарлы геологиялық зерттеу 1950-ші жылдардың соңынан бастап басталды.

1962 жылы «Казнефтегеофизика» және «Мангышлақ-нефтегеофизика» Жетібай ауданында 1:50000 масштабында МОВ сейсмикалық жұмыстары жүргізілді, III-Г жағылмалы горизонты бойынша солтүстік-батысқа өте жатық екенін ауқымды құрылымдық терраса айқындалған.

1962-1964 жылдары геофизикалық экспедицисымен (А.В. Праршков, В.А. Попов, В.Л. Рыбак) графометриялық және радиогеологиялық жұмыстар жүргізілді. Батыс-Жетібайлық құрылымның сипаттамалары алынды.

Турандық геофизикалық экспедициясымен (Н.Я. Купик, А.О. Урсов, В.О. Быкадоров) Оңтүстік-Маңғышлақ территориясында КМПВ әдісімен аудандық сейсмикалық профилдеу жұмыстары жүргізілді.[2]



Сурет 1.1. Жетібай кен орнының шолу картасы

1.3. Стратиграфия

Жетібай кен орнында терең барлау ұңғыларымен жоғарғы тристан неоген-төрттік жастағы шөгінді жыныстардың шамамен үш километрлік қалыңдығы ашылған және олардың Юра жүйесіндегі шөгінділері өнеркәсіптік-мұнайлы болып табылады.

Мезозойлық топ - MZ

Триастық жүйе. (T3)

Жоғарғы бөлім. Ұңғылармен 18, 28, 33, 63, 66, 71, 73, 92; НВО-2708 метр тереңдікте кезектесіп құмтастармен, алевро қабатшалары бар алевролиттермен; саз балшықтар мен аргиллиттермен көрсетілген жоғарғы триастың шөгінділері ашылған. Құмтастар тығыз, сұр ұсақ, түйірлі, саз балшықты алевролитті. Құмтастардың құрамы кварцтық едәуір қоспасы бар кварцты-полевошпаттық, мускавит және эффузивті жыныстардан құралған.

Аргиллиттер күкірт-сұрлы, алевролитті; каоилит гидроқабатшалы. Тік жарықшақтар кальцитпен көрсетілген. Ашылған қалыңдығы 253 метр.

Жоғарғы триастың ашылған бөлігінде (92 ұңғы) екі бума байқалады. Аргиллиттер мен аргиллит тектес құмтастары бар сазбалшықтар басым төменгі (2973-2875); жоғарғы (2875-2630) керісінше аргиллиттер мен саз балшықтарға қарағанда құмтастық басымдылығымен сипатталады.

Юра жүйесі (J₁)

Кен орнында юра жүйесінің шөгінділері барлық үш бөлімдермен көрсетілген; орта, жоғарғы және төменгі. Юраның жалпы қалыңдығы орташа алғанда 1300 метрді құрайды.

Төменгі бөлім (J₁)

Төменгі юраның қимасы құм тастардың, алевриттердің, саз балшықтардың және аргиллиттердің кезектелік келуімен сипатталған және де

кұм тасты қабатшалар аудан бойынша ұсталмаған және аргиллиттердің, саздардың және сазды алевролиттердің ірі линзаларымен орын ауыстырады.

Саз балшық пен аргиллиттер гидрослюдалы-каоилитті, сұр, қалың-сұр, құмайтты және көмірлі затпен байытылған. Төменгі юралық шөгінділердің жалпы қалыңдығы 100-120 метрді құрайды.

Ортаңғы бөлім (J2)

Ортаңғы юра бөлімі аалендік, байостық және баттық ярустармен көрсетілген. Жалпы қалыңдығы 745-835 метрді құрайды.

Аалендік ярус (J2 a)

Аалендік ярустық шөгінділері негізінен сазды-алевролитті және аргиллитті жыныстардың бағынышты линзалары бар қиыршық тасты қалыңдықпен көрсетілген. Құмтастар орташа, ұсақ-орташа және ірі түйіршікті ерекшеліктерден тұрады, олар төменгі қалыңдықтарда гравелиттер мен ұсақ галечникті конгломераттарға жиі көшеді. Ярустық жалпы қалыңдығы 165-200 метрді құрайды. Барлығы құрамында XIII және XII өнімді горизонттары бар.

Байостық ярус (J2 в)

Байостық жыныстар қалыңдығы аудан бойынша ұсталмаған саз балшықтардың, құмтастардың және алевролиттердің бір қалыпсыз кезектесіп келуімен көрсетілген. Байостық ярусқа XI, X, IX, VIII өнімді және сулы горизонттары кіреді, ярустық жалпы қалыңдығы 335-365 метр.

Баттық ярус (J2 bt)

Баттық ярус үшін олармен көтерілген саз балшықты қабатшалары бар алевролитті бумалар қалыңдығы 30-50 метрге дейін болатын ірі құмтастардың кезектесіп келуі тән. Баттық ярусқа VI, V өнімді және IV сулы горизонттары жатады, ярустық жалпы қалыңдығы 225 метр.

Жоғарғы бөлім (J3)

Жоғарғы юралық жүйе келловейлік, оксфордтық кимериджітік және титондық ярустармен көрсетілген, олардың жалпы қалыңдығы шамамен 450 метрді құрайды.

Келловейлік ярус (J3 k)

Келловейлік ярустық шөгінділері бағынышты құмайтты-алевролиттік жыныстардың қабатшасымен көрсетілген, олардың төменгі бөлімінде I және II өнімді горизонттар бөлінеді. Ярустық жалпы қалыңдығы 87-113 метрді құрайды.

Оксфордтық ярус (J3 o)

Оксфордтық ярус үшін қиманың төменгі жақ бөлігінде саз балшықтар басым сазды-карбонаттық жыныстардың қалыңдығы тән. Ярустың қалыңдығы 230-260 метр.

Кимериджітік ярус (J3 km)

Кимериджітік ярустың шөгінділері оксфордтыққа жатады және мергель мен доломит қабатшалары бар 30-50 пайызға доломиттелген және қайтадан кристалданған әктастармен, саз балшықтармен, алевролиттермен майда

түйіршікті құмтастар мен кристалдық әктастармен көрсетілген. Әктас тілік ретінде шектелген. Ярустың қалыңдығы 8-93 метр.

Бор жүйесі (К)

Тез бұрыштық үйлесімсіз бор шөгінділері юра шөгінділерінің жуылған бетінде жатыр және жүйенің сегіз бөлімдерімен көрсетілген. Өзінің литологиялық ерекшеліктері бойынша бор шөгінділерінің барлық қималарын төменгі терригенді-карбонаттық, орталық терригенге бөлуге болады. Жалпы қалыңдығы 1200 метр.

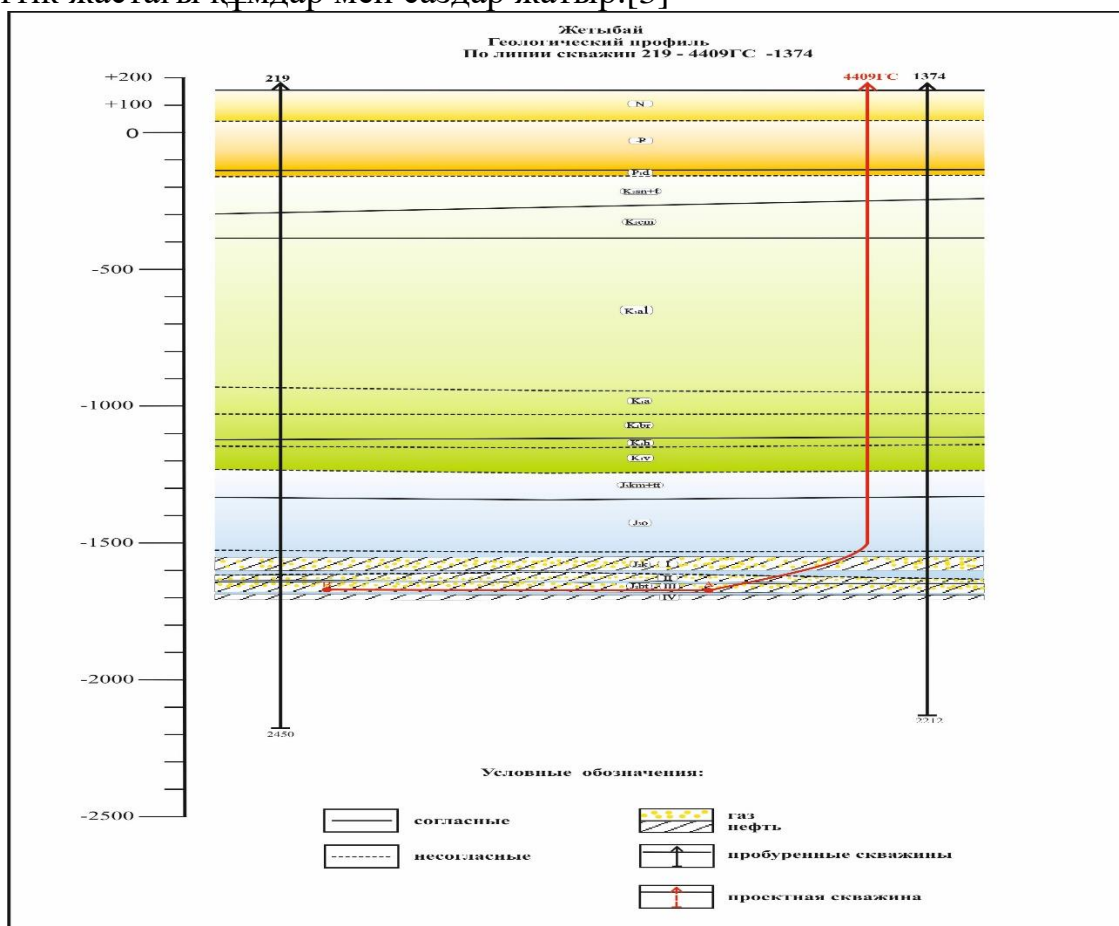
Палеогендік жүйе (Р)

Палеогендік шөгінділер лезді бұрыштық неогенмен бор шөгінділерінің жуылған бетінде жатады. Палеогендік шөгінділердің қалыңдығын төменгі карбонатты-терригендік және жоғарғы-терригендік деп бөлуге болады. Жалпы қалыңдығы 163-203.

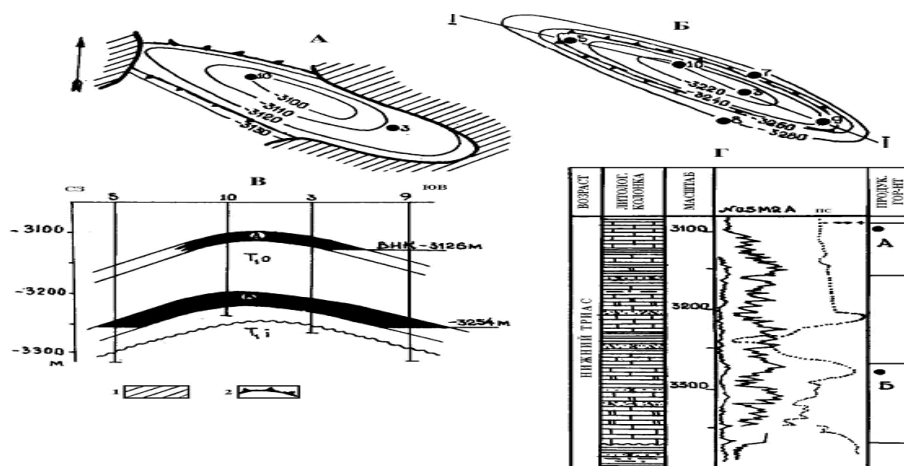
Неогендік жүйе (N)

Неогендік шөгінділер бұрышты үйлесімсіз қиманың төменгі жақ бөлігінде терригенді-карбонаттық жыныстармен кезектесіп келген және жоғарғы жақ бөлігінде тығыз шектелген әктастармен көрсетілген палеогендік шөгінділердің жуылған бетінде жатыр. Жалпы қалыңдығы 100-150 метр.

Жоғарыда қима бойынша жалпы қалыңдығы 5-10 метрді құрайтын төрттік жастағы құмдар мен саздар жатыр.[3]



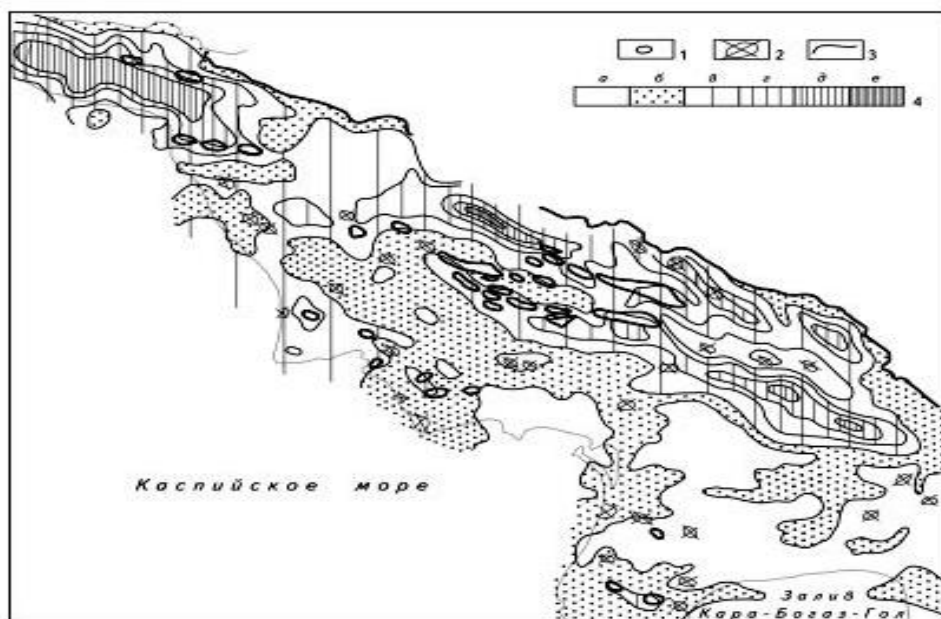
Сурет 1.2.-Жетібай кен орнының геологиялық профілі



Сурет 1.3. Жетібай кен орнының литология-стратиграфиялық картасы

1.4.Тектоника

Оңтүстік – Маңғышлақ ойпатында Жетібай кен орнында мұнай-газ шоғыры борлы және юралық шөгінділерге арналған және платформалық типтегі ірі антиклиналдық қатпарлармен байланысты (1.4 сурет). Палеотектоникалық құрылымдарды талдау көрсеткендей, Оңтүстік-Маңғышлақ иілу борттарының платформлы тыстың көлденеңінен қазіргі заманғы асимметриясы орташа-құнды деформациялар нәтижесінде пайда болды және орташа-құнды уақыт аралығында Оңтүстік борттың солтүстіктен 500 м-ге дейін асатын борттардың қарама-қарсы еңісі орын алды.



Сурет 1.4 - Аудандастыру картасында мұнай және газ кен орындарын бөлу(Оңтүстік-Маңғышлақ). 1-Мұнай және газ кен орындары;2-өнімсіз құрылымдар;3-орталық-Маңғышлақ орналасқан қатпарлы бортының оңтүстік

шекарасы;4-орта бағалы-төрттік шөгінділер табанының бөлшектену шкаласы, км / км²:

Тектоникалық бұзылыстардың болуы ықтимал жанама белгісі шоғырды пайдаланудың бірінші кезеңінде, яғни суды айдау басталғанға дейін қабаттық қысымның өзгеру динамикасының көрсеткіші болып табылады. Осы кезеңнің изобар карталарында шоғырдың Шығыс учаскесінде қабаттық қысымның 18 МПа дейін (бастапқы қабаттық қысымда 24 МПа) ең жоғары іріктеу аймақтарында құлауы байқалды, сонымен қатар Батыс учаскеде орташа қабаттық қысым іс жүзінде өзгерген жоқ. Орташа учаскеде қабаттық қысым баяу өзгерді. Осының барлығы XII Горизонт шоғырының әртүрлі учаскелерінің гидродинамикалық байланысының қиын екенін көрсетеді.[3]

1.5.Мұнайгаздылығы

Жетібай кен орнының юра өнімді қалыңдығының мұнай-газдылығы 1961 жылдың маусымында 6 ұңғыманы бұрғылау кезінде орнатылған, онда сынауға дайындық кезінде 2389-2383 м аралықты перфорациялаудан кейін ашық фонтандау болды. Мұнайдың фонтандық дебиті штуцер диаметрі 12 мм болғанда тәулігіне 400 т құрады.

Юра өнімді қалыңдықта мұнай мен газдың 38 шоғыры ұштастырылған 13 Горизонт (1.6 сурет) бөлінген. Табиғи резервуар типі бойынша бұзылмаған, жаппай бұзылмаған және литологиялық-эксандалған қабаттық жиынтық шоғырлар. Қанығу сипаты бойынша 1 газ шоғыры, 23 мұнай шоғыры және 14 шоғырда газ шапкасы болады.

Қалыңдығы 40-65 м Ю-I горизонттың 1-ден 7 - ге дейін газға қанықпаған А1-а7 коллектор-қабаттары қимасында болады, олармен газ шоғыры байланысты.

Ю-II горизонтта А және Б екі бумалары, а бумаларының қабаттары – суға қанықпаған, ал қабаттарға Б - б1+б2 бумалары мұнай-газ шоғыры ұштастырылған.

Ю-III горизонт бөлінісінде алты коллектор-қабаттар бөлінеді, оларға мұнай - газ шоғыры-Ю-III а1+а6 ұштастырылған

Ю-IV горизонт қимасында коллекторлардың бес қабаты бөлінеді, оның ішінде екі жабындық қабат және екі табандық қабат – мұнайға қанықпаған, ал резервуардың ортасында қанығу сипаты бойынша бөлінетін қабат – суға қанықпаған. Горизонтта Ю-IVа1+а2 және Ю-IV б2+б3 екі мұнай шоғыры бөлінген.

Ю-V көкжиекте төрт шоғыр, бір мұнай-газ және үш мұнай шоғыры бар. Мұнай-газ шоғыры а1 қабатымен, мұнай қабаттарымен б1+б2, В1+в2 және В3 және В4 байланысты. ІНК бастапқы жағдайы 1750 метр абсолюттік белгіде қабылданды, мұнай-газ шоғырының газдылығы қабаты 23 м, ал мұнай сыйымдылығы 2,5 м. сыртқы контурының шегінде (1750 м) кен шоғырының ұзындығы 17,7 км, ал ені 4,7 км. дейін.

Ю-VI көкжиекте төрт шоғыры қоршалған. А1+а2 қабатымен байланысты кен – мұнай-газ. Құрылымның ортасында Б1+б2+б3 қабаттары бар мұнай-газ шоғыры байланысты, батыста екі мұнай шоғыры бөлінген.

Ю-VII горизонтта А және Б екі бумаларына біріктірілген 9 құм қабатқа дейін бөлінеді, А бумасына А1-а6 алты қабаттары ұштастырылған, Б1-б3 үш қабаттары Б бумасына ұштастырылған. Б1 шатыр қабатымен жекелеген күмбездерге арналған екі мұнай шоғыры байланысты. Б2-б3 қорабының қабатымен орталық пен шығыстағы жекелеген күмбездерге орайластырылған екі мұнай шоғыры байланысты.

Ю-VIII горизонтта А және Б қорабына бөлінеді. А пачкасында А1, а2, а3 және а4, б1 қабаттарының төрт қабаты бөлінеді, Б пачкасында Б1, б2, б3 қабаттарының үш қабаты бөлінді. А1 қабатымен газ – мұнай шоғыры, А2+а3 қабаттарымен – да газ-мұнай және А4 қабатымен байланысты. Б - б1 және Б2+б3 бумалары резервуарлармен екі газ-мұнай шоғырлары байланысты.

Ю-IX горизонтта а1, а2, А3, а4 төрт қабаттың қабаттары бөлінген, екі қабатпен А1+а2 байланысқан газ-мұнай шоғыры және екі қабатпен А3+а4 байланысқан мұнай шоғыры

Ю-X горизонтта А1 –а6 (пачка А) және б1-б3 (пачка Б) қаттар бөлінген, оларға Ха1, Ха2-6 және Хб1-б3 резервуарларымен байланысты үш мұнай шоғырлары ұштастырылған.

Ю-XI горизонтта А және Б екі бумасы, а бумасында а1+а4 төрт қабат және Б – б1-б5 бумасында бес қабат бөлінеді. ХIа1+а2 және ХIа3+а4 резервуарларымен екі газ-мұнай шоғырлары байланған. ХIб1-б3 резервуарымен батыста орнатылған бір газ - мұнай шоғыры және шығыста құрылым орналасқан бір мұнай шоғыры байланысқан. ХIб4+б5 қабаттарына байланысты шоғырлар құрылымның орталық және батыста көмкерілген.

Ю-XII горизонт қимасында қосылу коэффициентін ескере отырып, мұнай шоғырына байланысты бірыңғай гидродинамикалық резервуар болып табылатын коллектордың екі қабаты бөлінеді.

Ю-XIII горизонтта бір резервуар бөлінген, онымен газ-мұнай шоғыры байланысты.

Тереңдік сынамаларды талдау бойынша V-XII горизонттардағы мұнайдың ілеспе газының үлес салмағы 1,058-1,175 г/л, метан мөлшері 62-67%, көмірқышқыл газы 0-1,2%, азот 4,04-10,85%. Әр түрлі әдістермен коллектор-қабаттардың физикалық қасиеттерін зерттеу кезінде алынған деректерді салыстыру нәтижесінде игеру жобасында технологиялық есептеулер үшін қабылданған негізгі физикалық параметрлердің орташа мәндері белгіленген (1.1-кесте).

Жоғарғы горизонттарды төменге қарай бағытта қанығу қысымы, температура, газға қанығу (85-тен 161 м3/т дейін), көлемдік коэффициент (1,25-тен 1,41 дейін) және мұнай тығыздығы (0,77-тен 0,7 г/см3 дейін), тұтқырлық (3,04-тен 1 спз дейін) сияқты параметрлердің азаюы жүреді(1.2-кесте).

Горизонт	Кеуектілік, %		Өткізгіштігі 10 ³ мкм ²	Суға қанығушылық	
	Газ аймағында	Мұнай аймағында		Мұнай аймағында	Газ Аймағында
IV	-	20	78	0,40	-
Va	19	18,1	60	0,39	0,49
V6,B,r	19,8	18,9/18,8/18,8	115/90/90	0,33/0,41/0,41	0,51
Via,б	19,9/19,8	18,9/18,3	65/40	0,40/0,38	0,60/0,48
VIIa+б	18,6	17,7	60	0,39	0,48
VIIIВ	18,7	18,1	60	0,39	0,48
IX	17,8	18,0	78	0,38	0,47
X	-	18,4	20	0,35	-
XI	-	17,0	69	0,39	-
XII	-	18,0	150	0,30	-
XIII	-	18,3	160	0,39	0,39

Кесте 1.1 - Жетібай кен орнындағы горизонттар коллекторларының және тау асты суларының физикалық қасиеттері

Кесте 1.2-Горизонттар параметрлерінің сипаттамасы

N Пп	Горизонт	Коллектор типі	Өткізгіштік *10 ⁻³ мкм ²	Кеуектілік, үлес бірлік	Бастапқы Мұнай-газға қанығу, үлес бірлік
1	Ю-II	Кеуекті	116.3	0.201	0.583
2	Ю-III	Кеуекті	150.2	0.204	0.560
3	Ю-IV	Кеуекті	133.5	0.193	0.528
4	Ю-V	Кеуекті	132.4	0.189	0.582
5	Ю-VI	Кеуекті	131.8	0.182	0.567
6	ЮVII	Кеуекті	89.4	0.181	0.549
7	ЮVII	Кеуекті	81.2	0.173	0.581
8	Ю-IX	Кеуекті	117.6	0.170	0.607
9	Ю-X	Кеуекті	104.7	0.166	0.614
10	Ю-XI	Кеуекті	123.2	0.164	0.577
11	ЮXII	Кеуекті	200.8	0.160	0.649
12	ЮXII	Кеуекті	285.7	0.165	0.672

Өткізгіштігі 0,001 мкм²-ден мкм²-нің бірнеше ондық үлесімен өзгереді. Орташа горизонттар көпшілігі үшін параметрдің мәні 0,1 мкм² аспайды. Мұнай құятын қабаттар-коллекторлар үшін өткізгіштіктің төменгі шегі - 0,003 мкм², газ үшін - 0,001 мкм².

Тереңдік сынамаларды зерттеу нәтижелері қарқынды дренаждау аймақтарында болған және ең бастысы, газ мөлшері 23% - ға және қанығу

қысымының 21,5% - ға (18,9 МПа-дан 14,6 МПа-ға дейін) төмендеуіне қатысты қабаттық мұнайдың кейбір өзгерістері туралы куәландырады, бұл мұнай қасиеттерінің өзгеруіне алып келді.

Кен орнын игеру барысында мұнайдың ауырлау үрдісі байқалады. Мысалы, VIII көкжиек бойынша қабаттық мұнай тығыздығы 735-тен 765 кг/м-ге дейін, тұтқырлығы 1,8-ден 2,7 мПа с-ға дейін артады.

VIII горизонт бойынша қабаттық мұнайдың қасиеттері (бастапқы және ағымдағы мәндер) 1.3-кестеде келтірілген.

Кейбір ұңғымалар бойынша (1002, 1127, 1318) тұтқырлықтың мәндері көкжиек бойынша орташадан едәуір асып түседі, бұл осы ұңғымалар ауданында қозғалыс коэффициенттерінің (к/лн) нашарлағанын көрсетеді.

Кесте 1.3. - VIII горизонт бойынша қабаттық мұнайдың қасиеттері

Атауы	Бастапқы мәндер	Ағымдағы мәндер (2016 ж .)
Мұнайдың газымен қанығу қысымы Р, Мпа	18,9	14,6
Газ фактор О, м /т	108-170	81
Көлемдік коэффициент Ы _н	1,3	1,25
Тығыздық р _н , кг/м	735	765
Тұтқырлығы ц _н , мПа-с	1,8	2,7

Өнімді горизонттардың жату тереңдігі 1700-2500 м.ашық кеуектілігі 16% - дан 22% - ға дейін, өткізгіштігі 0,06-дан 0,239 мкм² дейін кеуекті коллекторлар. Барлық горизонттар мұнай жеңіл және орташа тығыздығы 830-870 кг/м³, шайырлы 4,53-15,5%, Жоғары парафинді 17,2-25%, аз күкіртті 0,2-0,28%. Асфальтендердің құрамы 0,9-дан 3,4% - ға дейін ауытқиды. Фракциялардың шығуы 3000С дейін 25-тен 42% дейін. Еритін газдың құрамы: метан 58,86% -76,4%, ауыр көмірсутектер 22-37%, азот 1,3-5,8%, көмірқышқыл газы 0,3-1,1%. Газ қалпақшаларының еркін газында метанды құрауыш ауыр көмірсутектердің 78,6% - ы 11-18% - ға жетеді. Азот (10,3% - ға дейін) бар, оның концентрациясы тереңдіктен төмендейді және көмірқышқыл газы-0,23-1,2%. Ю-I горизонттың газконденсатты шоғырында тығыздығы 689-704 кг/м³ тұрақты конденсат мөлшері 76 г/м³ жетеді. Ю-I, II-A, III режимі, қалғандары – су арынды.[4]

1.6. Сулылығы

Гидрохимия мен гидродинамика бойынша материалдардың негізінде Жетібай кен орнының қимасындағы геологиялық құрылым мен мұнайлылықтың мәндерін есепке алғанда екі гидрогеологиялық сатыға бөлуге болады: юра және бор.

Юра шөгінділерінің сулары бор шөгінділерінің суларынан ерекшеленеді. Бұлар тығыздығы бойынша (1109-1110 кг/м³) үлкен және минералдылығы

140-160 г/дм³ хлоркальцийлі типті тұздықтар. Скважинаның орташа шығымы 50 м³/тәу құрайды. Юра қабат суларының химиялық құрамы біркелкі.

XII горизонттық табан суы №6 скважинаның ашық фонтандауы мұнаймен бірге алынды. Оның жалпы сұйықтағы мөлшері 35-40 %.

Бор шөгінділері тең, апт және баррем горизонттарының суларың тығыздығы 1102 кг/м³-ті құрайды. Төменгі бор сулары тоғыз горизонттан алынды, олардың шығымы 0,2-ден 903,7 м³/тәу дейін жетті. Бұл горизонттардың суларының тығыздығы 1018-1020 кг/м³ құрайды. Барлық сулар сульфатты-натрийлі типті. Тек қана готерив ярусының суы хлоркальцийлі. Құмтастар мен алевролиттер су араластырғыш жыныстар және саздар мен аргиллиттер су тірегіш жыныстар болып табылады.

Жетібай ауданындағы сормат шөгінділерінің сулары тұздылау, арынсыз, тереңдігі 30 метрге жететін шығымы аз құдықтар. Құдықтардан алынатын судың шығымы шамамен 260-330 м³/тәу. Нақты талдаулардың мәндері бойынша Жетібай кен орнының юра және бор горизонттары үшін корреляционды гидрохимиялық графиктер тұрғызылды.

Графиктер бойынша иодтың концентрациясы 6-8 мг/дм³ әдетте кездеспейді. Жетібай үшін көбінесе иодтың құрамы 10-11 мг/дм³, бірақ 15мг/дм³-ден аспайды. Жетібайдың өнімді горизонттарының (VIII-XI горизонттар) төменгі қабатында иод мөлшерінің ұлғаюына беталыс қатты байқалмайды. Ортаңғы юра кешеніндегі суларда аммоний 60-тан 130 мг/дм³ дейін мөлшерде кездеседі. Әсіресе төменгі шегі тән.

Бор ортаңғы юра кешеніндегі сулардың барлық сынамаларынан талданды. Оның концентрациясы 20-52 мг/дм³ шегінен аспайды. Көбіне жиі кездесетін бор концентрациясы шамамен 30-40 мг/дм³.

2.ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ БӨЛІМ

2.1 Игерудің ағымдағы жағдайының негізгі көрсеткіштері мен олардың өзгеру динамикасы

Қазіргі уақытта Жетібай кен орнының қимасында 13 өнімді горизонттар мен 26 кеніштер анықталды. Олардың: біреуі газды, он үші мұнайгазды және он екісі мұнайлы кеніштер. Өлшемі мен қоры бойынша белгілісі XII горизонттың мұнайлы кеніші болып табылады. Кен орынды игеруде төрт объект байқалды. Олардың ішінде үшінші объект IX бен X, төртінші объект XI, XIII+XII горизонттардың бірігуінен тұрады. Бірінші және екінші объектілер үшін есептеулер жүргізілмеген.

1976 жылы игерудің кешенді жоспары жасалды. Осыған байланысты скважиналардың өзіндік торлары бар игерудің алты объектісі анықталды. Алайда, жоғарғы (V-VI) горизонттардың геологиялық құрылымының күрделілігінен жобада қабылданған игерудің негізгі жағдайларынан бас тартуға тура келді. VIII, X-XII горизонттарға нұсқа ішінен су айдаумен игеріледі. XIII горизонт өзінің су арынды бассейні болғандықтан еш ықпалсыз игеріледі. Су айдау XII және X горизонттарға 1973 жылы, ал XIII горизонтқа 1976 жылы басталды. Жұмыс істеп тұрған скважиналардың саны өскесін мұнай өндіру де артты. Жетібайда мұнай өндіру 1979 жылы максимал мәніне жетті, сосын кішкене құлдырау болды, ал 1987 жылдан бастап жылына 400 мың тонна өндіріліп қарқынды дамиды. Бұл негізінен осы кезеңдегі кеніштің жоғары өнімді қабатшаларын бұрғылаумен және өндіру скважиналарындағы депрессияның ұлғаюымен түсіндіріледі.

Мұнай өндірудің өсуімен қатар 1972 жылы газ өндіру де өз максимумына жетті. Су өндірудің шамасы 386,897 мың тоннаға жетіп барлық өндірілген сұйықтың 10,2 пайызын құрады. 1983 жылдан бастап мұнай мен газ өндірудің төмендеуі өнімділік коэффициенті, пайдалану скважиналар коэффициенті, скважиналар қорын қолдану коэффициенті, сорапты компрессорлы құбырлар мен шлейфтердегі, түп аймақтардағы қиыншылықтар сияқты табиғи және технологиялық факторлармен байланысты.[5]

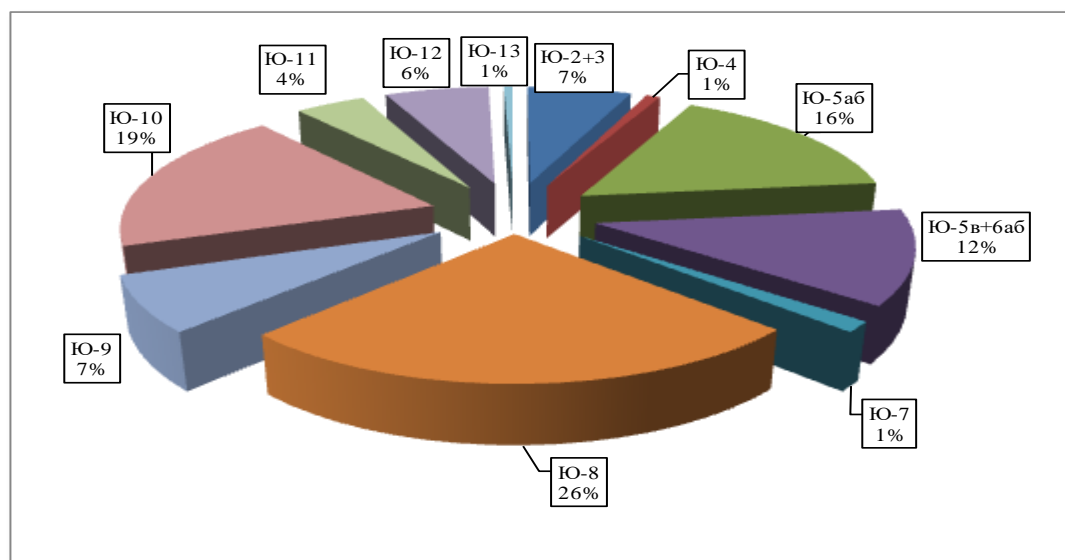
2.2. Ұңғымалар қорының сипаттамасы және нысандарды бұрғылау дәрежесі.

01.01.2015 жылғы жағдай бойынша Кен орнында барлығы 1492 ұңғыма бұрғыланды, оның ішінде өндіруші ретінде - 1281 және айдау ретінде - 211 ұңғыма бұрғыланды. Кен орнын игеру кезінде өндіру және айдау қорынан 183 ұңғыма жойылды. Бақылау және басқа санаттарға 55 ұңғыма анықталды. Соңғылардың ішінен 17 ұңғыма жойылды.

Кен орнының пайдалану қоры 1241 ұңғыманы құрайды, оның ішінде 923 өндіруші және 318 айдау. Қор екі горизонтты - 39 өндіруші және 4 айдау

ұңғымасын пайдаланушыларды біріктірді. Өндіруші ұңғымалардың жұмыс істеп тұрған қоры - 654, айдау – 230 (2.1 сурет). Бұл ұңғымалар қорын пайдалану тиімділігі жалпы нормативтерден төмен және тиісінше 65 және 70% құрайды. Сондай - ақ пайдалану коэффициенті-0,84 және 0,85.

Ұңғымалардың ең көп саны ұзақ уақыт игеріліп жатқан 5 объектіге - XIII, XII, X, VIII, V горизонттарға келеді, онда барлық қордың 82% бұрғыланған. Пайдалану процесінде қор қозғалысы осы деңгейлер арасында да жүреді. Қазіргі уақытта осы деңгейлер бойынша жалпы пайдалану қоры кен орны қорының 75% (928ұңғы=675өнд+253айдау) құрайды.



Сурет-2.1. Ұңғымалар қоры

Олар бойынша 1824 ұңғыма-объектілер (1440өнд+424айд) пысықталды, кен орны бойынша жалпы саны - 2325. Соңғы жылдары пайдалануға берілген VI, IX горизонттарды ескере отырып, кен орнының өнеркәсіптік игерілетін горизонттарында бұрғыланған қор 1457 (98%) ұңғыманы құрайды. Олар бойынша 2188 ұңғыма-нысандар немесе олардың жалпы санының 94% орындалды.

Басқа объектілерден ауыстырылған ұңғымалардың ең көп саны V, VIII, X, XI горизонттарда пайдаланылған, олар бойынша жалпы саны 382 бірлікті немесе өндіруші ұңғымалардың барлық "қайтарылатын" қорының 71% - ын құрады. Өндіруші қордағы қайтарымды ұңғымалардың үлесі горизонттар бойынша 26(VIII) - 82(XI)%шегінде ауытқиды.

Кен орнының айдау қорының жартысы - 249 ұңғыма өндіруші қордан ауыстырылған, яғни уақытша өндіруші ретінде өңделді. Олардың ең көп саны VIII(66), X(66), XII(67) горизонттарда сатылды. [5]

Кесте 2.1 – Жетібай кен орны бойынша ұңғылар саны 01.01.2016 ж.

Ұңғылар саны	Горизонт (Ю)											Барлығы
	2+3	4	5аb	5в+6аb	7	8	9	10	11	12	13	
2015 ж. бұрғыланған	3			1	1	6	1	2				14
Пайдалану қоры	49	9	176	115	9	216	85	179	35	63	6	912

Қосымша:												
Жұмысшылар	37	5	92	71	8	148	42	110	25	37	3	558
Фонтандық тәсілмен	42	6	89	71	7	150	43	110	23	35	5	556
ШТСҚ	47	5	91	69	8	147	42	110	22	36	3	553
УЭЦН	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	0	4
Айдау	11	0	23	19	0	45	14	38	9	12	0	168
Барлау ұңғымалары	3		4					2		1		10

2.3. Ұңғымаларды пайдалану тәсілдерінің көрсеткіштерінің сипаттамасы

Қазіргі уақытта кен орнында өндіру ұңғымаларынан сұйықтықты іріктеу негізінен фонтандық тәсілмен жүзеге асырылады.

Фонтанды пайдалану кезінде өнім түптен сағаға дейін мұнай қабатының перфорациясы аралығына дейін түсірілген диаметрі 73 мм және 88,9 мм болат маркалы С-75 және 5М-90 құбырлардан жасалған сатылы лифт бойынша алынады. Өндіруші ұңғымалардың жер үсті жабдықтары ретінде КОУК-89/73-35Д К2-136Э үлгісіндегі ашық фонтандалудың алдын алуға арналған құрылғылары бар мұнай және газ ұңғымаларын өндіруге арналған қондырғылар пайдаланылады.

КОУК-Мұнай және газ ұңғымаларын пайдалануға арналған, апаттық жағдайларда фонтандық ұңғымалар оқпанының герметикалық жабылуына арналған, автоматты түрде де, алыстан да басқарылатын клапанды-кескіш құрал-жабдықтар кешені.

Фонтанды пайдалану кезінде газ-мұнай қоспасын түптен ұңғыма сағасына дейін көтеру игеру алдында ұңғымаға түсіретін сорғы компрессорлық құбырлардың бағанасы бойынша жүзеге асырылады. Оларды түсіру қажеттілігі газ энергиясын ұтымды пайдалану, құмның шығарылуын жақсарту, газдың сырғуына кететін шығындарды азайту және аз қабатты қысымда фонтандауды сақтау мүмкіндігімен туындады.

Ұңғыма сағасында фонтанды арматуралар құрастырылады, ол әртүрлі тройник, крестовик мен бекіту құрылғыларын қосады. Бұл арматура сорғы-компрессорлық құбырларды ілуге, құбырлар мен шегендеу колоннасының арасындағы құбырдан тыс кеңістікті герметизациялауға, фонтандық ұңғыманың жұмысын бақылауға және реттеуге арналған.

Фонтан арматуралары крест және тройник типтерін жасайды. Ол құбыр басы мен фонтан шыршасынан тұрады. Құбыр басы сорғы-компрессорлық құбырларды ілуге және олардың және пайдалану колоннасының арасындағы құбыр асты кеңістікті герметизациялауға арналған. Фонтанды шырша ұңғыманың өнімін шығару желілеріне жіберу үшін, сондай-ақ ұңғыманың жұмысын реттеу және бақылау үшін қызмет етеді. Фонтан шырша екі немесе үш лақтыру сызықтары бар. Олардың бірі қосалқы. Тройникті арматурада төменгі шығару желісі - қосалқы. Жұмыс желісінде (жоғарғы) бекіту құрылғысы әрқашан ашық, ал қосалқы жерде - жабық болуы тиіс. Оқпан бекіту құрылғылары ашық болуы тиіс. Фонтандық арматура оқпанының төменгі жағында орналасқан бекіту құрылғысы басты деп аталады. Тройникті

арматурада шығару желілері бір жаққа бағытталған. Фонтандық арматураның түрін таңдаған кезде крестовиктер тройникке қарағанда құммен жылдам ағатынын ескеру қажет.

ГОСТ 13846-74 сәйкес фонтан арматуралары 70, 140, 210, 350, 700 және 1000 кгс/см² жұмыс қысымына шығарылуы тиіс.

Фонтандық арматурадағы бекіту құрылғылары екі түр болуы мүмкін: Ысырма немесе кран түрінде. Арматура түрін ұңғыма сағасында күтілетін ең жоғары қысым бойынша таңдайды. Бекіту құрылғыларынан кейін шығару желілерінде кейбір жағдайларда фонтандық ұңғыманың режимін реттеуге арналған құралдар (штуцерлер) орнатылады. Штуцер тесігі бар болванка болып табылады.

Фонтандық ұңғыманың жұмысын бақылау үшін арматурада екі манометр орнатылады: біреуі буферде (оны жоғары), екіншісі - құбыр бастиегінің айкастырмасында (құбырдан тыс қысымды өлшеу үшін).

Фонтанды арматура топтық қондырғылармен шығарып тастау желілерімен жалғанады. Фонтанды ұңғыларды байлау схемасы дебитке, қысымға, құмның, парафиннің болуына байланысты әртүрлі қолданылады.

Ұңғымадан жер бетіне көтерілген газ сұйықтығы қоспасы қабат энергиясы немесе ұңғымада орнатылған сорғылар есебінен топтық пункттерге жеткізіледі. Олар 14 ұңғыманы біріктіріп, келесі операцияларды жүзеге асыруға мүмкіндік береді:

- a) ұңғыманың дебитін өлшеу;
- b) сұйықтағы су мөлшерін анықтау;
- c) газды сұйықтықтан бөліп, оның көлемін өлшеу;

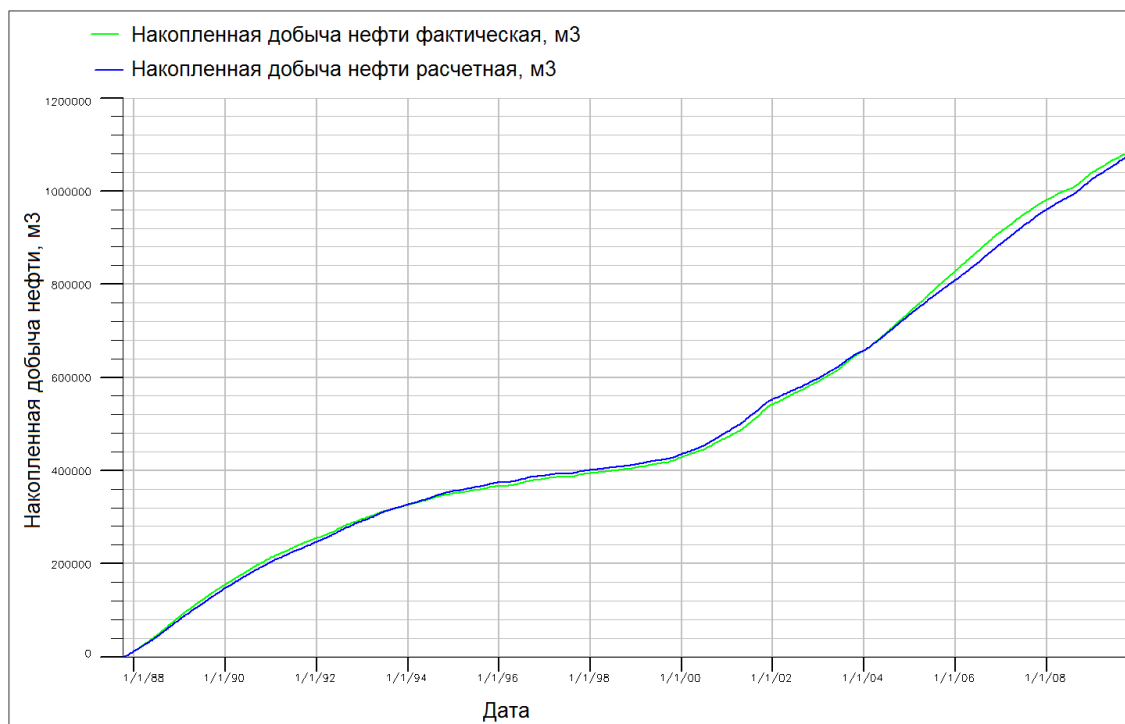
d) әрбір ұңғыма бойынша жеке дебит туралы ақпаратты және топтық қондырғы бойынша жалпы өндірілген сұйықтықтың жиынтық санын диспетчерлік пунктке беру.[6]

2.4. Гидродинамикалық зерттеулер

Гидродинамикалық үлгіге ұңғымаларды бұрғылаудың және пайдалануға берудің тәртібі мен қарқынын ескере отырып, 6 өндіруші және 5 айдау ұңғымасын игерудің нақты технологиялық көрсеткіштері бойынша деректер базасы тіркелді. Есептік және кәсіпшілік деректерді салыстыру үшін көрсетілген кезеңдегі өндіру (мұнай, газ және су), айдау, перфорация және қысым бойынша көрсеткіштер пайдаланылды.

Геологиялық-гидродинамикалық үлгілеу нәтижелері бойынша мұнай мен газдың бастапқы геологиялық қорлары бойынша деректер алынды (2.3-сурет, 2.2-кесте). 2.2-кестеде ҚР ҚМК бекіткен есептік деректері мен мұнай және газ қорларының деректері арасындағы айырмашылық көрінеді. Бастапқы геологиялық қорлар бойынша айырмашылық (2.6 сурет) мұнай бойынша 487 мың т және ерітілген газ бойынша 20 млн.м³ құрайды, яғни геологиялық-гидродинамикалық модель нәтижелері бойынша мұнай және газ қорлары ҚР ҚМК бекіткен қорларға қарағанда жоғары. Бұл скважиналардан алыстағы

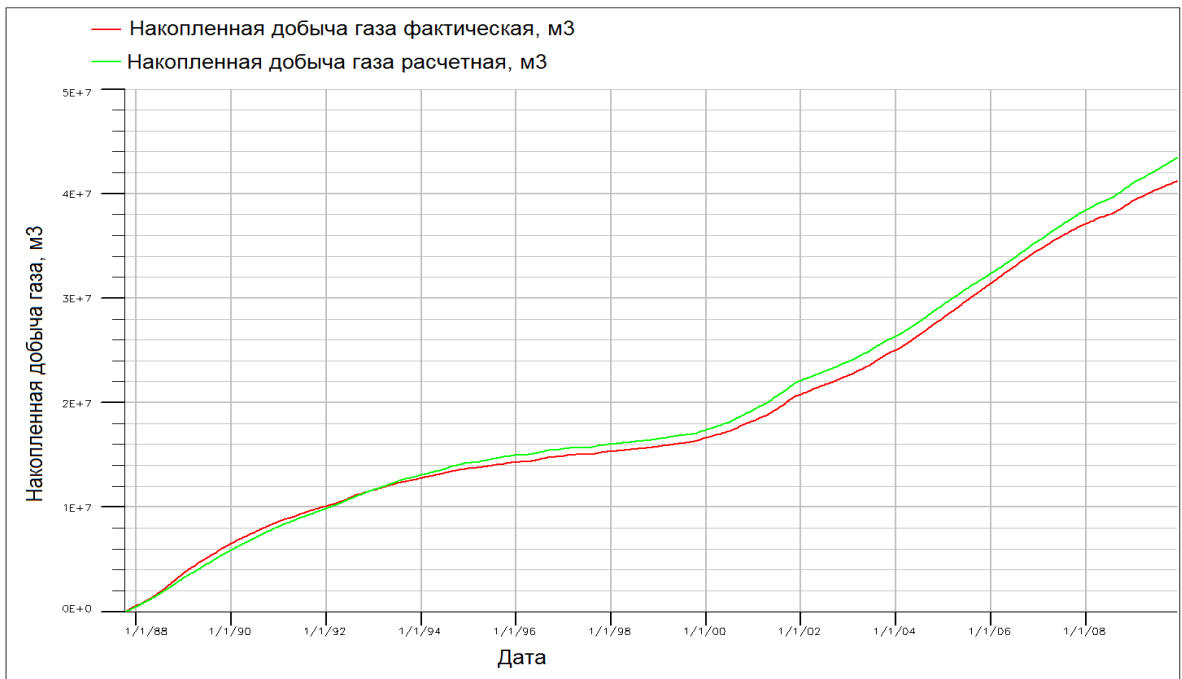
учаскелерді сапалы моделдеуді қамтамасыз ететін литологиялық және петрофизикалық қасиеттердің интерполяциясына стохастикалық тәсілді қолданумен түсіндіріледі.



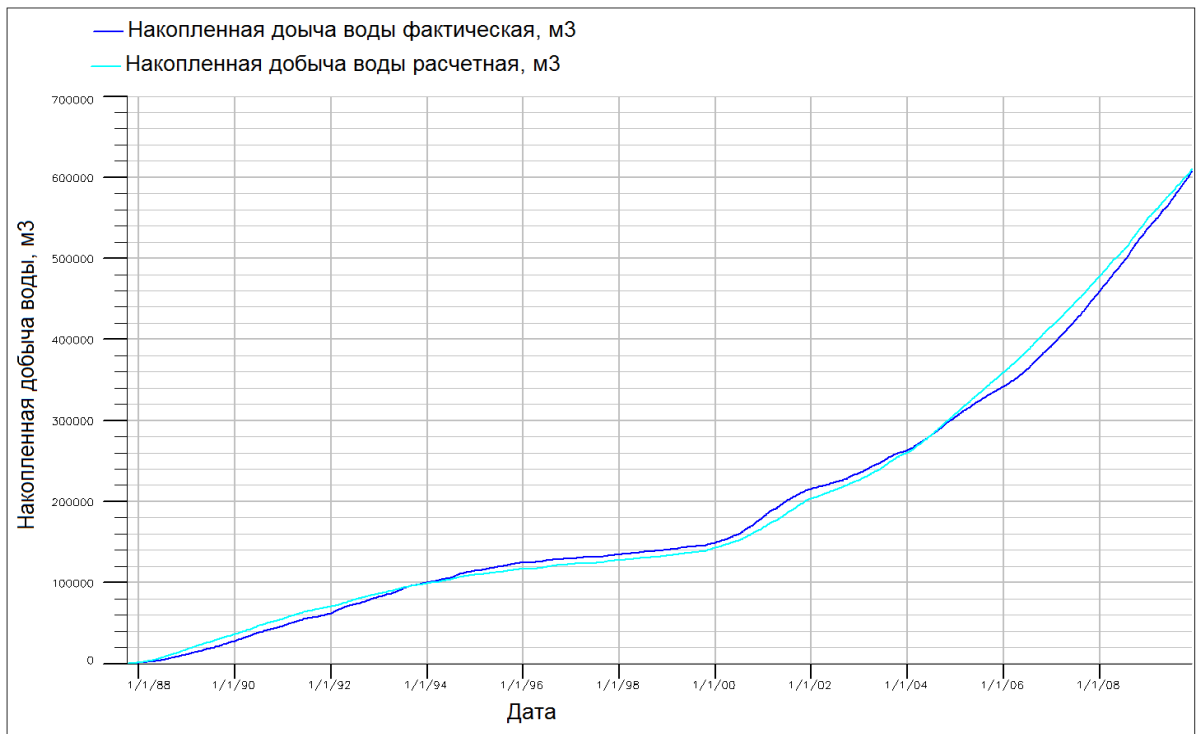
Сурет 2.2. Жинақталған мұнай өндіруді салыстыру 01.01.2015ж.

Кесте 2.2 - Мұнайдың және еріген газдың геологиялық қорларын есептеу 01.01.2015ж.

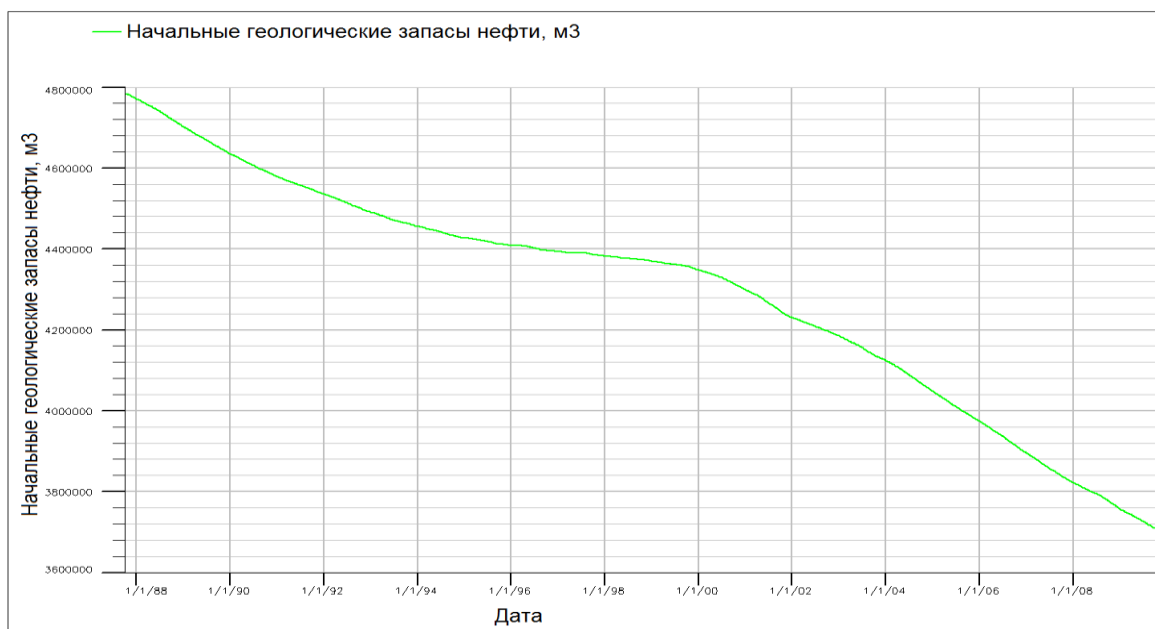
Горизонт, залежь	Геологиялық қорларды есептеу	Қорлардың категориясы	Бастапқы геологиялық қорлар		Өндіру 01.01.2015ж.		Геологиялық қалдық қорлар 01.01.2015ж.	
			мұнай, мың.т.	газ ерітіндісі, млн. м ³	мұнай, мың. т.	газ ерітіндісі, млн. м ³	мұнай, мың. т.	газ ерітіндісі, млн. м ³
Ю-IX	ҚР ҚМК бекітілген	C ₁	2979	143	927,5	41,4	2051,5	101,6
		C ₂	585	28	-	-	585	28
	Геологиялық-гидродинамикалық үлгілеу нәтижелері	C ₁ – C ₂	4051	191	927,5	41,4	3123,5	149,6



Сурет 2.3 - жинақталған газ өндіруді салыстыру, м3



Сурет 2.4.- жинақталған су өндіруді салыстыру, м3



Сурет 2.5.-мұнайдың бастапқы геологиялық қоры, м3

Осылайша, геологиялық және гидродинамикалық үлгілеу нәтижесінде мұнай мен газдың бастапқы геологиялық қорлары, тиісінше 4051 мың тонна және 191 млн.м3 алынды, олар ҚМК бекіткен қорлардан мұнай бойынша 487 мың тоннаға және еріген газ бойынша 20 млн. м3 артық. Мұнай алу коэффициенті 0,41 тең болған кезде мұнай және газ қорлары бойынша мұндай өсім қосымша 199 мың тонна мұнай және 8,2 млн.м3 газ өндіруге мүмкіндік береді. Есепті гидродинамикалық модель нәтижелерінің және мұнай, газ және су, орташа қабаттық қысымды жинақталған өндіру жөніндегі кәсіптік нақты деректердің алынған жақсы ұқсастығы кейіннен тиімді есептеу және таңдау үшін тұрақты жұмыс істейтін геологиялық-технологиялық модельді пайдалануға мүмкіндік берді.[7]

3. АРНАЙЫ БӨЛІМ

3.1. Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділері

Жетібай кен орнының жұмыстарында коррозия, парафин және тұздардың шөгуінен қиындықтар туындайды.

Парафинді мұнай өндіру кезінде мұнай кәсіпшілігі жабдықтары мен құбыр коммуникацияларының жұмысындағы мәселелер асфальт-шайырлы-парафин шөгінділерінің (АШПЗ) пайда болуына әкеледі, олардың қалыптасуы жүйенің өнімділігін және сорғы қондырғылары жұмысының тиімділігін төмендетуге әкеледі.

Белгілі болғандай, мұнай өндіру процестерінде АШПЗ-мен күрес екі бағыт бойынша жүргізіледі: шөгінділердің алдын алу (немесе болдырмау); қалыптасқан шөгінділерді жою.

Парафинді мұнай өндіретін ұңғымаларды пайдаланудың көп жылдық тәжірибесі құбырлар мен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарында, көтергіш құбырларда, шығару желілері мен кәсіпшілік ыдыстарда АШПЗ-ның алдын алу және жою жұмыстарын жүргізбей мұнай өндіру мен жинауды оңтайландыру мәселелерін тиімді шешуге болмайтынын көрсетті. Бұл жағдайда тереңдік-сорғы жабдықтарында, сорғы-компрессорлық құбырлар бағанасында (СКК), мұнай жинау жүйесінің кәсіптік құбырларында шөгінділердің алдын алуға бағытталған жаңа техникалық құралдар мен әдістерді әзірлеу өзекті болып отыр. [8]

3.2. АШПЗ түзілуіне әсер ететін факторлар

Көлік, мұнай жинау және дайындау жүйесінде АШПЗ-ның пайда болу қарқындылығына бірқатар факторлар әсер етеді, олардың негізгілері болып:

- түп аймағындағы қысымның төмендеуі және осыған байланысты газ сұйықтығы жүйесінің гидродинамикалық тепе-теңдігінің бұзылуы;
- қарқынды газ бөлу;
- ұңғыма қабатындағы және оқпанындағы температураның азаюы;
- газ сұйықтықты қоспаның және оның жекелеген компоненттерінің қозғалыс жылдамдығының өзгеруі;
- қоспаның әрбір фазасындағы көмірсутектер құрамы;
- фазалар көлемінің арақатынасы (мұнай-су).

Қабаттың түп маңы аймағында аталған факторлар үздіксіз перифериядан орталық облысқа дейін ұңғыманың өзінде түптен сағаға дейін өзгереді, сондықтан шөгінділердің саны мен сипаты тұрақты болып табылмайды.

АШПЗ бөлінген орны әр түрлі тереңдікте болуы мүмкін және ұңғыманың жұмыс режиміне байланысты болып келеді. Шөгінділердің пайда болуына ықпал ететін жағдайлар арасында қысым мен температураның төмендеуін, сондай-ақ мұнайдың газдануын атауға болады. Мұнайдың парафиндерге қатысты еритін қабілеті температураның төмендеуімен және мұнайдың газсыздандырылуымен төмендейді. Бұл жағдайда температуралық фактор

басым болады. Жылу беру қарқындылығы сұйықтықтың және қоршаған жыныстардың белгілі бір тереңдікте температурасының айырмасына, сондай-ақ көтергіш құбырлар мен пайдалану колоннасының арасындағы сақиналы кеңістіктің жылу өткізгіштігіне байланысты.

Кәсіпшілікте мұнай өндіру практикасы АШПЗ жинақталуының негізгі учаскелері ұңғыма сорғылары, ұңғымалардағы көтергіш бағаналар, ұңғымалардан шығару желілері, кәсіпшілік құрама СКҚ резервуарлары болып табылатындығын көрсетеді.

Ең қарқынды АШПЗ ұңғымалардың көтергіш құбырларының ішкі бетіне қойылады. Сыртқа шығару желілерінде олардың пайда болуы қыс мезгілінде күшейіп, ауа температурасы газ-мұнай ағынының температурасынан едәуір төмен болады.

Мұнай қозғалысы жылдамдығының өсуімен, шөгінділердің қарқындылығы алдымен өсуде, бұл ағынның турбулизациясының ұлғаюымен, демек, құбыр бетінен көпіршіктердің пайда болу жиілігінің ұлғаюымен және парафиннің өлшенген бөлшектерін және асфальт-шайырлы заттарды флотациялаумен түсіндіріледі. Сонымен қатар, қозғалыстағы ағын құбырлардың қабырғаларынан шөгінділердің бір бөлігін үзеді, сағадан 0-50 м аралығында шөгінділердің күрт төмендеуін түсіндіруге болады, сондай-ақ ағынның үлкен жылдамдығы, ол салқындауға төзімді болып табылады, бұл да АШПЗ түзілу процесін баяулатады.

Қабырғаның кедір-бұдырлығы және жүйеде қатты қоспалардың болуы мұнайдан парафиннің қатты фазаға бөлінуіне ықпал етеді.

Парафинизация қарқындылығына көрсетілген негізгі факторлардан басқа ұңғымалардың суланған өнімдерін тасымалдау кезінде құбырлардың сулануы және қабаттық сулардың рН шамасы әсер етуі мүмкін. Бұл факторлардың әсері әртүрлі кен орындары үшін әртүрлі болуы мүмкін.[9]

3.3. АШПЗ қарсы күрес әдістері

АШПЗ-мен күрес екі бағыт бойынша жұмыстар жүргізуді көздейді:

- АШПЗ-ны жою

1. Жылу:

- ыстық мұнайды немесе суды жылу тасымалдаушы ретінде қолдану;
- жедел буды қолдану;
- жердегі және ұңғымалық орындалған Электр пештерін қолдану;

2. Механикалық (қырғыштарды қолдана отырып).

3. Химиялық (еріткіштерді қолдана отырып)

- АШПЗ-ның алдын алу (болдырмау)

1. Физикалық:

- электр, магниттік, электромагниттік өрістерді қолдану;
- механикалық және ультрадыбыстық тербелістерді қолдану.

2. Химиялық (ингибиторларды қолдана отырып).

3. Жабындарды қолдану.

3.4. АШПЗ-ны алдын-алу (болдырмау) әдістері

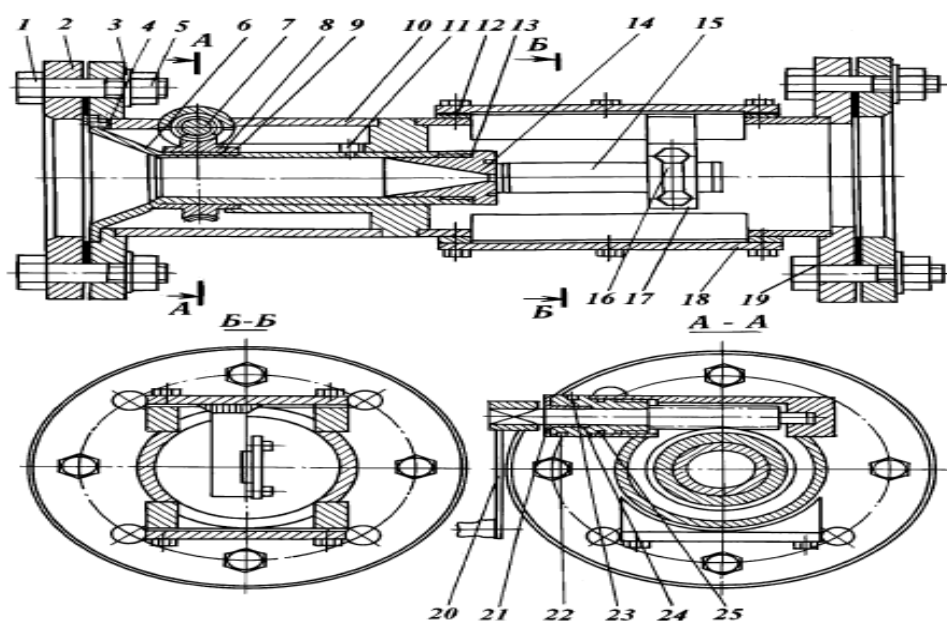
3.4.1. Физикалық әдіс.

Физикалық әдістерге қатысты әдістер электрлік, магниттік, электромагниттік өрістерді, механикалық және ультрадыбыстық тербелістерді қолдануға негізделеді. Ең перспективалы әдістерге ауыспалы электромагниттік өрістердің парафинді мұнайға әсерін жатқызуға болады. Зертханалық және кәсіптік зерттеулер нәтижесінде мұнайды электромагниттік өріспен өңдеу кезінде құбыржолдардың парафиндеу дәрежесі айтарлықтай азаятыны анықталды. Шөгінділердің түзілу қарқындылығына өрістің әсер ету дәрежесі физикалық-химиялық қасиеттеріне, мұнайдың құрамына, өрістің қарқындылығына және өрістің мұнай ағынын өңдеу режиміне байланысты.

Магниттік депарафинизаторлардың кәсіптік сынақтарының нәтижелері бойынша келесі қорытындылар жасалды:

- магнитті депарафинизаторлармен ұңғымалар мен шығару желілерін жабдықтауға болады;
- фонтандық ұңғымалар мен ЭЦН бар ұңғымаларға депарафинизаторларды қырғыш сымға түсіру керек;
- үлкен газ факторы бар ұңғымаларда депарафинизаторды іске қосар алдында лубрикаторға дейін көтеру қажет;
- құрылысы аяқталмаған кен орындары үшін магнитті депарафинизаторлар АШПЗ алдын алудың оңтайлы құралы болып табылады;
- аз таза аралық мерзіммен (бірнеше тәулікке дейін) ұңғымалардағы магниттік депарафинизаторлардың өтелу мерзімі бір айдан аспайды.

Діріл әдістері. Әдістер парафин кристалдарына әсер ететін ультрадыбыстық тербелістердің парафин-түзілу аймағында пайда болуына негізделген, олардың микро ығыстыруын тудырады, бұл құбырлардың қабырғаларында шөгуге кедергі жасайды. 3.1. суретте келтірілген құрылғы, қозғалатын сұйықтық ағысының орталығына орналастырылған пластинаның тербелісі есебінен 1,8 Гц жиіліктегі гидравликалық тербелістер туындады.



Сур.3.1.. Гидродинамикалық діріл ВГ-2:

1-гайка; 2-фланец; 3-шайба; 4-бұранда; 5-болт; 6-воронка; 7-кұрт;
 8-бұрыштық доңғалақ; 9-жез шайба; 10-құбыр; 11-шпонка; 12 —
 төсеу; 13 — шайба унлотнительная; 14 — штуцер-сопло; 15 — пластина
 вибрациялық; 16 — пластиналы шайба; 17 — планка; 18-қақпақ; 19- төсем; 20-тұтқа;
 21-25-тығыздағыштар

Гидравликалық вибраторларды сынау нәтижелері бойынша жарияланған материалдар қарама-қайшы. Діріл СКҚ бұрандалы қосылыстардың беріктігіне әсер етеді деп болжауға негіз бар, сондай-ақ олардың бұзылуына немесе өздігінен басылуына ықпал етеді.

Ұңғымада жұмыс істейтін сорғы жабдығы, әсіресе электр орталықтан тепкіш сорғылардың қондырғылары, сондай-ақ құбырлардың дірілін туындататынын ескере отырып, апатқа әкелетін жүйенің резонанстық тербелістері туындауы мүмкін.

Парафинмен күресу мақсатында вибраторларды қолдану кең таралған жоқ.

Дегенмен, вибраторлардың жекелеген құрылымдары кейбір кен орындарында ұңғымалардың жұмыс манифольдтарында парафиннің шөгуін болдырмау үшін қолданылады (сурет.3.1). Вибратор манифольде құрастырылды және ұңғымадан шығарылатын сұйықтық ағыны пластинаға әсер етті. Соңғысы сұйықтықтың тербелісін беру арқылы 1,8 кГц жиілікпен дірілді бастады.[10]

3.4.2. Тегіс қорғаныс жабындарын қолдану.

Парафин шөгінділеріне қарсы тиімді алдын алу құралы құбырлардың жұмыс беттерін, атап айтқанда шыныны қорғау жабындарын қолдану болып табылады.

Маңғышлақ кен орындарында әйнектелген құбырларды пайдалану тәжірибесі шыны мен болат құбырдың термиялық кеңею

коэффициенттеріндегі айырмашылықтарға байланысты қажетті термотұрақтылық пен жабынның механикалық беріктігі қамтамасыз етілмейтінін көрсетті. Сондықтан қыздыру операциясынан кейін құбырларды салқындату кезінде шыны қабықта қалдық кернеулер пайда болады. Пайдаланудың температуралық жағдайлары өзгерген кезде бұл кернеулер шынының сығылу және созылу беріктігінен асып түседі, нәтижесінде шыны қабығы жарылады және төгіледі.

Органикалық жабындар (бакелито-эпоксидті және эпоксидті-таскөмірлі типті) металмен жақсы ілінісуге ие және тиісінше температуралық төмендеуіне жақсы қарсы тұрады.

Органикалық жабындардың негізгі кемшілігі - олардың деструкциясы, құрылымының өзгеруі және уақыт өте келе барлық техникалық-пайдалану қасиеттерінің нашарлауы. Кемшіліктерге органикалық жабындардың тозуына төмен қарсылықты да жатқызу керек.

Пайдалануда ең сенімді және берік болып парафинге инертті шыны эмаль жабыны саналады. Ол металл беті, жоғары термо және температура тұрақтылығына ие. Қышқылға төзімділігі мен тозуға төзімділіктің қолайлы үйлесімділігіне, нөлдік су жылытқыштарға ие, жоғары жылу физикалық және физикохимиялық қасиеттермен қатар, шыны-эмаль жабыны отандық және шетелдік өнеркәсіпте кеңінен қолданылады.

"Мангышлакнефть" бірлестігінде эмальданған СКҚ өндіріліп, 1965 жылдан бастап пайдаланылды.

Жетібай кен орнында эмальданған құбырларды өнеркәсіптік енгізу нәтижелері және кәсіптік зерттеулер.

Жетібай кен орнында әртүрлі жабыны бар құбырларды қолдану тиімділігін бағалау бойынша зерттеулер жүргізілді. Төрт тәжірибелік ұңғымалар құрастырмалы лифт құбырларымен жабдықталған: СКҚ аспасының тереңдігі бойынша ішкі шыны эмаль және бакелито-эпоксидті жабыны бар және жабыны жоқ үш бақылау құбырынан жинақтар орнатылды. Бақылау құбырлары 100, 400 және 800 м тереңдікте орнатылған. Төрт тәжірибелік ұңғыманың барлық колонналары бакелит-эпоксидті жабыны бар СКҚ жабдықталды. Бақылау құбырларын сынау уақыты-орташа 3 ай.

Кәсіптік эксперименттерді жүргізу алдында тәжірибелік ұңғылардың жер асты жабдықтарын тексеру жүргізілді. Тексеруден кейін ұңғымаға барлық бақылау құбырлары бар СКҚ түсірілді.

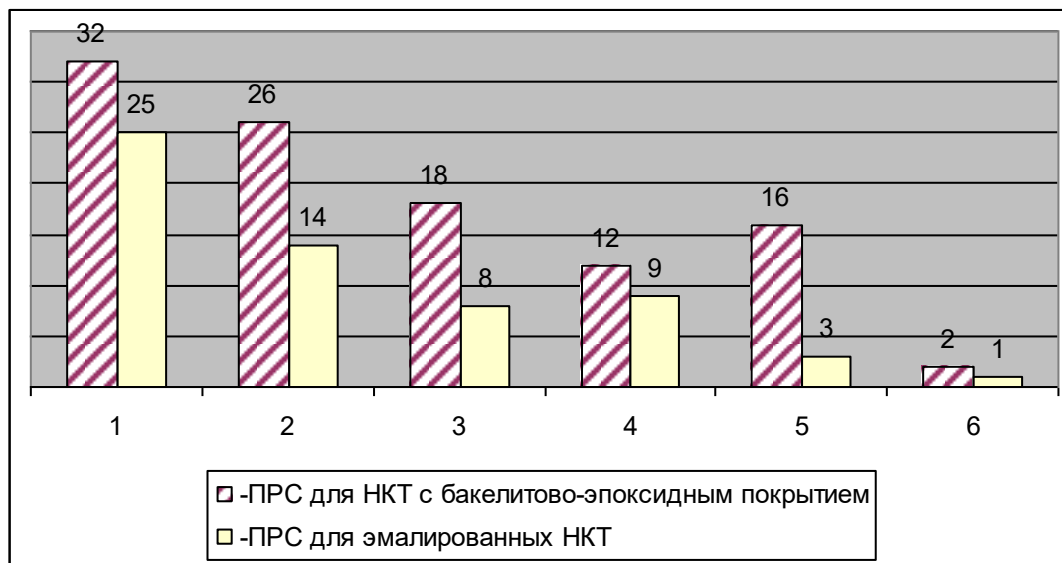
Жетібай кен орнында эмальданған СКҚ өнеркәсіптік енгізу нәтижелері суретте келтірілген.3.2.

Эмальданған СКҚ қолдану тиімділігі ұңғымалардың орташа тәуліктік дебитінің (4,4% - ға) өсуі, профилактикалық іс-шаралар санының (2,4 есе) және жер асты жөндеулерінің (1,8 есе) төмендеуі есебінен алынды. Дебиттің өзгеруінің ұңғымалардың сулануына тәуелділігі анықталды.

Эмальданған құбырларды қолданудың оңтайлы тиімділігі сулылығы 10-нан 30% - ға дейін ұңғымалар үшін белгіленген, сулылығы 30% - дан астам ұңғымаларда тиімді қолданылуы төмен. Дебиттің төмендеуі және

профилактикалық іс-шаралар санының артуы сулылығы 50-60% ұңғыма үшін белгіленді. Әр түрлі мұнай кәсіпшіліктерінде орналасқан ұңғымаларда ішкі шыны эмаль жабыны бар СКҚ зерттеу тиімділігін бағалау және алдын алу іс-шараларының едәуір төмендегенін көрсетті.

Құбырлардың жабындарын өндіру жергілікті шикізатты қайта өңдеу негізінде жолға қойылуы мүмкін.[11]



Сурет 3.2. Кәсіпшіліктер бойынша жерасты жөндеулерінің деңгейі

3.4.3.Химиялық әдіс

Қазіргі уақытта кең қолданылатын асфальт-шайыр-парафинді шөгінділердің түзілуін болдырмау жөніндегі бағыт зерттеулерге негізделеді, оның нәтижесінде мыналар анықталды: белгілі бір қасиеттерге ие химиялық қосылыстардың мұнайға немесе мұнай эмульсиясына мөлшерленуі шөгінділердің түзілуін азайтады, ал кейде толық алдын алады.

Парафин түзілімдер ингибиторлары реагенттерінің әсерінің негізінде сұйық фаза мен қатты бет арасындағы бөлу шекарасында болатын адсорбциялық процестер жатады.

Бұл белгі бойынша ингибиторлар: сулайтын, модификаторлар, депрессаторлар және диспергаторлар болып бөлінеді.

Сулайтын(смачиватели) агенттердің әсер ету механизмі металдың бетінде гидрофильді пленка құбырларының пайда болуына, парафин кристалдарының құбырларға адгезиясына кедергі жасайтын және оларды сұйықтық ағынымен шығаруға жағдай жасайтын болады. Осы топтың агенттерін тиімді қолданудың шарты ингибиторларды пайдалану алдында құбырларда қандай да бір шөгінділердің болмауы болып табылады.

Модификаторлар кристалдарды ірілендіру процесін әлсіретіп, парафин молекулаларымен өзара әрекеттеседі. Бұл кристалдардың қозғалысы барысында салмақты күйде ұстап тұруға ықпал етеді.

Депрессаторлардың әсер ету механизмі олардың молекулаларын парафин кристалдарында адсорбциялаудан тұрады, бұл олардың агрегацияға және жинақтауға қабілеттілігін қиындатады.

Диспергаторлар-мұнайдың жылу өткізгіштігін арттыруды қамтамасыз ететін және парафиннің кристалдану процесін баяулататын химиялық реагенттер. Нәтижесінде парафиннің ағында өлшенген күйде болу уақыты және оның сұйықтық ағынымен көтерілу ықтималдығы артады.

Реагенттерді олардың АШПЗ-ға химиялық әсер ету принципі бойынша біріктіріп, келесі деректерді аламыз (кесте. 3.1).

Кесте 3.1. АШПЗ алдын алу үшін химиялық реагенттерді жіктеу

Ингибиторлар тобы	Кіші топ және негізгі компонент
Сулайтын (Смачиватели)	Полиакриламид (ПАА); парафин тұзудің ингибиторлары – ИП-1, ИП-2, ИП-3; қышқыл органикалық фосфаттар; сілтілі металдардың силикаттары; синтетикалық полимерлі БӨЗ су ерітінділері
Диспергатор	Металл тұздары; жоғары синтетикалық майлы қышқылдардың тұздары; силикатты-сульфаноальды ерітінділер; сульфатталған сілтілі лигнин
Модификатор	Молекулалық массасы 2000-3000 атактикалық пропилен; молекулалық массасы 8000-12000 төмен молекулалық полиизобутилен; сополимерлер: Алифатикалық, этилен және қос байланысы бар күрделі эфир; этиленнің винилацетаты және винилпиролонмен үштік сополимері; 2500-3000 молекулалық массасы бар полимер
Депрессатор	Парафлоу АзНИИ; алкилфенол ИПХ-9; "Дорад-1А"; ВЭО-504 ТюмНИИ; "Азолят-7"

Соңғы жылдары көптеген зерттеу орталықтары мен кәсіптік инженерлер ғалымдарының күш – жігерінің арқасында әр түрлі тиімділік дәрежесімен қолданылатын парафин ингибиторлары-бірқатар химиялық заттар құрылды.

3.5. АШПЗ-ны жою әдістері

3.5.1. Химиялық әдіс

Тағы бір топ химиялық реагенттерді құрайды, олардың мақсаты пайда болған шөгінділерді жою немесе олардың жиналу қарқындылығын бірнеше азайту. Олар жойғыштар және химиялық құрамы бойынша – бұл мұнай-химия өндірісінің қалдықтары немесе аралық туындылары болып табылатын еріткіштер (кесте. 3.2.)

Кесте 3.2. Органикалық және бейорганикалық қосылыстар негізіндегі АШПЗ жойғыштары

Жойғыш классы	Еріткіш, жойғыш
Жеке еріткіштер	Толуол; 2-метил-метил-бисамин; 4,1,1-пропилен-1,3-диоксан; 4,4-метил-5,6-дигидропирин; 2-метилфуран; күкіртті

<p>Табиғи сипаттағы әр түрлі органикалық қосылыстардың еріткіштері</p> <p>Органикалық қосылыстардың бір немесе әртүрлі кластарының қоспасы-мұнай-химия және мұнай өңдеу өнімдері</p>	<p>көміртек; дихлорпропан</p> <p>Газ конденсаты; газ бензині; сұйытылған мұнай газдарының қоспасы; пироконденсат; МОН-47; Д-13; көмірсутек қабаты; аралық өнім; "Волжский 1, 2, 3, 4"</p> <p>Жеңіл мұнай; керосин фракциясы; хлорланған көмірсутектер; пиперилен фракциясы; ацетаттар қоспасы; альфа-олефин фракциясы; уайт-спирит; ағартылған керосин; пенореагент; адсорбент; мұнай сольвент</p>
<p>БӘЗ қосылған органикалық қоспалар</p>	<p>БӘЗ бар газ бензині; пипериленді фракциясы және СЖК бар хош иістендірілген бензин; мұнай және сульфанола немесе ОП-10 баз бар хош иістендірілген конденсат; ОП-10 және И-1-А изобутилен димерлері мен тримерлері; алкилилді қосылыстың оксиэтилді эфирі бар еріткіштер; катализатор бар еріткіштер; СНПХ-7Р-1; натрий сульфаты бар изопарафиндер; октадецилпропилені бар бутилбензол фракциясы-диамин</p>
<p>Химиялық және мұнай-химия өнімдерін мақсатты араластырудың органикалық композициялары</p>	<p>Ацетоны бар керосинді дистиллят; ацетоны бар керосинді фракция; бензинді фракциясы бар перхлор-этиленнің кубтық қалдықтары; керосині бар спирттер мен кетондар; этилбензол фракциясы бар төртхлорлы көміртек; СНПХ-7р-2; МЛ-72; полиэтиленамин ерітіндісі; мөлдір эмульсиялар</p>
<p>Су негізіндегі жойғыштар және көп компонентті қоспалар</p>	<p>Ерітінділері; сілтілі-эмульталы және органикалық еріткіші бар алюминий, магний, кальций хлоридтері; сілтінің сулы ерітіндісі бар лигнин; бензол, этиленгликоль эфирі, спирт, тұз қышқылы немесе басқа да қышқылдары бар көміртегінің дисульфиді; көпатомды және төмен спирттердің эфирі бар алифаттық және хош иісті көмірсутектердің қоспасы; ПАВ-1, ПАВ-2; сілтілі және эмульгаторы бар еріткіш; каустик</p>

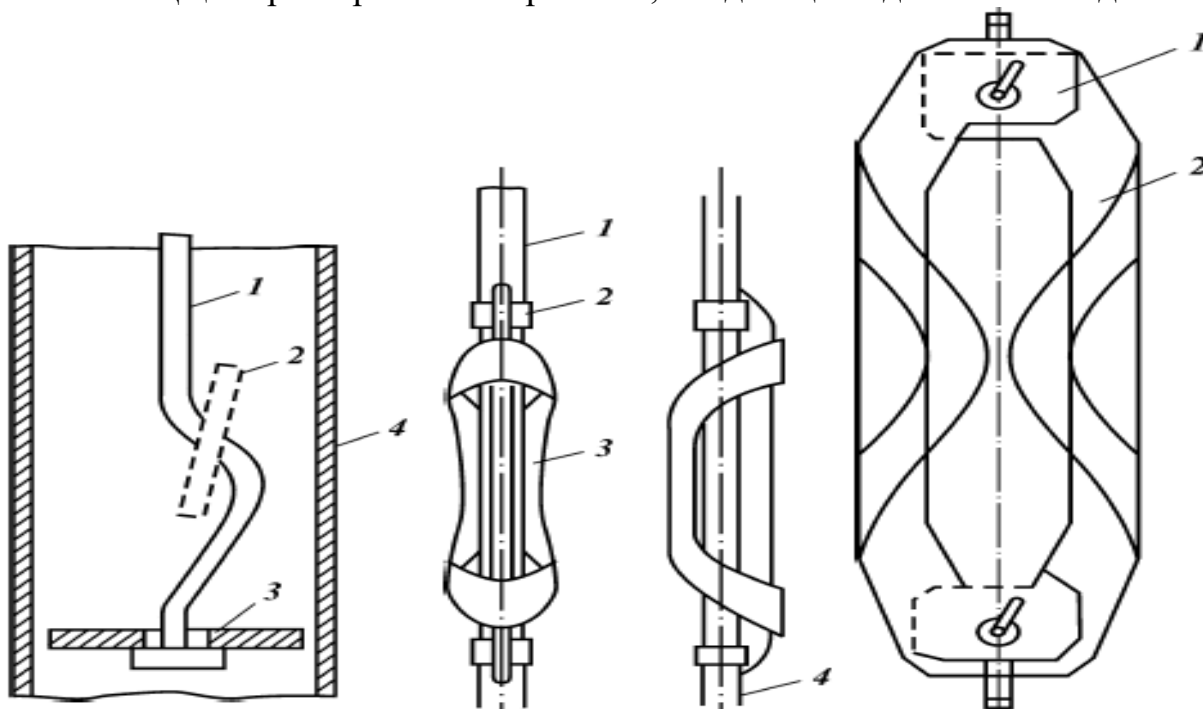
АШПЗ-мен күрестің қосымша әдісі ретінде кенорнында ШТСҚ пайдаланатын ұңғымалардың асқынған қорының 58,7% - ға әртүрлі түрдегі шаю (дистиллятпен, мұнаймен, ыстық мұнаймен біріктіріп дистиллятпен) пайдаланылады.[12]

3.5.2.Механикалық әдіс

Механикалық әдістер сорғы-компрессорлық құбырларда пайда болған АШПЗ-ны жоюды көздейді. Осы мақсатта әр түрлі құрылымдағы қырғыштардың тұтас гаммасы әзірленді.

Алғашқылардың бірі иілген штангадан және онымен қозғалатын пышақ-дискіден тұратын қырғыш құрылғы болды (сурет.3.3). Құрылғы ұңғымаға штангада немесе арқанда түсірілді. Төмен түсірудің басында пышақ штанганың иілген бөлігіне дейін көтеріліп, тігінен тұрған. Бұл оның

ұңғымаға еркін өтуін қамтамасыз етті. Көтеру кезінде диск төмен түсіріліп, АШПЗ СКҚ қабырғаларынан тазартылып, көлденең жағдайға ие болады.



Сур.3.3. СКҚ-ны парафиннен мерзімді тазартуға арналған штангалы қырғыш: 1 – штанга
2 - түсіру жағдайындағы диск;
3-көтеру жағдайындағы диск;

Сур.3.4. Қырғыш:
1-стержень; 2-хомут;
3-пышак;
4-ауырлатқыш

Сур.3.5. Ауыспалы қималы пышағы бар қырғыш:
1-пластина;
2-қырғыш

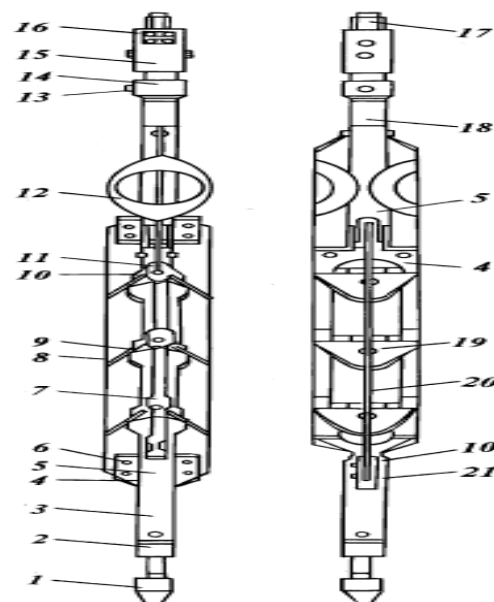
Қырғыш штангаға немесе тарттық арқанға түсірілді. Мұндай тазалау әдісінің маңызды кемшілігі оның мерзімділігі болып табылады. Процесті бақылауға мүмкіндік бермейді және СКҚ көтерумен аяқталатын тазалау кезінде тығындардың пайда болуына әкеледі.

Бүйірлік кескіш бөлігі бар қырғыштар (сурет.3.4.) бастапқыда тұрақты қималы бүйір пышақтарымен жабдықталған және өнертапқыштардың идеясы бойынша қырғыш төмен және жоғары қозғалғанда парафинді кесу керек. Қырғыштар жиі қатып қалады, олар төмен түскен сым үзіледі, бұл көптеген асқынулар тудырады және құбырларды көтерумен аяқталады.

Ауыспалы қима пышақтары бар қырғыштар конструкциясында (сурет.3.5.) пышақтар жылжымалы түрде орындалған: төмен түскен кезде олар көлденең габаритті азайтып, көтерілгенде қозғалатын. Қырғыштарды түсіру қол шығырларымен жүзеге асырылды, бұл ұзақ және көп еңбекті қажет ететін операция болды.

Сур.3.7. Автоматты қырғыш

1-басы; 2 – қайтарылатын серіппе; 3, 18 – тиісінше төменгі және жоғарғы штоктар; 4 – ұстағыштар; 5 – өзектер; 6 – бұранда; 7 – клапанды рама; 8 – бекіткіш планка; 9 – клапандар; 10 – ось; 11 – қанаттар; 12 – пышақтар; 13 – винт; 14 – құлып корпусы; 15 – шарик; 16 – құлып серіппесі; 17 – ұстағыш бастиегі; 19 – серіппелер; 20-планкалар; 21-шарнир



Ғалымдар бір уақытта фонтандық ағын энергиясын пайдалануға негізделген қырғыштар жасау бойынша жұмыстар жалғастырылды. БашНИПИнефть автоматты түрде "ұшатын" қырғышты конструкциясын әзірледі (сур.3.7). Қырғыш пышақпен-

қанаттармен жабдықталған, олар төмен қозғалғанда бүктелген және жоғары қозғалғанда ашылған. Бұл қырғыштың көтеру күші қамтамасыз етілді. Қырғышты түсіруге және көтеруге ауыстыру сағалық арматурада және СКҚ бағанасында орнатылған жоғарғы және төменгі ауыстырып қосқыштармен қамтамасыз етілді. "Ұшатын" қырғыштың қалыпты жұмыс істеуі үшін СКҚ ішкі бетін мұқият дайындау, шығыңқы жерлерді, қылталарды, құбырлардың сопақтығын жою қажет болды, бұл сынуға алып келді.[13]

Алдымен автоматты қырғышты пайдаланбас бұрын келесі параметрлерді анықтап алуымыз керек: ұшқыш скребоктың салмағы, меншікті қысым (удельное), көтеріп- түсіру жылдамдықтары және қырғыштың тәулігіне жұмыс циклдарының саны.

Берілген параметрлер:

ұңғының шығымы $Q = 52 \text{ т/тәу};$

газ факторы $G_0 = 150 \text{ м}^3/\text{т}»,$

мұнайдың салыстырмалы тығыздығы $\gamma_n = 0,83;$

ұңғыма тереңдігі $H = 2000 \text{ м};$

көтері құбырының диаметрі $d = 62 \text{ мм};$

буферлік қысым $P_{\text{буф}} = 150 \text{ атм};$

парафин ұңғы сағасынан 400 м биіктікте шөгіп басталады, сол себепті төменгі амортизатор тереңдігі $L = 450 \text{ м};$

450 м тереңдіктегі қысым $P = 65,2 \text{ атм};$

мұнай мен газ қоспасының ұңғы саға-ғы салыстырмалы тығыздығы $\gamma'_{\text{см}} = 0,3,$

450 м тереңдікте $\gamma''_{\text{см}} = 0,5;$

қырғыш көлемі $W = 350 \text{ см}^3;$

ашық клапан-ы кезінді қырғыштың көлденең қимасы (құлауы) $f_2 = 10,5 \text{ см}^2;$

жабық клапан-ы кезінді қыр-ң көл-ң қимасы (жоғары көтерілу) $f_1 = 1,33 \text{ см}^2,$

шығын коэффициенті $\mu = 0,8.$

Скребок еркін түсуі үшін ұңғыма сағасындағы сұйықтық кедергісіне қарсыласу күшін анықтау үшін келесі формула қолданылады:

$$\tau \geq \gamma'_{\text{см}} \left[\frac{C(F - f_2)v_B^2}{g} + W \right]$$

мұндағы $C = 2\mu = 2 \cdot 0,8 = 1,6$ қарсыласу коэффициенті; $F = 30,2 \text{ см}^2$ диаметрі 62-мм түсіру құбырының көлденең қимасы; $g = 981 \text{ см/сек}^2$ – еркін түсу үдеуі; v_B - қырғыштың төмен түсуі кезіндегі мұнай-газ қоспасының жылдамдығы, см/сек.

Бұл жылдамдықты анықтау буферлік қысым кезінде мұнай-газ қоспасының көлемдік шығының анықтау керек. Мұнаймен өндірілетін газдың мөлшері:

$$G_r = G_0 Q_H = 150 \cdot 52 = 7800 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Газдың мұнайда еруінің орташа көлемдік коэффициенті:

$$\alpha = \frac{G_0 \gamma_H}{P_{\text{нас}}} = \frac{150 \cdot 0,83}{150} = 0,83 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ ат}$$

Мұнаймен бірге шыққан ерітілген газдың көлемі:

$$Q_p = \frac{\alpha Q_H P_{\text{буф}}}{\gamma_H} = \frac{0,83 \cdot 52 \cdot 37,8}{0,83} = 1966 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Атмосфералық жағдайда, мұнайға келіп түскен бос газдың мөлшері:

$$Q_{\text{св}} = Q_r - Q_p = 7800 - 1966 = 5834 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Буферлік қысым кезіндегі бос газдың көлемі:

$$Q_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{св}}}{P_{\text{буф}}} = \frac{5834}{37,8} = 1543 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Буферлік қысым кезінде мұнай-газ қоспасының көлемі:

$$Q_{\text{см}} \frac{Q_H}{\gamma_H} + Q'_{\text{св}} = \frac{52}{0,83} + 154,6 = 217,3 \text{ м}^3/\text{тәу} \quad \text{немесе} \quad \frac{217,3 \cdot 10^6}{86400} = 2515$$

см³/сек.

Қырғыштың төмен түсуі кезіндегі мұнай-газ қоспасының жылдамдығы:

$$v_B = \frac{Q_{\text{см}}}{f_2} = \frac{2515}{10,5} = 240 \text{ см/сек.}$$

Ұңғыма сағасындағы сұйықтық кедергісіне қарсыласу күші:

$$\tau_1 \geq 0,3 \cdot \left[\frac{1,6(30,2 - 10,5) \cdot 240^2}{981} + 350 \right] = 660 \text{ Г}$$

Осындай есептеуді 450 м тереңдікке есептейміз, себебі төменгі амортизатор 450 м тереңдікте орнатылған. Ерітілген газдың мөлшері:

$$Q_p = \frac{\alpha Q_H P}{\gamma_H} = \frac{0,83 \cdot 52 \cdot 65,2}{0,83} = 3390 \text{ м}^3/\text{тәу.}$$

Атмосфералық жағдайдағы бос газдың мөлшері:

$$Q_{\text{св}} = 7800 - 3390 = 4410 \text{ м}^3/\text{тәу.}$$

$P = 65,2$ ат қысым кездегі бос газдың көлемі:

$$Q'_{\text{св}} = \frac{4410}{65,2} = 67,6 \text{ м}^3/\text{тәу}$$

Қоспаның көлемдік шығыны:

$$Q_{\text{см}} = \frac{Q_{\text{н}}}{\gamma_{\text{н}}} + Q'_{\text{св}} = \frac{52}{0,83} + 67,6 = 130,3 \text{ м}^3/\text{тәу} \text{ немесе } 1508 \text{ см}^3/\text{сек} \quad (12)$$

Төменгі амортизатордағы қоспаның қозғалу жылдамдығы, қырғышқа байланысты :

$$v_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{см}}}{f_2} = \frac{1508}{10,5} = 144 \text{ см/сек}$$

Қырғыш төмен түскен кезде төменгі амортизатордағы сұйықтық кедергісіне қарсыласу күші:

$$\tau_2 \geq 0,5 \left[\frac{1,6(30,2 - 10,5) \cdot 144^2}{981} + 350 \right] = 508 \text{ Г.}$$

Ұшатын скребердің еркін құлауы үшін оның салмағы сұйықтықтың кедергісінен артық болуы керек. Бұл жағдайда қырғыш салмағы 600 г-нан астам болуы керек.

Жоғарыда келтірілген есептеулерде құбырлардың қабырғаларында парафиннің пайда болуына кедергі ескерілмейді. Осылайша, ұшатын қырғыштың салмағы есептелген қырғыш үшін мәннен әлдеқайда жоғары болуы керек. Ұшатын қырғыштардың салмағы әдетте 2,5-тен 3,5 кг-ға дейін ауытқиды.

Қырғыштарды көтеру есептері:

Ұңғыма сағасындағы ауданы $f_1 = 1,33 \text{ см}^2$ жабық клапандар арқылы қырғыштың төмен түсуі кезіндегі мұнай-газ қоспасының жылдамдығы

$$v_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{см}}}{f_1} = \frac{2515}{1,33} = 1900 \text{ см/сек.}$$

Қырғышты ұңғы сағасына жоғары көтеру кезде, қырғышқа қолданылатын қысым

$$\tau_3 \geq \gamma'_{\text{см}} \left[\frac{C(F - f_1)v_{\text{в}}^2}{g} + W \right] = 0,3 \left[\frac{1,6(30,2 - 1,33) \cdot 1900^2}{981} + 350 \right] = 51100 \text{ Г}$$

немесе 51,1 кГ.

Төменгі амортизатордағы мұнай-газ қоспасының қырғышқа қатысты қозғалыс жылдамдығы:

$$v_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{см}}}{f_1} = \frac{1508}{1,33} = 1136 \text{ см/сек}$$

Қырғышты төменгі амортизатордан жоғары көтеру кезде, қырғышқа қолданылатын қысым:

$$\tau_4 \geq 0,5 \left[\frac{1,6(30,2 - 1,33) \cdot 1136^2}{981} + 350 \right] = 30565 \text{ Г немесе } 30,6 \text{ кГ}$$

Осылайша, қырғышты жоғары көтеру кезінде сұйықтық ұңғыма сағасында максимальды меншікті (удельное)қысымды тудырады:

$$p_{уд} = \frac{\tau_3}{F - f_1} = \frac{51,1}{30,2 - 1,33} = 1,77 \text{ кГ/см}^2$$

Сонымен қатар, құбырдың қабырғаларында шөккен парафиндерді қыру үшін А.А. Болтышев зерттеуі бойынша қосымша $5,22 \text{ кГ/см}^2$ меншікті қысым қажет етеді.

Сұйықтықтың қырғышқа туғызатын жалпы меншікті қысым, шамамен 7 кГ/см^2 және меншікті қысым буферлік қысымнан аз болуы керек.

Бұл жағдайда бұл шарт орындалады ($7 \text{ кГ/см}^2 < p_{буф} = 37,87 \text{ кГ/см}^2$).

Автоматты скребоктар циклінің саны тәулігіне:

$$n = \frac{86400}{t} = \frac{86400}{L \left(\frac{1}{v_1} + \frac{1}{v_2} \right)}$$

мұнда t - қырғыштың толық жұмыс цикліге кеткен уақыты, *сек*

($t = t_1 + t_2$, мұнда t_1 және t_2 – қырғыштың көтеріліп түсу уақыты); v_1 және v_2 – қырғыштың көтеріліп түсу орташа жылдамдығы, *м/сек*.

Қырғыштың көтеру құбырының колоннасына қатысты төмен түсу жылдамдығы:

$$v_1 = \frac{Q_{см}}{F} - v_{cp}$$

Мұнда $Q_{см} = \frac{2521 + 1511}{2} = 2016 \text{ см}^3 / \text{сек}$ - мұнай-газ қоспасының орташа

көлемдік шығыны; $F = 30,2 \text{ см}^2$ – $2,5''$ көтеру құбырының көлденең қимасының ауданы; v_{cp} - фонтанды ағынға қатысты қырғыштың орташа жылдамдығы, келесі формуламен анықталады :

$$v_{cp} = \sqrt{\frac{\tau g}{c(F - f_2)v_{см}}}$$

Бұл формулада $\tau = P - \tau_0$

мұнда P - ұшқыш қырғыштың массасы ($P = 2500 \text{ Г}$);

$\tau_0 = W v_{см} = 350 \cdot 0,4 = 140 \text{ Г}$ - қырғыш құлаған кезде жоғалтатын массасы;

$v_{см} = \frac{0,3 + 0,5}{2} = 0,4$ - мұнай-газ қоспасының меншікті орташа салмағы;

$$v_{cp} = \sqrt{\frac{(2500 - 140) \cdot 981}{1,6 \cdot (30,2 - 10,5) \cdot 0,4}} = 428 \text{ см/сек}$$

Қырғыштың орташа құлау жылдамдығы:

$$v_1 = \frac{2016}{30,2} - 428 = -361 \text{ см/сек} = -3,6 \text{ м/сек}.$$

Минус белгісі фонтанды ағынның қозғалыс бағытына қарсы қырғыштың төмен түсу қозғалысын анықтайды:

$$v_2 = \frac{Q_{\text{см}} - q_{\text{см}}}{F}$$

мұнда $q_{\text{см}}$ - қырғыш арқылы өтетін қоспаның шығыны, келесі формуламен анықталады:

$$q_{\text{см}} = \mu f_1 \sqrt{2g\Delta h}$$

Мұнда, $\Delta h = 0,17 \text{ кг/см}^2 = 1,7 \text{ м ст. сұйықтық}$, немесе $170 \text{ м ст. сұйықтық}$:

$$q_{\text{см}} = 0.8 \cdot 1.33 \cdot \sqrt{2 \cdot 981 \cdot 170} = 615 \text{ см}^3 / \text{сек}$$

Келесінше,

$$v_2 = \frac{2016 - 615}{30,2} = 46,2 \text{ см / сек.}$$

Бір циклге кеткен уақыт:

$$t = t_1 + t_2 = \frac{L}{v_1} + \frac{L}{v_2} = \frac{450}{3.6} + \frac{450}{0.46} = 1105 \text{ сек} = 18 \text{ мин} 25 \text{ сек}$$

Автоматты скребоктар циклінің саны тәулігіне:

$$n = \frac{86400}{t} = \frac{86400}{1105} = 78$$

3.5.3 Жылу әдістері

Жылулық әдістер- парафинің 50°C жоғары температурада еріп, жылынған беткейден ағын кетуіне негізделеді. Қажетті температураны жасау үшін шөгінді аймағында орналасатын арнайы жылу көзі болу керек немесе ұңғыма сағасында жылу жеткізетін агент жасау керек.

Қазіргі уақытта мыналар қолданылатын технологияны пайдалануда:

- жылу тасығыш ретінде ыстық су мен мұнай;
- өткір бу;
- жер үстілік пен ұңғымалық электр пештері ;
- ұңғымада мұнайдың қыздыратын электродепарафинизаторлар (индукциялық қыздырғыштар);
- әсерлескенде экзотермиялық реакция туындайтын реагенттер.

Бұл әдіс барысында ұңғы жылу тасымалдаушы агентпен (ыстық су мен ыстық мұнаймен) өңделеді. Жылу тасығышты пайдалану технологиясы арнайы қыздырғыштарда сұйықты қыздыруды және оны ұңғымаға тік немесе кері шаю әдісімен беруді қарастырады. Кері шайған дұрыс, себебі тік шайғанда жиі кездесетін парафин тығындарының туындауы кері де болмайды.

(Кесте 3.3) Жетібай 0,2-0,5% кен орнының терең сору ұңғымаларын әртүрлі препараттардың су ерітінділерімен және ыстық сумен өңдеу

нәтижелері келтірілген. Бұл ретте ұнғымалардың құбыр үсті кеңістігі арқылы 5 м ерітіндіден немесе 30 м ыстық су сорылды.

Технологиялық процестің тиімділігі туралы мынадай көрсеткіштердің өзгеруі бойынша: станок-тербеліс теңгергішінің басына жүктеме (азайту), сорғыны толтыру коэффициенті (ұлғайту), станок-тербеліс электрқозғалтқышындағы ток күші (азайту), дебит (ұлғайту).

Теңгергіштің басына түсетін жүктеме және ток күші, сондай-ақ толтыру коэффициенті және дебит өзара байланысты: олардың біреуінің ұлғаюы сияқты, екіншісінің ұлғаюына немесе азаюына әкеледі, бұл жүргізілген сынақтармен анық расталады.

Егер жұмыс сұйықтықтарын өңдеу табыстылығының кему тәртібімен орналастырса, онда ең тиімді ыстық су болып табылады (83,3% кейін МЛ-80 (80 %), А-1 (71,4 %) және МЛ-72 (66,7 %). Алайда, ыстық суға әсер ету ұзақтығы 7 тәулік., МЛ-80-20, А-1-10 және МЛ-72-12 тәулік.

Кесте 3.3. Терең сору ұнғымаларын өңдеу нәтижелері келтірілген

Жұмыс ерітіндісі	Зерттелетін ұнғымалар саны.											
	Балансирдің басында жүктеме			Сорғыны толтыру коэффициенті			Ток күші			Дебит		
	-	+	0	-	+	0	-	+	0	-	+	0
Ыстық су (6 ұнғыма)	3	3	-	1	2	3	4	-	2	2	4	-
Су ерітінділері:												
МЛ-72 (6 ұнғыма)	5	1	-	3	1	2	5	1		2	4	
МЛ-80 (10 ұнғыма)	8	1	1	3	5	2	8	1	1	2	8	
А-1 (7 ұнғыма)	6		1		3	4				2	5	

Мұнда, "+ " - көрсеткіштің артуы, " - " - көрсеткіштің азаюы, "0" - өзгерістер жоқ.

Бұл дипломдық жобада "Paratrol" фирмасының қондырғысы ұсынылды, онда қыздыру элементі ретінде парафин шөгінділерімен анықталатын интервалда СКҚ бағанасы пайдаланылады (сурет.4.0).

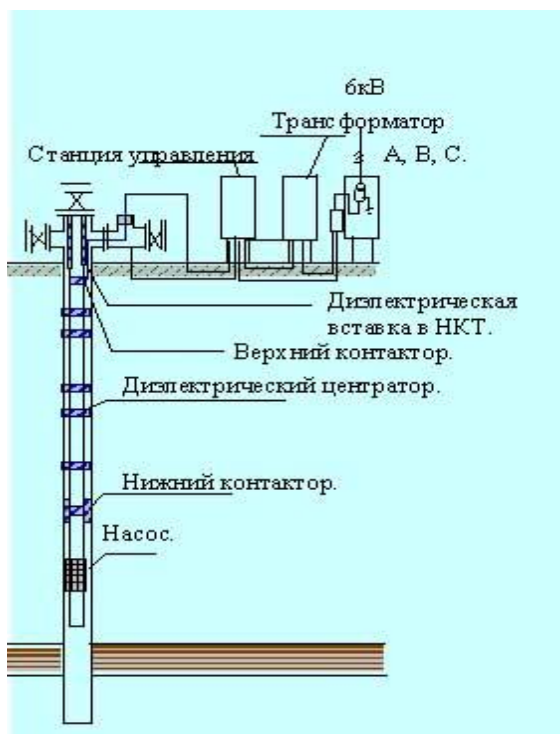
Қондырғының жұмыс істеу принципі СКҚ колоннасын кондуктивтік қыздыруға негізделеді.

Электр тогы күштік трансформатордан (басқару станциясынан) кабель арқылы сағалық жабдықта кабель енгізу арқылы СКҚ-ның жылытылатын және оқшауланған бөлігіне түседі.

Сағалық жабдықты жылытылатын учаскеден оқшаулау СКҚ-ға және штангалық бағанаға (ШТСҚ жағдайында) диэлектрлік кірістермен жүзеге асырылады. СКҚ шегендеу бағанасынан диэлектрлік центраторлардың көмегімен электр оқшауланады.

СКҚ бағанасы бойынша өтіп, электр тогы оны қажетті температураға дейін" джоулев жылу " есебінен қыздырады. Одан әрі, контактор арқылы ток

шегендеу бағанасына ағады және электр тізбегін тұйықтай отырып, күштік кабель арқылы трансформаторға түседі.



"Paratrol" қондырғысында күштік электр жабдығы ретінде бір фазалы трансформатор қолданылады. Қажетті қуаттың бір фазалы трансформаторы болмаған жағдайда мұнай өндіруде кең қолданылатын қуаты 250-400 кВА болатын 3 фазалы трансформаторлар қолданылуы мүмкін.

Сур. 4.0. СКҚ кондуктивтік электр қыздыру әдісімен сорғы ұңғымаларындағы парафин шөгінділерін болдырмау немесе жою үшін қажетті қондырғы.

"Paratrol" орнату бірқатар кемшіліктерге ие:

- СКҚ электр қыздырғышы өнеркәсіптік жиіліктегі токпен жүзеге асырылады. Бұл

реактивті құрауыштың есебінен электр қарама-қайшылығының жоғары шамасына әкеледі, соның салдарынан қыздыратын учаскеде $>500\text{м}$ кезінде $\geq 200\text{В}$ кернеуді беру қажеттілігіне әкеледі. Осыдан, тоқ ағынының жоғары ықтималдығы және шегендеу бағанасына "қысқарту"

- Жабдықтың жоғары құны.

Қондырғыны пысықтау ТМД-дағы бірқатар ұйымдар жүргізіледі. "Патенттер қоректендіру жүйесін қамтамасыз ететін, төмен жиілігін, қорғауды, кернеу бойынша қолдауға берілген температура қыздыруды ұсынады. Кейбір өңдеуден кейін және бірнеше кен орнында пайдалану тәжірибесін есепке ала отырып, қондырғы мұнай битуминозды жыныстарды әзірлеу кезінде өнімді пайдаланылуы мүмкін.

Шығындарды төмендету және сорғы жабдықтарын ыстық шаю тиімділігін арттыру үшін СКҚ бағанасын 500 метр тереңдікте жинақтауға кері клапан қосылады.

Қазіргі жағдайда жылжымалы бу генераторлық қондырғылар сирек және технологиялық себептер бойынша басқа әдістерді пайдалану мүмкін болмаған жағдайларда ғана қолданылады.

Ғалымдар жылу тасымалдағышты миканитті немесе керамикалық ағынды сақиналы жылытқыштардың (АСЖ) көмегімен парафин шөгінділер аралығында қыздыру ұсынылады. Сақиналы жылытқыштар құбырларды қыздыру үшін өте қолайлы. Бұл сақиналы жылытқыштар автомобиль көлігінде парафин шөгінділерін болдырмау мақсатында дизель отынын қыздыру үшін пайдаланылады.

Ұсынылатын жылытқыштарды монтаждау сорғы-компрессорлық құбырдың (СКҚ) сыртқы қабырғасында жүзеге асырылады. Мұнымен СКҚ ішінде өтетін сұйықтықты ағынды қыздыру әсеріне қол жеткізіледі. СКҚ-дағы сақиналы жылытқыштардың саны жеке алынған сақинаның қыздыру қуатына байланысты. Мұнайды сорап өндіру кезінде сақиналы жылытқыштарға электр энергиясын беру электр қозғалтқышынан электр қуатын іріктеу жолымен жүзеге асырылуы мүмкін.

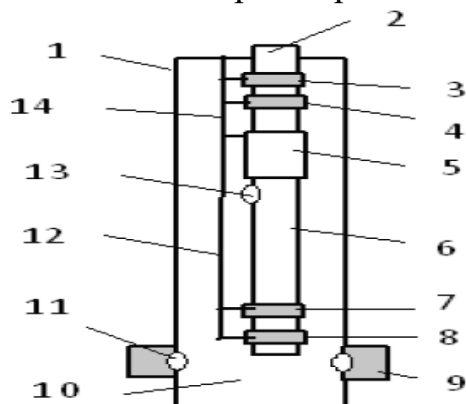
Қазіргі уақытта өнеркәсіпте сақинаның ішкі диаметрі 15 – тен 100 мм-ге дейін және қуаты 120 Вт-тан 940 Вт-қа дейін, меншікті қуаты 5 Вт/смІ, коректендіруші кернеуі 230 В болатын сақиналы жылытқыштар шығарылады.

Индукциялық қыздырумен салыстырғанда конструктивтік орындаудағы ұсынылатын әдіс қарапайым, себебі жоғары жиіліктегі ток генераторын талап етпейді. Берілген тәсілде қыздырылатын кабельге қарағанда, қыздырылуы тек берілген интервалда жүзеге асырылады.

Сурет 4.1. Сақиналы жылытқыш



Сурет 4.2. Ағынды сақиналы жылытқыштарды орналастыру схемасы



Сур.4.2. 1-ұңғыма, 2-СКҚ; 3-АСЖ-4 қыздыру элементінің жұмыс температурасы 250С; 4-АСЖ - 3 қыздырғыш элементінің жұмыс температурасы $T_3 = T_2 + 250C$, 5-ЭЦН; Бірінші және екінші АСЖ ілуге арналған 6-СКҚ; 7-АСЖ-2 қыздыру элементінің жұмыс температурасымен $T_2 = T_1 + 250C$; 8-АСЖ - 1 қыздыру элементінің жұмыс температурасы $T_1 = T + 250C$, мұнда Т – забой температурасы; 9-қабат; 10-ұңғыма түбі; 11-шегендеу бағанасындағы перфорациялық тесіктер; 12-бір фазалы кабель, 13-ЭЦН бағытында СКҚ ішкі қуысынан парафинмен қыздырылған газ сұйықтығы қоспасының шығуына арналған СКҚ тесіктері; 14-үш фазалы кабель.

Ұсынылған АСЖ орналасу сұлбасы электр энергиясын тұтынудың бекітілген қуаты кезінде сұйықтық температурасын бірқалыпты арттыруға мүмкіндік береді.

Жылыту тәсілі үнемді, өйткені жылу тасымалдағышты ұңғыманың берілген аралығына жеткізу қажеттілігі болмайды, яғни қыздыруды кез келген аралықта жүргізуге болады.

АСЖ СКҚ секциясының сыртқы бетінде құрастырылады, яғни геофизикалық аспаптарды түсіруге кедергі жасамайды, СКҚ өтпелі қимасы өзгеріссіз қалады.

АСЖ жұмысын кез келген алгоритм бойынша бағдарламалауға болады.

Қазіргі жағдайда жылжымалы бу генераторлық қондырғылар сирек және технологиялық себептер бойынша басқа әдістерді пайдалану мүмкін болмаған жағдайларда ғана қолданылады.[14]

Бу-жылумен өңдеу кезінде ұңғыманың оқпаны бойынша жылудың шығынын есептеу

Бастапқы мәліметтер:

НКТ диаметрі $d = 0,085$ м;

жылу берудің жиынтық коэффициенті $K = 682,4$ қДж/м²Кс;

тау жыныстарының жылу өткізгіштігінің орташа коэффициенті $\lambda = 1,14$ қДж/мКч;

жылыту уақыты $t = 4$ сағат. $(t) = 4,42$;

ұңғыманың сағасындағы жұмыс агентінің (будың) температурасы ТҚК = 587 К;

ауаның орташа жылдық температурасы $T = 305$ К;

Жұмыс агентін айдау интервалының тереңдігі $H = 1900$ м;

геотермиялық градиент = $0,0145$ К / м;

Ұңғыманың оқпаны бойынша жылудың шығынын анықтаймыз

$$Q = 2\pi r K \lambda / [\lambda + r K t(\tau)] / [(T_o - \vartheta_0) H - \sigma H^2 / 2]$$

$$Q = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,031 \cdot 682,4 \cdot 1,14 / (1,14 + 0,031 \cdot 682,4 \cdot 4,42) / [(587 - 305) \cdot 1900 - (0,0145 \cdot 1900^2) / 2] = 816002,2 \text{ қДж/ч.} = 816 \text{ МДж/ч;}$$

Жылыту кезіндегі жылудың жиынтық шығыны:

$$Q_c = Q \cdot t;$$

$$Q_c = 816 \cdot 3 = 2448 \text{ МДж} = 2,4 \text{ ГДж;}$$

Ұңғымаға жүргізілген жылудың жалпы саны:

$$Q' = i \cdot G$$

Мұнда $i = 587$ К температурада және $1,2$ Мпа қысымда будың энтальпиясы, $i = 2820$ қДж / кг; G - айдалатын будың массалық шығыны, $G = 4200$ кг;

$$Q' = 2820 \cdot 4200 = 11844000 \text{ қДж} = 11,844 \text{ ГДж;}$$

Түп маңына дейін жеткен жылу мөлшерін анықтаймыз;

$$Q'' = Q' - Q_c;$$

$$Q'' = 11,844 - 2,4 = 9,444 \text{ ГДж;}$$

Жылу шығыны:

$$\eta = Q_c \cdot 100\% / Q'$$

$$\eta = 2,4 \cdot 100\% / 11,844 = 20,26 \%$$

Қазіргі уақытта көптеген кенорнында жоғары энергия сыйымдылығына байланысты АШПШ-мен күрестің жылу әдістерінен бас тартып келеді.

4.ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ

4.1. Жетібай кен орны бойынша АШПЗ-мен күрес әдістерін техникалық-экономикалық бағалау

Жетібай кен орнында АШПЗ-мен күрестің түрлі әдістерінің үйлесімі қолданылады. Әдістердің комбинациясын қолдану экономикалық есептеулерді қиындатады және шығындардың ұлғаюына әкеледі. Мәселен, қырғыштармен, жылу айдау әдістерімен,діріл әдістерімен және одан да көп есе қымбаттауына алып келді.

Кесте 4.1. 2002 жылғы бағаларда Жетібай кен орнында асфальт-шайыр-парафин шөгінділерімен күреске нақты шығындарды бағалау

	Жылына бір ұңғымаға арналған шығындар					
	Орындаушы	Жұмысты орындауға арналған шығындар, тг	Жұмыс саны	Барлығы тг	Қосымша жұмысқа арналған шығындар	Барлығы, тг
1.Механикалық әдістер						
1.1.Қырғыштар, центраторлар						
-центраторлар	Жетібай	52004	0,2	10401	9406	19807
- центратор+магн.депарафинизатор	Жетібай	61044	0,2	12209		12209
Центраторлар қырғыш ц	Жетібай	10540	0,2	4108		4108
магн. депарафинизатор	Жетібай	44704	0,2	8941	4003	12944
2. Химиялық әдістер						
2. 1 еріткіштерді қолдану	Жетібай					
-дистиллят		7254	2	14508		14508
-дистиллят + мұнай		6672	2	13344		13344
3. Жылу әдістері						
3.1АДП қолдану	Жетібай					
- мұнай		7057	2	14114		14114
4.Физикалық әдістер						
4.1.Магниттік_депарафинизаторларды қолдану	Жетібай	9040	0,092	832		832

2018 жылы жер асты жабдықтарындағы АШПЗ себебінен жөндеу саны өткен жылмен салыстырғанда 6,9% - ға азайды. Бұл көрсеткіштің төмендеу үрдісі 2015 жылдан бері байқалады.

4.2 Пайдалану шығындары

Өзірлеу нұсқаларын бағалау кезінде пайдалану шығындары шығындардың түрлері – шығындар баптары немесе шығындар элементтері бойынша айқындалуы мүмкін. Пайдалану шығындары нормативтер мен технологиялық көрсеткіштердің тәуелділігіне қарай есептелген (4.2.-кесте).

Кесте 4.2. АШПЗ үшін пайдалану шығындарының нормативтері

Мұнай алу бойынша энергияға арналған шығындар	кВт * сағ / т	49,55
Мұнай мен газды жинау және тасымалдау жөніндегі шығындар	Мың.тг./ т.	38,11
Мұнайды технологиялық дайындау жөніндегі шығындар	Мың.тг./ т.	264,55
Ұңғымаларға қызмет көрсету	Мың.тг./ ұңғ.	1135160
Жабдықтарды ұстауға және пайдалануға арналған шығындар	Мың.тг./ т.	1333,48
Цехтық шығындар	Мың.тг./ т.	402190
Жалпы өндірістік шығындар	Мың.тг./ ұңғ.	2015160
Басқа да өндірістік шығындар	Мың.тг./ ұңғ.	55870

Пайдалану шығындарын есептеу:

Мұнай ұңғымаларына қызмет көрсету:

$$Збар = 1135160 \cdot 1 = 1135160 \text{ тг } 1 \text{ жыл.}$$

Мұнай алу бойынша энергияға арналған шығыстар

$$Зэнг = 10,6 \text{ күн} \cdot 49,55 \cdot 365 \cdot 1 = 13,8 = 2645583,51 \text{ тг.}$$

Есепті кезеңнің әрбір жылына мұнай жинауға және тасымалдауға арналған шығындар:

$$Ққж. = 3869 \text{ т/жыл} \cdot 38,11 \cdot 1 = 147447,59 \text{ тг.}$$

1 жылға мұнайды технологиялық дайындау бойынша шығындар:

$$Здайн = 3869 \text{ т/жыл} \cdot 264,55 \cdot 1 = 1023543,95 \text{ тг.}$$

Есепті кезеңнің әрбір жылына арналған жабдықтарды ұстауға және пайдалануға арналған шығындар:

$$Т/жыл \cdot 1333,48 \cdot 1 = 5159234,12 \text{ тг.}$$

Жалпы ағымдағы шығындар:

$$Зағым. = 11211815,74 \text{ тг}$$

Экономикалық есептеулерде қолма-қол ақша ағындары бір тонна үшін 471 доллар (89 \$/баррель) мөлшеріндегі мұнайдың бір тоннасын сату құны жағдайында модельдеді, мұндай құн "ҚазМұнайГаз" 2018 жылғы есебіне бағдарланған болатын. Мұнай тасымалдау құны-2016 жылғы "Жетібаймұнайгаз" қалыптасқан орташа мәні ретінде тоннасына 55,1 доллар.

5. ЕҢБЕКТІ ҚОРҒАУ ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

5.1. "Жетібаймұнайгаз" жанындағы кен орнындағы қауіпті және зиянды өндірістік факторларды талдау

Мұнай-газ өндіруші кәсіпорындардағы өндірістік қауіптер мен кәсіби зияндарға мыналар жатады: қолайсыз метеорологиялық жағдай (жел, шаң, тұман) зиянды заттар, шу, діріл, жарылыс қаупі бар заттар және т.б.

Ауданның климаты жартылай шөлейт, шұғыл континенттік. Қыс қатты желмен, жиі боран, қыста ауа температурасы -30°C дейін төмендейді.

Өнеркәсіптік кәсіпорындарды жобалаудың санитарлық нормаларымен өндірістік үй - жайлардағы температура, ылғалдылық, ауа қозғалысының жылдамдығы, $+16^{\circ}\text{C}$ - 22°C нормаларымен реттеледі. Ауаның ылғалдылығы 30-60 % құрайды, оның қозғалыс жылдамдығы 0,2-0,7 м / с.

Мұнайдың негізгі элементтері көміртегі және сутегі болып табылады. Мұнайдың қауіптілігі мен зияндылығы ауыр және жеңіл көмірсутекті фракциялардың санына байланысты. Ілеспе газ құрамында 82,6% метан; 2,04% Этан; 1,96% пропан; 0,4% Бутан; 0,1% көмірқышқылдар, азот және басқа инертті газдар бар. Метан, этан, пропан, бутан улы емес. Оларды аз мөлшерде тыныс алу адам ағзасына елеулі әсер етпейді. Олардың ауада 10% -ға жуығы болса, адам оттегінің жетіспеушілігін сезінеді, ал көп мөлшерде тұншығу болуы мүмкін.

Өрт қауіпсіздігіне қатысты ППД цехы отқа төзімділіктің III дәрежелі "Б" өндірістік категорияларына жатады.

Өрттің пайда болу себептері ашық от, қатты қыздыру, электр жабдықтарынан ұшқындар, соққылар, үйкеліс, статикалық және атмосфералық электр разрядтары болуы мүмкін.

Өрт алдын алу мақсатында жекелеген объектілер арасында өртке қарсы өлшемдер көзделген. Мысалы: ұңғыманың сағасынан ММ-ге, қазандықтарға, мұнай жинау резервуарларына, сорғы станцияларына дейінгі қашықтық 40 м., компрессорлық станцияларға дейін 60 м., газды жағуға арналған тауарлық резервуарларға дейін 120 м., тұрғын және қоғамдық ғимараттарға дейін 500 м.

Мұнай кәсіпшілігінің электрификациясының жоғары деңгейі және электр жабдықтарын пайдаланудың ауыр жағдайлары (ылғалды, температураның өзгермелі жарылу қаупі бар және агрессивті заттардың болуы) Қызмет көрсетуші персоналдың электр қауіпсіздігін қамтамасыз етуге басты назар аударуды талап етеді. Электр тогының адамға әсер ету ерекшелігі-қауіптіліктің айқын белгілерінің болмауы, күтпеген жағдай, кенеттен зақымдану, өлімге ұшыраудың үлкен ықтималдығы.

Техниканың дамуымен Шу мен дірілдің деңгейі артады. Өндірістік жағдайларда қатты, сұйық және газ тәріздес денелердің тербелісі діріл жабдықтың қозғалатын бөліктерінің біркелкі еместігінен, құбырлардағы Сұйықтықтар мен газдардың пульсациялайтын ағындарынан туындайды.

5.2. Қоршаған ортаның күйі

Қоршаған табиғи ортаның жай-күйі әрбір адамның мүдделерін тікелей немесе жанама қозғайтын неғұрлым өткір әлеуметтік-экономикалық проблемалардың бірі болып табылады.

Табиғатта жоқ, өзінің өмір сүруіне қажетті өнімдерді жасай отырып, адамзат табиғи заттардың айналуына байланысты әртүрлі тұйықталмаған технологиялық процестерді пайдаланады. Бұл процестердің соңғы өнімдері мен қалдықтары көп жағдайда басқа технологиялық цикл үшін шикізат болып табылмайды және қоршаған ортаны ластай отырып жоғалады. Адамзат тірі және жансыз табиғатты эволюциялық қалпына келтіруден әлдеқайда жылдам айналдырады. Мұнай мен газды тұтыну, мысалы, олардың пайда болу жылдамдығымен салыстыруға болмайды.

Қазіргі уақытта адамзат қоршаған орта ресурстарын қарқынды пайдалану кезеңінде — ресурстардың шығысы олардың өсімінен асып түседі, бұл ресурстардың таусылуына әкеп соқтырады.

Қоршаған табиғи ортаға теріс әсер ету деңгейі бойынша мұнай-газ өндіру өндірісі Өнеркәсіп салалары арасында бірінші орындардың бірін алады және бұл әсер оның ерекшеліктеріне байланысты. Ол қоршаған ортаның барлық салаларын — атмосфераны, гидрофераны ластайды, сонымен бірге жер үсті сулары ғана емес, жер асты сулары да.

Мұнай — газ өндіру өндірісінің бірінші сипатты ерекшелігі оның өнімдерінің, яғни өндірілетін флюидтің-мұнайдың, газдың, жоғары минералданған және термалды сулардың және т. б. қауіптілігі жоғары болып табылады. Газ ауамен араласқан кезде белгілі бір пропорцияда жарылыс қаупі бар қоспалар түзеді.

Мұнай — газ өндіру өндірісінің екінші ерекшелігі — оның жер қыртысының табиғи объектілерінің үлкен терең терең өзгеруін-10-12 мың метрге дейін туындатуы болып табылады. Мәселен, жоғары кеуекті құмды коллекторлардан үлкен масштабтағы мұнайды қарқынды іріктеу қабаттық қысымның, яғни қабаттық флюидтің — мұнайдың, газдың, судың қысымының айтарлықтай төмендеуіне алып келеді. Жоғарыда жатқан жыныстардың салмағынан түсетін жүктеме алғашында қыртыстардың жыныстық қаңқасындағы кернеулер есебінен де, қыртыстық флюидтің ЖҰЖ қабырғаларына қысымы есебінен де қолдау тапты. Қабаттық қысымның төмендеуі кезінде жүктемені қайта бөлу жүргізіледі-кеуек қабырғаларына қысым төмендейді және сәйкесінше қабаттың жыныс қаңқасында кернеу артады. Бұл үдерістер Мұнайюганскіде болған жер сілкінісіне әкелуі мүмкін кең ауқымға жетеді. Бұл жерде мұнай-газ өндіру тек жеке терең жатқан қабатқа ғана емес, сонымен қатар тереңдігі жағынан бірнеше түрлі қабаттарға бір мезгілде әсер етуі мүмкін екенін атап өткен жөн. Басқаша айтқанда, литосфераның тепе-теңдігі бұзылады, яғни геологиялық орта бұзылады.

ҚОРЫТЫНДЫ

Қорытындылай келе, дипломдық жұмысымның негізі ұнғымалардың жұмысқа қабілеттілігін арттыру шараларының бірі-асфальт-шайырлы-парафин шөгінділерімен күрес болып табылады.

Дипломдық жобада Жетібай кенорнында қолданылатын АШПЗ-мен күресу тәсілдері мен әдістері, қолданылатын техника мен жабдықтар қарастырылған. Қарастырылған әдістердің әр қайсысында өзінің оң және теріс жақтары бар екенін айқындадық.

Дипломдық жобаның басты мақсаты-ең үнемді техника мен жабдықтарды ұсыну. АШПЗ-мен күрестің барлық қолданылатын әдістерін жүзеге асыруға арналған шығыны талданды.

Жетібай кен орнында АШПЗ-мен күресте басым бағыт үлкен материалдық және еңбек шығындарын талап етпейтін неғұрлым үнемді әдістерді қолдану болуы тиіс.

Парафинді мұнай өндіретін ұнғымаларды пайдаланудың көп жылдық тәжірибесі құбыржолдары мен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарында, көтергіш құбырларда, шығару желілері мен кәсіпшілік қыдыстарда АШПЗ-дың алдын алу және жою жұмыстарын жүргізбей мұнай өндіру мен жинауды оңтайландыру мәселелерін тиімді шешуге болмайды.

Ұсынғалы отырған дипломдық жобам Жетібай кен орнындағы өзекті мәселемен күресу жолдарының алдын алатындығына және экономикалық тұрғыдан тиімді болатындығына сенімім мол.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Туякбаев С.Т. Геология и разработка нефтяных месторождений на Мангышлаке.
2. Отчет за 2018 год НГДУ «Жетібаймунайгаз».
3. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1965. - С. 420-423
4. Джантуреева Э. Нефть и газ Казахстана. Запасы, добыча, инвестиции. Международный деловой журнал Kazakhstan №4, 2010.
5. Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С., Воцалевский Э.С. и др. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака. – Алма-Ата: Наука, 1967.
6. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин – М. Недра, 1978г.
7. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых и газоконденсатных месторождений – М. Недра, 1988г.
8. Джиенбаев К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважины продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000г.
9. Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Зуева Н.И., Кравцова М.В., Лапердин А.Н., Лебедев А.С., Юдаков А.Н. Научно-методическое обоснование разработки малых залежей нефти и газа. - СаСКК-Петербург: Недра, 2012. 300 с.
10. Сейткасымов Б.С. Повышение эффективности методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на месторождениях Южно-Тургайского прогиба Республики Казахстан, Москва, 2006.
11. Елеманов Б.Д. Проблемы разработки месторождений Казахстана, -М.: НИПИнефтегаз, Москва, 2002.
12. Иванов А.Г., Арзамасов В.Л., Михайлов В.В., Чаронов В.Я. Устройство для электронагрева нефтескважины и отчистки ее от парафина. // Патент РФ №2117135. Опубл. 10.08.98. Бюл. №22
13. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием. // Нефтяное х-во, 9. 1997, стр.62-69.
14. Шкляр Ю. В., Островская Э. Н.: Проектирование химических аппаратов с механическими перемешивающими устройствами: Учебно – справочное пособие по курсовому проектированию; Казан. Гос. Технол. Ун-т. Казань, 1998.
15. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения / Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
16. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С.. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 110-111.

Пайдаланылған қысқартылған сөздер тізімі

Ю-ЮРА

АШПЗ- Асфальт-шайырлы-парафинді заттар

СКҚ- Сорапты компрессорлы құбыр

ШТСҚ –Штангалы терең сорап қондырғысы

БӨЗ - Беттік әрекетті заттар

ЭОТСҚ - Электр орталықтан тепкіш сорғы қондырғылары

АСЖ - Ағынды сақиналы жылытқыштар