

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ФЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

К. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

Тақырыбы: “ Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алуудың жана тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалау ”

Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

5B070800-Мұнай-газ ісі

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ГЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазак ұлттық техникалық зерттеу университеті

Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

ҚОРГАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра менгерушісі


М. К. Сыздыков

«17 » 05 2019ж.

**Дипломдық жобаға
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА**

Такырыбы: “ Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алуудың жаңа тәсілдерінің колдану тиімділігін бағалау ”

5B070800-Мұнай-газ ісі

Орындаған:
Болат М.С
Егдырбаев Б.М
Бердібай М.Ә
Баймұратова А.Б

Ғылыми жетекші:
Msc., Лектор
А. И. Нұсіпқожаев


«15 » 05 2019ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

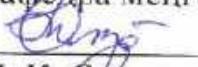
Қ. Тұрысов атындағы геология және мұнай-газ ісі институты

Мұнай инженериясының кафедрасы

5B070800-Мұнай-газ ісі

БЕКІТЕМІН

Кафедра менгерушісі


М. К. Сыздыков

« 15 » 01 2019ж.

**Дипломдық жоба орындауга
ТАПСЫРМА**

Білім алушылар: Болат Мырзақасым Сұлтанұлы, Егдыраев Бакытжан Мұратұлы, Бердібай Мухтар Әділұлы, Баймұратова Айбаршын Болатқызы

Такырыбы: “Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алудың жана тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалау”

Университет ректорының “17” қазан 2018 ж. № 1167-б бүйрекімен бекітілген
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « 6 » мамыр 2019 ж.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

- a) Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік
- ә) АШПШ-мен куресу жолдары
- б) Негізгі болім. АШПШ-мен куресудегі алдын -алудың тиімділігін бағалау
- в) Техника-экономикалық болім
- г) Ингибиторларды үңғыга енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі
Сызбалық материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс):
Мұнайдың парафинмен қаныгу тәмпературасының оның құрамына тәуелділік, үңғыманың биіктігі бойынша ағынның тәмпературасын болуі сұлбалары, үңғыманың биіктігі бойынша ағынның тәмпературасын болуі сұлбалары, техникалық-экономикалық көрсеткіштер.

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 45 атапдан

Дипломдық жобаны (жұмысты) дайындау

КЕСТЕСІ

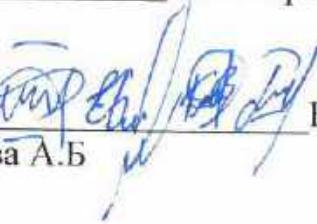
Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік	27.03.19 – 29.03.19	X OK
АШПШ-мен күресу жолдары	12.04.19 – 17.04.19	X OK
Негізгі бөлім. АШПШ-мен күресудегі алдын - алудын тиімділігін бағалау	27.04.19 – 30.04.19	X OK
Техника-экономикалық бөлім	01.05.19 – 02.05.19	X OK
Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі	02.05.19 – 03.05.19	X OK

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

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Кол койылған күні	Колы
Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік	Нұсіпқожаев А.І (Msc., Лектор)	15.05.2019	
АШПШ-мен күресу жолдары	Нұсіпқожаев А.І (Msc., Лектор)	15.05.2019	
Негізгі бөлім. АШПШ-мен күресудегі алдын - алудын тиімділігін бағалау	Нұсіпқожаев А.І (Msc., Лектор)	15.05.2019	

Техника-экономикалық болім	Нұсіпқожаев А.І (Msc.,Лектор)	15.05.2019	
Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі	Нұсіпқожаев А.І (Msc.,Лектор)	15.05.2019	
Норма бақылау	Нұсіпқожаев А.І (Msc.,Лектор)	15.05.2019	

Ғылыми жетекші  А. И. Нұсіпқожаев

Тапсырманы орындауга алған білім алушы  Болат М.С ,
Егдырбаев Б.М , Бердібай М.Ә , Баймұратова А.Б

Күні " 17 " 05 2019 ж.

Дипломдық жоба бойынша
ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ
ПІКІРІ

Болат Мырзакасым Сұлтанұлы
Баймұратова Айбаршын Болатқызы
Егдырбаев Бақытжан Мұратұлы
Бердібай Мұхтар Әділұлы

5B070800 – Мұнай-газ ісі

Тақырыбы: «Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алуын жана тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалау»

Аталған дипломдық жоба асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің алдын алуын жана тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалауды қарастырады . Бұл жоба келесідей бөлімдерден тұрады: асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік, АШПШ-мен күресу жолдары , негізгі бөлім, техника-экономикалық бөлім , ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі.

Жобаны дайындау кезінде ақпараттық шолу жүйелі түрде жасалынған. Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік белімінде , жалпы шөгінділер туралы, қалай пайда болатыны, қандай түрлерге жіктелетіндігіне сипаттама берілген. АШПШ-мен күресу белімінде негізгі жою және алдын-алу жолдары баяндалады. Негізгі белімде АШПШ-мен күресудегі алдын-алу түрі бойынша барлық технологиялық тәсілдерге сипаттама берілген. Техника-экономикалық белімде АШПШ-га қарсы тиімді ингибиторлар “СНПХ-7821” және “Колтек ДН 3130” диспергаторларын қолдану тиімділіктері бағаланып, озара салыстыру жұмыстары жүргізіліп , талдау жасалған. Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі белімінде аталған ингибиторларды дозатор құрылғысы арқылы енгізу технологиясы туралы айттылады.

Жобаны дайындау және жасау процесі кезінде атальмыш студенттердің жоғары командалық байланыс көрсетіп, кәсіби жауапкершілікпен ерекшеленгенін атап айткан жөн. Керекті және манызды ғылыми ақпараттарды іздеу және талдау жұмыстары кезінде алған білімдерін орынды пайдаланып, тәжірибе мен теорияны жоғары деңгейде үштастыра білді.

Барлық айттылған мәліметтерге байланысты, дипломдық жоба Мемлекеттік Аттестациялау Комиссиясының алдында қорғауга, ал бұл студенттерге бакалавр лауазымын беруді ұсынамын.

Ғылыми жетекші

MSc, «Мұнай инженериясы» кафедрасының лекторы

 Нусипқожаев А.И.

«8» мамыр 2019 ж.



Университет:	Satbayev University
Название:	Асфальт-шайырлы-парафин шегінділердің алдын азудын жана тәсілдерінің колдану тиімділігін бағалау
Автор:	Болат Мырзакасым Егдыбаев Бакытжан Бердбай Мухтар Баймұратова Айбарышын
Координатор:	Айбол Нусипқожаев
Дата отчета:	2019-05-06 06:38:04
Коэффициент подобия № 1:	6,2%
Коэффициент подобия № 2:	1,1%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	11 916
Число знаков:	95 656
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	15



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 8

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Количество Автородинаковых слов
1	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	29
2	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	28
3	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	28
4	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	25
5	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	25
6	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	24
7	URL_ http://www.neftegas.info/ing/-1-2-2017/	24
8	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	23
9	URL_ https://cak.cjan.su/load/referat/diplomdy_zh_mystar/mk_1_ken_omyny_zha_daiynda_ndirelin_yaryn_zh_mysyn_tyndatalyn_nazirzi_aspektler?25-1-0-734	22
10	URL_ http://earthpapers.net/povyshenie-effektivnosti-metodov-borby-s-asfalte-smolo-parafinovymi-otlozheniyami-na-mestorozhdeniyah-yuzhno-turgayskogo	22

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



АНДАТПА

Бұл дипломдық жоба негізгі бес бөлімнен тұрады:

- Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік;
- АШПШ-мен күресу жолдары;
- Негізгі бөлім. АШПШ-мен күресудегі алдын -алудың тиімділігін бағалау;
- Техника-экономикалық бөлім;
- Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі.

Алғашкы бөлімде асфальт-шайырлы-парафин-шөгінділері(АШПШ) туралы жалпы түсініктеме беріліп кетеді. Яғни , қалай түзіледі , құрамы , шөгінділердің түзілуіне әсер ететін факторларға сипаттама берілген.

АШПШ-мен күресу жолдары бөліменде күресудің қандай жолдары бар екендігіне тоқталып , көрсетіледі. Атап айтқанда , алдын – алу жолдары және түзілген шөгінділерден құтылу жолдарын , қандай құрылғылар қолданылатындығы сипатталынды.

Негізге бөлімде , АШПШ-мен күресудегі алдын-алудың тиімділігі бағаланды , атап айтқанда , алдын-алу жолдарындағы қандай әдіс тәсілдердің бар екендігі талданған.

Техника-экономикалық бөлімде АШПШ-не қарсы тиімді ингибиторлар “СНПХ-7821” және “Колтек ДН 3130” диспергаторларын қолдану тиімділіктері бағаланып , езін-ара салыстырылып , талдау жасалған.

Соңғы бөлімде ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі туралы айтылады. Сонымен қатар , дозаторлардың жұмыс жасау принципі талданды.

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект состоит из пяти основных частей :

- Общее понятие асфалто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО);
- Способы борьбы с АСПО;
- Основная часть. Оценка эффективности предупреждения в борьбе с АСПО ;
- Технико-экономическая часть;
- Принцип работы и технология ввода ингибиторов в скважину.

В первой части, дается общее разъяснение АСПО ,также ее состав и свойства,основные факторы,влияющие на образование АСПО

В следующей части, описываются пути борьбы с АСПО и устройства, применяемые в целях их предупреждения.

В основной части, указаны методы, применяемые в предупреждении АСПО и эффективность их применения.

В технико-экономической части, были оценены эффективность использования ингибиторов “СНПХ-7821” и диспергаторов “КОЛТЕК Дн 3130” для предупреждения АСПО, также был проведен анализ и сравнения.

В заключительной части, был проанализирован принцип работы дозаторов и определены принципы работы и технологии ввода ингибитора в скважину.

ANNATATION

This graduation project consists of five main sections:

- General concepts of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) ;
- Ways to combat ARPD;
- Main part. Evaluation of the effectiveness of prevention in the process of countering ARPD;
- Technical and economic Department;
- The principle of operation and technology of inhibitors in the well.

The first part provides a General explanation of the asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD). That is, how does it form their composition, also have described the factors of influencing the formation of deposits.

The section "ways to combat ARPD" indicates a lot of methods to combat ARPD. In particular , the ways of prevention and ways of disposal of the formed deposits , which devices are used were described.

The basis was assessed the effectiveness of prevention in the process of countering against ARPD, in particular, the analysis of the value of what kind of methods can be manifest and can be effective.

Technical and economic section describes effectiveness of the using of efficient inhibitors against ARPD , dispersants “SNPCh-7821” and “Koltek DN 3130”, also were given analysis and comparision about affecting for changing of oil rate.

The final part about the principles and technology of input inhibitors into the well . In addition, about explanation of the concept for operation of the dispensers.

МАЗМУНЫ

Кіріспе.....	3
Әдеби шолу.....	4
1 Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер (АШПШ) туралы жалпы түсінік....	6
1.1 Температуралық градиенттің рөлі.....	7
2 АШПШ-мен күресу жолдары	23
2.1 АШПШ-нын түзілуінің алдын алу тәсілдері	23
2.1.1 Физикалық әдістер.....	23
2.1.2 Жабынды колдану.....	23
2.1.3 Химиялық әдіс	23
2.2 АШПШ-ны жою әдістері	24
2.2.1 АШПШ-ны жоюдың механикалық әдісі.....	24
2.2.2 Жылулық әдіс.....	25
2.2.3 Химиялық әдіс.....	26
3 Негізгі бөлім АШПШ-мен күресудегі алдын-алудың тиімділігін бағалау..	27
3.1. АШПШ түзілуінің алдын алудың физикалық әдістері.....	27
3.1.1 Магниттік тәсіл.....	27
3.1.2 Электро-магниттік тәсіл.....	30
3.2 Корғаныс жабын материалдарын пайдалану тәсілі	32
3.2.1 Эмальданған СҚҚ қолдану.....	32
3.3 Химиялық әдістер. Реагенттердің жіктелуі.....	35
3.3.1 АШПШ-ны жою және алдын алу құрамдарының тиімділігін бағалау үшін зертханалық әдістемелер	36
3.3.1.1 Суық цилиндр әдісі.....	36
3.3.1.2 НИИнефтепромхим"ААҚ әзірлеген АШПШ-ны жою үшін құрамдардың тиімділігін бағалау әдісі	37
3.3.1.3 Парафин ингибиторлары	37
3.3.1.4 СНПХ-7821 ингибиторын талдау.....	40
3.3.1.5 "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторын талдау.....	41
4 Техника-экономикалық бөлім.....	44
4.1 "СНПХ-7821"АШПШ-ға қарсы ингибиторының тиімділігін бағалау.....	44
4.2 "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының тиімділігін бағалау.....	47
5 Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі.....	51
Корытынды.....	55
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі.....	56
Кыскартулар тізімі.....	60

KIPIСПЕ

Мұнай мен газ өндіру - өнеркәсіптің ең бір манызды салаларының бірі болып табылады. Оның дамуына біздің елімізде үлкен көңіл бөлінеді. Асфальт шайырлы парафинді шөгінділерімен күресудің әр бір әдісі тиімді болып табылады, егер ол заманауи техникалық құралдың көмегімен керекті шөгіндіге жеңіл әрі тиімді әсер ететін болса.

Ұсынылып отырған дипломдық жұмыс Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алудың жаңа тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалауға арналған.

Жұмыстың өзектілігі

Қазіргі таңда мұнай кәсіпшілігінде мұнай кен орындарын игеру кезінде көптеген қындықтар кездеседі. Өндіру, жинау және мұнайды дайындау жүйесі асфальтшайырлыпарафинді шөгінділердің түзілуімен байланысты игерудің жүйесі қынданылады.

Жоғары парафинді мұнай кен орындарында ұнғымаларды пайдалану кезіндегі қыншылықтар асфальт шайырлы парафинді шөгінділер (АШПШ) түзілуімен байланысты. Игерудің күрделі геологиялық-физикалық жағдайлары бар ауыр мұнайлы кен орындарында АШПШ пайда болуының жоғары қарқындылығы ұнғымаларды пайдалану тиімділігінің айтарлықтай төмендеуіне алып келеді, бұл тұтастай алғанда, мұнай өндіру бойынша жоспарлы көрсеткіштердің нәтижелерін қынданатады. Шөгінділердің пайда болуын болдырмау және жою жөніндегі міндеттерді шешу - мұнай өндіру кезінде ағымдағы және күрделі шығындарды азайтуға мүмкіндік береді.

Зерттеу мақсаты

Асфальт-шайырлы-парафин шөгінділердің алдын алуудың жаңа тәсілдерінің қолдану тиімділігін бағалауға арналған

Жұмыс міндеттері

Жоғары парафинді мұнай кен орындарында ұнғымаларды пайдалану тиімділігін арттыру мақсатында АШПШ пайда болуының алдын алу және жою технологиясын негіздеу және әзірлеу.

Зерттеу міндеттері:

1. АШПШ-ның ұнғымалық жабдықта және түп маны аймағында пайда болу себептерін зерттеу;
2. АШПШ пайда болуының алдын алу және жоюдың жаңа заманауи технологиялары мен әдістерін карастыру және талдау ;
3. Жоғары парафинді мұнай кен орыннан игерудің геологиялық-физикалық жағдайларын ескере отырып, ұнғыма оқланында шөгінділер және СКҚ-ның қарқындылығын қамтамасыз ететін ұнғыма жұмысының онтайлы режимін негіздеу және тандау.

Әдеби шолу

Жоғары тұтқыр мұнай адамзатқа бұрыннан белгілі. "Женіл мұнай" дәүірі жақын арада аяқталады және әлемге тек асфальт-парафинді сияқты кен орындарын игеруге тұра келеді, сондықтан мұнай индустриясының алдында жана міндеттер туындауды.

Бұл жұмыстың мақсаты - Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің алдын алуын жаңа тәсілдерін колдану тиімділігін бағалау, сондай-ақ оны Қазақстанның кен орындарында колдану мүмкіндігін бағалау. Ғылыми және анықтамалық әдебиеттерді шолу кезінде жарияланған акпарат көздері колданылды. Осы жұмыстың негізгі әдістері: мақалалармен жұмыс істеу, өзекті ғылыми акпаратты іріктеу және талдау, әр түрлі авторлардың жұмыстарын қорытындылау.

Қазіргі кезде теріс күйдегі эмульсиялар үшін жеткілікті әсерлі беттік-белсенді компоненттер жоқ, "Асфальт-шайыр-парафинді шөгінділерді жоюға арналған жұғыш кұрамын дайындау" атты Нгуен В.Х.(2001) есімді галымның диссертациясында аталған проблемаға сәйкес шешу дәлелдерін келтіріп өтеді. Дәл осы бағытта Нагимов Н.М .(2003)өз енбегінде баяндаған. Бұл жұмыстың мақсаты - статикалық жағдайларда асфальт-шайыр-парафинді шөгінділерді тиімді түрде шығара алатын кері эмульсиялар алуға мүмкіндік беретін беттік активті заттарды (ПАВ) жасау. Сонымен қатар осы тақырыпта мақалалар тізбегінде ғалым Рогачев М.К.(2010) асфальт-шайыр-парафинді шөгінділердің түзілуімен курес жолында жоғары эффективті жою әдістерін көрсетеді, ал мұнай игеру кен орындағы орын алатын қыншылықтар (жоғары тұтқырлы мұнайды игеру кезінде) жайлы қазақ ғалымы Елеманов Б.Д.(2003) диссертациялық жұмыс жазған."Ұлкен температуралың фонтанды лифт тәсілде мұнай өндіруде асфальт-шайырлы және парафинді шөгінділерді алдын алуын тиімділігін арттыру" атты енбегінде Халадов А.Ш.(2002) зерттеу мақалаларын жасаған, осы тақырыпта Сейткасымов Б.С өз енбегімен танымал. Бірақ ол Қазақстан жеріндегі Оңтүстік Торғай алабындағы кен орын мұнайымен байланыстыра отырып зерттеу жүргізген.

Техника ғылымдарының кандидаты Юнусов Р.Ю.(2009) "Мұнайды қайта өңдеу саласында мұнай мен газ конденсатты кен орында парафин түзілуді жою әдістерінің артықшылықтары" диссертациясы. Нәтижесінде парафиндер түзілуін болдырмау үшін екі тежегіш химиялық реагенттер әзірленді. Оның сипаттамаларына сәйкес бұл ингибитор СНПХ сериялы кен тараган парафинді ингибиторларынан кем емес. Олар женіл дайындықпен және төмен бағамен сипатталады. Автор бір құрамға Ресей Федерациясының патентін алды. Екінші өнімі үшін («Reagent KD» кешенді әрекет құрамы) патенті берілді.

Мұнай-кенорын жабдықтарында асфальт-шайырлы және парафинді ерітінділердің тиімділігі мен түзілуін бағалау барысында, жою әдістерін әзірлеуде Герасимова Е.В.(2009) және Байбекова Л.Р.(2009) секілді

ғалымдарда тер текті. Әдеби шолу барысында тағы бір ғылыми жұмысқа тоқталып өтсек, яғни бұл жоғары тұтқырлықтағы мұнай алу үшін термиялық әдістерді колданудың ерекшеліктері Ж.Бурже, П. Сурио., М.Комбарну.(2009) жұмыстарында сипатталған , мұнай саласында өте келешегі бар әдістердің бірі - асфальт-шайырлы және парафинді мұнайды өндіруде - термиялық жылу әсерлері үшін көлденен ұнғымаларды, көлденен және радиалды тармақтарды пайдалану.

1 АШПШ туралы жалпы түсінік

Асфальт шайырлы парафинді шөгінділер (АШПШ) тұтастай алғанда кою-коныр немесе қара катты немесе қалың мазь тәрізді жоғары тұтқырлықты массаны білдіреді.

АШПШ кұрамында парафиндер, шайырлар, асфальтендер, майлар, күкірт, металдар, сондай-ақ органикалық қышқыл тұздарының ерітінділері, кешенді косылыстар немесе диспергирленген минералды заттар түріндегі минералды заттар бар. АШПШ кұрамына аз мөлшерде су кіреді. Бұдан басқа, шөгінділерде сазды бөлшектер, күмтас кварцты дәндері, темір қабыршағы және т. б. түріндегі жапсырылған материалдан жасалған механикалық коспалар бар. АШПШ қайта ерімейді және оны өндіру және тасымалдау жағдайында шикі мұнайдада диспергацияланбайды.

Асфальтендер - стандартты жағдайларда молекулалық массасы 1500-ден 10000-га дейін қара түсті ұнтақ тәрізді заттар. Қабаттық мұнайдада еріген асфальтендер кеп болса, мұнайдың тұтқырлығы соғұрлым көп. Хош иісті көмірсутектерде, хлороформада және күкірт көміртегінде ериді. Асфальтендердің кұрамы, шайырдың, арендердің, олардың циклі, тығыз, тығыз емес, тұтқыр парафин түзілулердің кұрылуынан тұрады.

Мұнайдың компоненттік кұрамы парафин түзілуінің кұрылуында ең басты рөл аткарады. Одан мұнайдың парафинге қатысты еру қабілетіне байланысты. Парафин катарлы мұнай кұрамында катты парафин кеп мөлшерде болады. Егер мұнай кұрамы аз мөлшерде болса да метан катарынан болса, онда ол тығыз парафин түзілуін құрайды. Женіл фракцияның шығуы көп болған сайын 350 °С температурада қайнайтын, парафин көп шығады. Женіл фракциялы мұнайдың кұрамымен парафин шөгінділері жиналады. Ол әсересе парафиннің кристалдану температурасына әсер етеді және оны төмендетеді. Егер мұнайдың кұрамында наften мен ароматикалық катар жоғары болса, берік парафин шөгінділері түзіледі. Парафин шөгінділерінің кұрылу мен жиналу процесіне және оның агрегаттық тұрактылығына шайыр мен асфальтен әсер етеді. Тығыз парафин түзілуінің кұрылуы тек мұнайда асфальтен мен шайыр болса гана мүмкін болады. Мұнайдағы асфальтен әртүрлі мүмкіндіктерге ие. Егер ШАЗ (шайырлы-асфальтен заттары) түзілуде аз болса, қабат тығыз емес және төмен мүмкіндіктері болады. Асфальтендер қалың шөгінділерді өздері түзе алады. Кұрамында шайыр болған жағдайда процесс қарқындылығы жоғарылайды. Шайырлар-450-ден 1500-ге дейінгі молекулалық салмағы бар тығыздығы мен тұтқырлығы жоғары сұйықтықтар немесе пластикалық заттар. Тығыздығы бірлікке жақын. Шекті және хош иісті көмірсутектерде ериді. Церезиндер-35-тен °С 55-ка дейінгі молекуладағы көміртегі атомдарының санымен катты алкандардың коспасы. Пентанда, гександа, гептанда және басқа да көмірсутектерде ериді.[35]

Парафиндер- °С 16-дан °С 35-ке дейінгі молекуладағы атомдар санымен қатты көмірсүтектердің қоспасы (кәдімгі жағдайларда қатты). АШПШ мұнайға (кристалданады) жер бетіне көтеру сатысында, ен бастысы, мұнай температурасы оның парафинмен қанығу температурасынан томендеген кезде бөлінеді. Жоғарғы алкан құрамы С17-Сn аралығында қатты болып, парафин деп аталады. Қатты парафиндер әр мұнайдың құрамында кездеседі. Құрамы 20-28%. Олардың құрамы өндіру технологиясына, жинау, дайындау, өнеркәсіптік транспортка әсер етеді және мұнайды дайындау технологиясындағы шешуші фактор болады. Өнеркәсіптегі зерттеу мен бақылаулар парафиннің құрамы мен оның шөгуі арасында ешқандай тұра байланыс жоқ екенін көрсетті. Мұнайдың құрамында 0,4% парафиннің шөгуі де кездеседі. Парафинның шөгуі өндіретін құрылғыларды, дайындау аппараттарды, құбырларды мынаған әкеліп соктырады:

- Су мұнай эмульсиясының көбеюі, оның бұзылуына жоғары температурадағы технологияларды тандау керек, шығындарды өсіру керек;
- Құбырдың откізу қабілетінің төмендеуі, гидравликалық қарсыласудың өсуі Бұдан басқа, белгілі бір термобарикалдық жағдайда асфальтен қабатта және ұғығы сағасында шөге бастайды.

АШПШ калыптасуының жеткілікті шарты: теріс радиалды температуралық градиент болып табылады (t/r құрылғы < 0).

АШПШ түзілу қарқындылығына әсер ететін факторлар арасында келесілерді атап өтуге болады:

- түп маңы аймагындағы қысымның төмендеуі және осыған байланысты газ сұйықтығы жүйесінің гидродинамикалық тепе-тендігінің бұзылуы;
- қарқынды газ бөлу;
- ұнғыма қабатындағы және окпанындағы температураның азауы;
- газ сұйықтықты қоспаның және оның жекелеген компоненттерінің қозғалыс жылдамдығының өзгеруі;
- фазалардың әрбір қоспасындағы көмірсүтектер құрамы;
- фазалар көлемінің арақатынасы;
- құбыр бетінің жағдайы. [4,6]

1.1 Температуралық градиенттің рөлі

Температуралық градиент – парафиннің мұнайдан шығудағы анықтаушы болып табылады. Ағын температурасының төмендеуі жылудың коршаған ортаға берілуі нәтижесінде болады. Жүргізілген зерттеулермен жалпы температуралық баланста ағынды суу кезінде кері газдалу 23–37% құрайтыны анықталды. Бұл көбінесе лактырылмалы жолактарда (тораптарда) жүреді, газды мұнайлы ағын ұнғыманың сағасынан мұнайды жинақтау бекетіне дейін жүргізіледі. Лактырылмалы жолактарда жылудың жоғалуы парафинді түзілістердің қарқындылығына және үлестірілуіне әсерін тигізеді. Мұнай жинағыш коллекторларда температуралық жоғалтулар айтарлықтай

төмен, лактырылмалы жолактарға қарағанда. Жинау күбырларындағы парафиндалу сипатына мұнайгазды коспаны бірге тасымалдау кезінде ұнғыма сағасынан мұнайды жинау пунктіне дейін ұзынды бойынша температура таралуы әсер етеді.[10,24]

Лактырылмалы жолактарда жылудын шығыны ұзындық бойынша парафинді шөгінді интенсивтілігі мен таралуына әртүрлі әсер етуі мүмкін. Күбыр ұзындық бірлігіне температура ауыткуы көп болған сайын парафин шөгінделу интенсивтілігі де көп, бірак парафиндалу аймағы қыскара бастайды. Басқаша айтқанда, ағынның температуралық тұрактылығы ерте болған сайын, парафиндалу аймағы да қыскарады.[28]

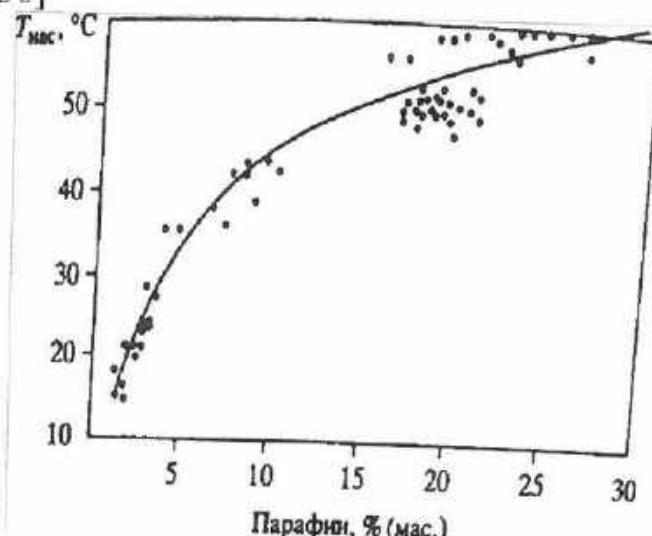
Тәжірибе көрсеткен бойынша, лактырылмалы жолактар бойына ағынның тұракталуы байқалмайды. Бұл арқылы мұнай жинаудың өндірісті жүйесінде күбырлардың парафиндалуы барлық ұзындық бойынша көрінеді. Алайда парафин шөгінделу интенсивтілігі 200–300 м ұзакқа таралмайды, оны шөгінділермен күресу кезінде ескеру керек. Мұнай жинау коллекторында температуралық шығын лактыру жолактарына қарағанда төмен. Сепарацияның 1 сатысынан кейін аздаған еркін газдың болуы коллектордағы ағын құрылым бойынша бірфазалық жақындейді. Ресейде жүргізілген мұнай жинау коллекторының температуралық режим тәжірибелік зерттеулері мұнай-газ коспадан күбырды коршаған топыракқа толық жылу беру коэффициенті 2 ккал/(мсағ *С) күрайтынын көрсетті. Яғни, мұнайды кәсіпшілік жинау жүйесіндегі негізгі температуралық шығын сепарацияның 1 сатысына дейін болады, яғни «ұнғыма–1 сепарация сатысы кондырғысы» ауданында. Күбыр өлшеу құрылғысынан (ҚӨК) мұнай жинау коллекторына дейін ұзындық әдетте салыстырмалы түрде көп. Күбырлардағы парафин шөгуі, басқа да тен шарттарда, екі фактормен анықталады: температура және ағын қозғалу жылдамдығы. Ағын температурасын төмендешу парафин түзілуді арттырады. Ағын жылдамдығының осуі күбырдың парафиндалу аймағын есіреді және максимальды шөгінделуді сағадан лактыру жолактары бойымен орын ауыстырады.

Тәжірибемен анықталғаны, парафин шөгінделу өсімі белгілі бір ағын жылдамдығына жеткенде тоқтайды. Сондыктan, күбырлардағы парафин шөгінделерін алдын алу көзқарасымен қарағанда, ағын жылдамдығын арттыру қажет, ол үшін лактыру желі диаметрін кішірейту керек. Баска жағынан, ағын жылдамдығының артуы күбырдағы температуралық режимін жақсартады:

- Ағынды салқыннатқан кезде (турбулентті режим) жылу беріліс интенсивтілігі ағынды қыздыруға қарағанда төмен.
- Жылу беріліс сонымен бірге температуралық арынға байланысты, ал ол қыздыру бетінің жылулық жүктемесіне байланысты, температуралық арын өскенде жылу беріліс сүйкіты қыздырғанда артады, ал салқыннатқанда – төмендейді. Бұл барлық болжамдар кіші диаметрлі лактыру желілерін пайдалану керектігін көрсетеді. Алайда лактыру желі диаметрінін кішіреюі гидравликалық кедергіні арттырады және парафин шөгінделу қарқыны

арттырылады. Процестің қарқындылығы температураның мезгілдік ауытқуына тәуелді. Температуралық ауытқу парафиндалу кондырғыларында әсіресе мезгіл температура ауытқуына көп әсер етілетін құбырларда жи кездеседі. Зерттелген лактыру желілері жердің бетімен төсөлгендіктен, температуралық ауытқулар қыс мезгілінде үлкен шамаларға жеткен, бұл олардың парафиндалу қарқындылығын арттырды.[5]

Көптеген зерттеушілердің пікірі бойынша, шөгінділер түзілуін анықтайтын фактор өнімнің жылжу жолы бойынша температураның төмендеуі болып табылады: көтергіш бағаналар мен ұнғымалардың шығару желілерінде, кәсіптік құрама пункттердің резервуарларында және т.б. мұнайдағы парафиннің осы құрамы кезінде температураның кейбір мөлшерден төмен төмендеуі оның қатты фазага бөлінуіне әкеледі. Мұнайдан парафиннің бөлінуінің басталуы мұнайдың парафинмен қанығу температурасымен немесе зертханалық жағдайларда бағаланатын парафиннің кристалдануының басталу температурасымен анықталады, әдетте, фотометрикалық[30]



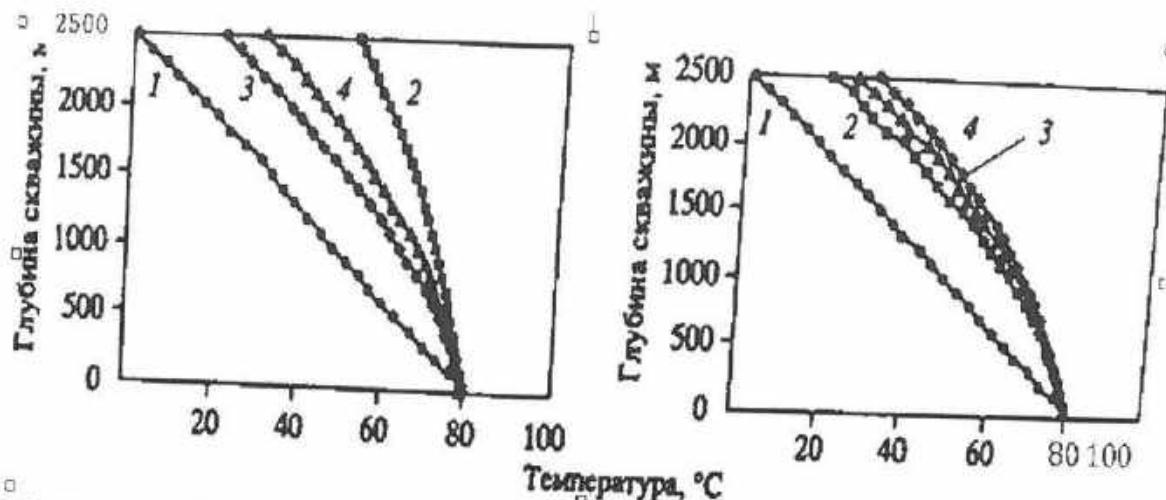
1.1 Сурет - Мұнайдың парафинмен қанығу температурасының оның құрамына тәуелділігі

Батыс Қазақстан (Өзен) кен орындарының кейбір көкжиектері үшін мұнай парафинмен (қату температурасы мұнайдың парафинмен қанығу қарқынына тең) қанықтырылған. Осы себептерге байланысты қабатта немесе кенжар маңындағы аймақта парафиннің тұсу мүмкіндігі жоққа шығарылмайды.

Практикада өнім температурасының мұнай парафинмен қанығу температурасынан төмен төмендеуі әдетте пайдалану ұнғымасының оқпанында байқалады.

Ұнғиманың терендігі бойынша температураның тараду сипаты ұнғиманың оқпанымен козғалатын, қоршаган жыныстарға сүйкітылған жылудың берілуіне және ондағы фазалық өткелдерге байланысты. Жылу беру карқындылығы сүйкітылғын және қоршаган жыныстардың белгілі бір терендікте температурасының айырмасына, сондай-ақ СКК пен пайдалану

колоннасының арасындағы сакиналы кеңістіктің жылу өткізгіштігіне байланысты.

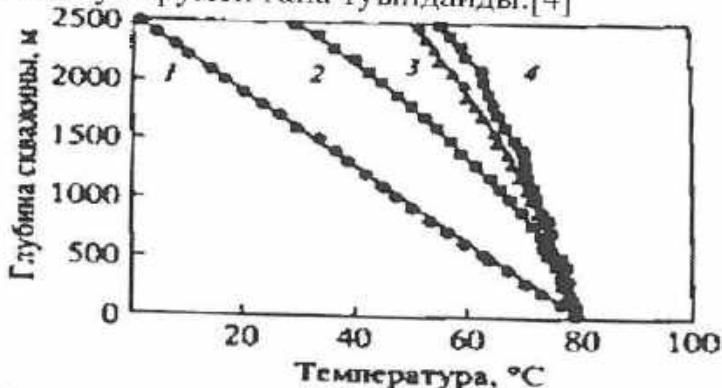


1.2 Сурет - Ұнғыманың биіктігі бойынша ағынның температурасын бөлу: а - құбыраалық кеңістікте заттың түрі мен жай - күйіне байланысты; 1-геотермальды температура. 2-тыныштық күйіндегі газ, 3-конвекция күйіндегі газ. 4-мұнай; б-ұнғыманың дебитінен. м3/тәул: 2 - 30.3 - 40 ескерту. 4-50 (ү-геотермалды температура)

Егер сакиналы кеңістік газбен толтырылған болса, онда жылу беру сұйықтық толтырумен салыстырғанда аз. Дебиттің ұлғаюымен ағынның температурасы артады, сәйкесінше парафин түзілу аралығы азаяды.

Көтеру колоннасындағы температуралық жағдайды айтарлықтай жақсартуға жылу оқшауландырылған құбырларды пайдалануға мүмкіндік береді. Сур.1.3 құбырлардың сыртқы бетіне жағылған жылу оқшаулағыш кабаттың калыңдығына байланысты ұнғыма оқпаны бойынша ағынның температурасын бөлу келтірілген (құбыраалық кеңістікте мұнай болған жағдайда).

Ұнғыма оқпанындағы қанығу кысымынан асатын кысым мәні кезінде барлық газ ерітілген күйде болады және бұл жағдайда салқыннату тек коршаган ортаға жылу берумен ғана туындаиды.[4]

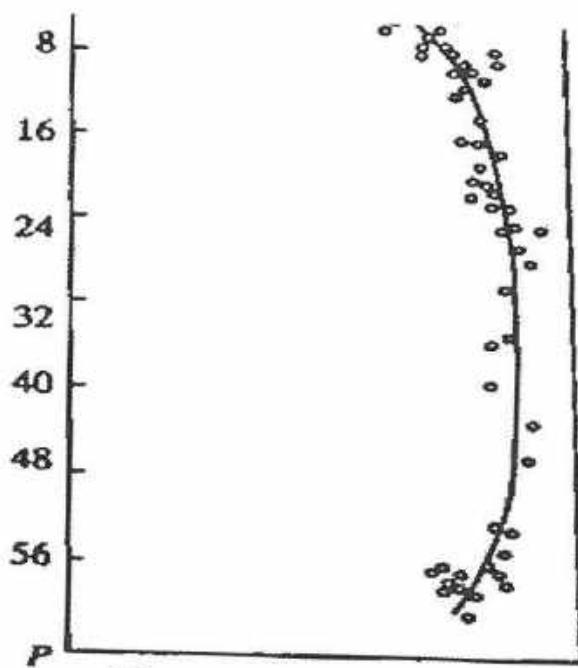


1.3 сурет - Жылу оқшаулагыш кабаттың калыңдығына байланысты ұнғыма биіктігі бойынша ағын температурасын бөлу

Кысымның төмендеуі кезінде температуралың өзгеруімен бірге газ

келтірілген [40]

Келтірілген мәліметтерде көрсетілгендей, қысым 60-90 - дан 1,5—0,3 атм-ге дейін төмендеген кезде газдалу салдарынан мұнайды салқындау 9-10 °С құрайды. Температураның жалпы төмендеуінен 50% астам қысым аралығына 10-нан 0,2-1,5 атм келеді. Қанығу қысымынан (90 атм) бастап 40 атм дейінгі қысым аралығында қоспаның газдануы оны қыздырумен сүйемелденеді. Газсыздандыру есебінен температураның нәтижелік төмендеуі мұнайда парафиннің ерігіштігін қосымша азайтуға алыш келеді және оның қатты фазага өтуіне ықпал етеді.



1.4 Сурет - Газсыздандыру кезіндегі мұнай температурасының өзгеруі.
а - үзғы 709 ("Лениногорскнефть").

Троновтың бағалаудың сәйкес аталған әсердің нәтижесінде мұнайдың еритін қабілеті 21-24% - га азаяды.(кесте 1.1)

1.1 Кесте - Әртүрлі факторлардың әсерінен мұнайдың ерігіштік қабілетінің төмендеуі

Факторлар	Мұнайдың ерігіштік қабілетін төмендеуі , %	
	Тұптіктен -өлшеуішке	Тұптіктен -сағара
Коршаған ортаға жылу берілуі	60	69
Газсыздандыруы	40	31
Салқындау	24	21
Женіл фракциялардың жойылуы	16	10

АШПШ -ның қалыптасуының бірінші сатысы парафинмен қанығу температурасына қарағанда температурасы жоғары аймактарда басталады. Бұл ретте шешуші рөлді мұнайдың полярлық беттік-белсенді компоненттері-шайырлар, органикалық қышқылдар, асфальтендер атқарады, олар құбырлардың бетінде адсорбцияланады (БӘЗ коспаларының адсорбция зандарына сәйкес) және алғашқы жабысқақ қабатты құрайды. АШПШ бастапқы қабырга қабаты қалыптасқаннан кейін адгезия құбыр бетіне емес, қалыптасқан қабатқа жүзеге асырылады. Ол майлар қоспалардың болуымен байланысты бастапқы қабаттың жабысқақтығына, мұнайдың асфальт-шайырлы-парафинді компоненттерінің өзара әрекеттесуіне, сондай-ақ оның жылу өткізгіштігіне байланысты.

Парафиндердің кристалдануы салыстырмалы үлкен молекулалық массасы бар аз еритін көмірсүтектерден басталады. Термодиффузияның арқасында қабырга қабаты осы заттармен байытылады. Термодиффузиядан басқа қабырга қабатының ұлғаюына ықпал ететін басқа фактор да әрекет етеді: радиалды қозғалыс ағындағы кез келген өлшенген бөлшектерге тән, олардың тығыздығы сұйықтықтың тығыздығынан ерекшеленеді. Бұл АШПШ осуін (және түзілуін) және өлшенген күйдегі мұнай ағындағы парафин бөлшектерінің есебінен қамтамасыз етеді.

Қабырга қабатының құрылымы аморфты немесе қатты ұсақталған поликристалды құрылымға жақын, сондықтан ол жоғары тұтқырлыққа және үлкен адгезиялық беріктікке ие. Бұл жерде мұнайдың майлар фракциялары да бар, бұл қабатты қалыптастыру кезінде осы фракцияларды басып алу процесі туралы күәландырады. Бұл қабаттың қалындығы шамалы-0,1 мм артық емес, бірақ оның рөлі үлкен. Көтергіш бағаналардың биіктігі бойынша АШПШ құрамы мен саны занды түрде өзгереді.

Кесте 2. Құмкөл (Қазақстан) кен орнының СҚК-дан алынған АШПШ сынамаларының кәсіптік-зертханалық зерттеулерінің нәтижелері берілген.

Осы зерттеулер нәтижесінде:

- шөгінділер массасындағы парафиннің мөлшері төменинен жоғары өседі, ұңғыма сағасында максималлды жоғары шекке жетеді;
- АШПШ балқу температурасы төменинен жоғары төмендейді, яғни көтергіштің төменгі бөлігінде баяу балқитын кристалдар түседі.

1.2 Кесте - АШПШ-ның құрамы және температура бойынша балқуының терендік бойынша жіктелуі (Құмкөл кен орны)

Мұнай компоненттері температурасы	АШПШ-ның және балқу	Компоненттердің құрамы (%- бел (мамыр.)) СҚК-ға катысты терендіктен алынған сынамалар, м				
		100	200	300	400	500
Парафин	10,9	8.7	7,5	7.3	6.6	

Шайыр	16,6	14,5	12,0	10,6	10,0
Асфальтендер	51,5	52	52,5	55,2	58,5
Майлар және механикалық коспалар примеси	20,0	20,8	26,0	28,2	29,6
Балқу температурасы, °C	82,1	83,8	83,85	85,3	85,8

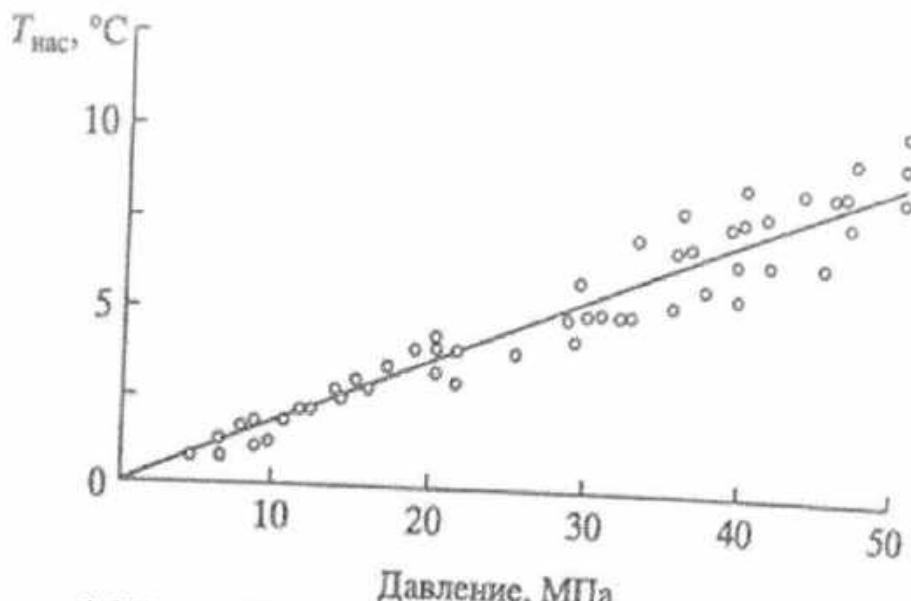
Номерлік мұнайдан бірінші кезекте баяу балқитын қатты көмірсутектер бөлінуіне, содан кейін мұнайдың салқындауына қарай балқу температурасы аз көмірсутектер кристалдануына байланысты болуы мүмкін. Осылайша, асфальт шайырлы парафинді шөгінділердің құрамы мұнайдың табигатына да, сынама алу орнына да, яғни шөгінділердің калыптасуы орын алатын термодинамикалық жағдайларға да байланысты болады. Сонымен катар, бұган қарамастан, мұнайдың қатты көмірсутектері парафинді шөгінділердің негізгі құрамдас бөлігі болып табылады.[9]

Қысым мен газ факторының әсері

Парафин түзілу процесіне қысым әсерін зерттеу УфНИИ, ВНИИнефть, ТатНИИ және басқа да бірқатар ұйымдарда (Ресей) 1950-ші жылдардан бастап жүргізілді. Мұнайдың газбен қанығу қысымына байланысты бірқатар заңдылықтар аныкталды, қабаттық мұнай-газы бар термодинамикалық тепе-тендікте тұрған газдың қысымы ретінде анықталатын шамалар. Қабаттық температурада орналасқан осы "мұнай-газ" жүйесі үшін қанығу қысымының шамасы нақты. Қысым қанығу қысымынан төмен төмөндеген кезде қатты фазага парафиннің бөлінуі мұнайдың еритін кабілетін азайту есебінен жүргізіледі (кесте 1.1).

Мұнайдың парафинмен қанығу температурасына қысым әсерін көптеген кен орындарының, оның ішінде Өзен мен Жетібайдың қабаттық және газсыздандырылған мұнайларын эксперименттік зерттеу деректері бойынша бағалады. Барлық зерттелген мұнай үшін қысымының ұлғаюымен мұнайдың парафинмен қанығу температурасы өсуде.

Тұптік қысымы мұнайдың қанығу қысымынан артық болған жағдайда, ұнғыма окпанында кенжардан қанығу қысымына тен болатын облыска дейін жүйенің тепе-тен күйі сақталады және тек сұйықтықтың қозғалысы жүреді. Бұдан әрі тепе-тендік бұзылады, газ фазасының көлемі артады, сұйық фаза тұраксыз болады, бұл одан парафиннің бөлінуіне әкеледі.



1.5 Сурет - Мұнайдың парафинмен қанығу температурасының қысымға тәуелділігі

Егер түп қысымы қанығу қысымынан аз болса ($p_t < p_{c.c.}$), онда тепе-төң күйдің бұзылуы қабатта орын алды және парафиннің қыртыста да, ұнғыманың өзінде де кенжардан бастап түсіү мүмкін. УФНИИ-да жүргізілген зертханалық зерттеулер көрсеткендегі шөгінділердің қарқындылығына қоспа ағысындағы газ көпіршіктерінің бөліну процесі әсер етеді. Үзілу кезінде көлемді фаза мен көпіршіктің астындағы аймақ арасында қысымының ауытқуы пайда болады, нәтижесінде парафин кристалдарының бөлігі құбыр қабыргасымен шектесетін бетіне шыгарылады. Кристалдар қабыргамен жанасады және оның бетіне бөлінеді. Бұдан әрі шөгінділер процесі прогрессивті өсуде, өйткені парафиндер гидрофобты қасиеттерге ие. Құбыр қабыргасында парафин кристалдарынан және газ көпіршіктерінен қабат пайда болады. Бұл қабат газға қанық болса, ол үлкен тығыздыққа ие. Сондықтан тығыз шөгінділер көтергіш құбырлардың төменгі бөлігінде пайда болады.

Солтүстік-Варъеган (Ресей) кен орны парафиннің гомологты қасиеті[40]

1.3 Кесте - Асфальтті-шайырлы-парафинді түзілістердің (АШПШ) құрамы

Компоненттер	Ұнғыма бойынша компоненттердің массалық бөліктері, %			
Ұнғыма саны	649	499	864	880
Шайырлар	2,33	1,55	3,53	2,47
Асфальтендер	2,19	3,96	5,9	2,3
Парафиндер	23,82	26,54	56,29	30,7
Церезиндер	5,0	11,0	34,0	25,0

АШПШ құрамында церезин артық болуы мүмкін. Мысалы, кейбір кен орнының өндіру ұнғымаларында алынған шөгінділерінің 70,5% -ын церезин құрады. Қабаттан көп көлемде лайлы материалдарды шығару парафин бөліну

процесін интенсификациялау мүмкін, себебі оның гидрофильді қасиеті басым және парафиннің кристалдану орталығы болуы мүмкін. Кейде АШПШ кұрамында олар көбірек болады, бұл қабаттан шығатын қатты жыныстардың болуын корсетеді.[10,45]

Мұнайдың парафинмен қанығу температурасын есептеу үлгісі

Ұңғыманың терендігі бойынша мұнайдың парафинмен қанығу температурасын бөлуді құру үшін төмендегі тәуелділікті пайдаланамыз

$$t_{\text{н.скв}} = t_{\text{нд}} + A_1 \frac{p_t}{p_{\text{нас}}} - A_2 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_0}, \quad (1.1)$$

онда $A1=1,9$ және $A2=2,6$ – корреляциялы түрде анықталатын коэффициенттер үшін карастырылатын объектінің әзірлеу мәліметтері бойынша, зертханалық зерттеу, мұнай; p_t - ұңғымадағы қысым; p - мұнайдың газға қанығу қысымы; Γ_t – газбен қанығу кезінде мұнай p_t және T_t ; T_t - мұнайдың температурасы ұңғыма; газбен қанығу кезінде қабаттық мұнай; $t_{\text{м.ұ}}$ - температурасы қанығу парафинді мұнай ұңғымада кезінде p_t және T_t ; $t_{\text{нд}}$ - температура парафинмен қанығу газсыздандырылған мұнай.

Тнд температурасы зертханалық жағдайларда анықталады. Мұнай үшін қөптеген әзірленетін немесе игеруге енгізілетін объектілер үшін тнд туралы деректер жоқ. Газсыздандырылған мұнайдың парафинмен қанығу температурасын анықтау үшін номограмманы колданамыз.

СКК колоннасындағы қысымның таралуын есептеу (сағадан сорғыга дейін).

Бастапқы мәліметтер:

Сағадағы қысым $P_u=2,1$ МПа; қанығу қысымы $P_{\text{нас}}=13,01$ МПа; қабат мұнайдының тығыздығы $p_{\text{п}}=730$ кг/м³; газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы $P_{\text{нд}}=824$ кг/м³; қабат суының тығыздығы $p_{\text{в}}=1179$ кг/м³; газ факторы $\Gamma=147,2$ м³/т.

Есептеу "жогарыдан-төмен" схемасы бойынша жүргізіледі.

Ең алдымен ағымдағы пайдалану жағдайында сорғыдан шығу қысымын есептейміз. Сорғыдан шығудағы қысым фонтандаудың ең аз түптік қысымы ретінде есептеледі.

Ерігіш коэффициенті есептеледі:

$$\alpha = \frac{\Gamma p_{\text{нд}}}{10^3(P_{\text{нас}} - 0,1) * 10^6} = \frac{147,2 * 824}{10^3(13,01 - 0,1) * 10^6} = 9,4 \frac{1}{\text{МПа}}; \quad (1.2)$$

Тиімді әрекет ететін газ факторын табамыз:

$$\Gamma_{\text{зф}} = \frac{1}{2} \left(\Gamma - 10^3 \alpha \frac{P_y}{\rho_{\text{нд}}} \right) = \frac{1}{2} \left(147,2 - 10^3 * 9,4 * \frac{2,1}{824} \right) = 61,4 \frac{\text{м}^3}{\text{T}}; \quad (1.3)$$

Көтергіштегі сұйықтықтың орташа тығыздығы:

$$\overline{\rho_{\text{ж}}} = \overline{\rho_{\text{в}}} (1 - W) + \rho_{\text{в}} W = 779 * (1 - 0,004) + 1179 * 0,004 = 781 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (1.4)$$

$$\overline{\rho_{\text{ж}}} = \frac{\rho_{\text{ни}} + \rho_{\text{нд}}}{2} = \frac{730 + 824}{2} = 779 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (1.5)$$

Сұйықтықтың нақты дебитін Рышіф және сағалық қысымын(P_y) қамтамасыз ету шарты:

$$\frac{\Gamma - 10^3 \alpha \frac{P_y}{\rho_{\text{нд}}}}{2} (1 - W) \geq \frac{0,388 H (H \rho_{\text{ж}} g - P_{\text{нас}} + P_y)}{d^{0,5} (P_{\text{нас}} - P_y) \lg \left(\frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)}; \quad (1.6)$$

Н салыстырмалы шекаралық жағдайда тендеуді шешеміз:

$$\begin{aligned} H_{\text{max}} &= 0,5 \left(h + \sqrt{h^2 + 10,31 h \Gamma_{\text{зф}} d^{0,5} \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_y}} \right) \\ &= 0,5 (1424,7 \\ &\quad + \sqrt{1424,7^2 + 10,31 * 1424,7 * 61,4 * 0,062^{0,5} \lg \frac{13,01}{2,1}}) \\ &= 2096 \text{ м}, \end{aligned}$$

$$\text{Где } h = \frac{(P_{\text{нас}} - P_y)}{\rho_{\text{ж}} g} = \frac{(13,01 - 2,1)}{781 * 9,81} = 1424,7 \text{ м}; \quad (1.7)$$

Сорғыдан шығу кезіндегі қысымды табамыз:

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{нас}} + (L - H) \rho_{\text{ж}} g = 13,01 + (2369 - 2096) * 781 * 9,81 \\ = 14,1 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{вых}} = 14,1 \text{ МПа.}$$

(1.8)

Ұнғымадағы температуралың таралуы бұрын есептелді. $T_y = 9,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{вых}} = 34,3$. Қысымның өзгеру қадамын қабылдаймыз $\Delta P = 1,2 \text{ МПа.}$

P, МПа	2,1	3,3	4,5	5,7	6,9	8,1	9,3	10,5	11,7	12,9	14,1
--------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------

Мысал ретінде $P_i = 3,3 \text{ МПа}$ қысымға сәйкес келетін ұнғыманың қимасы үшін есептеу, қысым болу қисығын құру үшін қажетті параметрлерді есептейміз.:

$$T_i = T_y + \frac{[(T_{\text{пл}} - T_y)(P_i - P_y)]}{P_{\text{вых}} - P_y}; \\ T_{3,3} = 9,2 + \frac{[(31 - 9,2)(3,3 - 2,1)]}{14,1 - 2,1} = 11,7 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

(1.9)

Сол сияқты басқа нүктелер үшін температура мәндерін табамыз. Нәтижелерді 2-кестеге енгіземіз. Қабаттық мұнай сынамаларын бір рет газданудың деректерін пайдалана отырып, берілген қысым бойынша бөлінген газдың үлес көлемін және мұнайдың көлемдік коэффициентін анықтаймыз. Болінген газдың көлемі:

$$V_{\text{газ},3} = \Gamma m R_i [D_{1,t} (1 + R_i) - 1];$$

(1.10)

Қысымға байланысты қосалқы коэффициенттерді есептейміз:

$$R_{3,3} = \frac{\lg \frac{P_i}{P_{\text{нас}}}}{\lg(10P_{\text{нас}})} = \frac{\lg \frac{3,3}{13,01}}{\lg(10 * 13,01)} = -0,28;$$

(1.11)

Қысымға байланысты қосалқы емес коэффициенттерді есептейміз:

$$\begin{aligned} D_{1,t} &= \overline{\rho_{нd}\rho_{r0}}[4,5 - 0,00305(t_{3,3} - 20)] - 4,785 \\ &= 0,824 * 1,019 * [4,5 - 0,00305(11,7 - 20)] - 4,785 \\ &= -0,97; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} m_{3,3} &= 1 + 0,029(t_{3,3} - 20)(\overline{\rho_{нd}\rho_{r0}} - 0,7966) \\ &= 1 + 0,029(11,7 - 20)(0,824 * 1,019 - 0,7966) = 0,99; \end{aligned}$$

$$V_{r3,3} = 147,2 * 0,99 * (-0,28) * [-0,97 * (1 + (-0,28)) - 1] = 69,4 \frac{m^3}{T}$$

Мұнайдың газсыздандыру процесінде қалдық газға қанығуын есептейміз:

$$V_{rp3,3} = \Gamma m_t - V_{r3,3} = 147,2 * 0,99 - 69,4 = 76,1 \frac{m^3}{T};$$

Қалдық газға қанығу таралуын 2-кестеге енгіземіз. Болінген газдың салыстырмалы тығыздығын есептейміз:

$$\begin{aligned} \overline{\rho_{r3,3}} &= a_{3,3} [\overline{\rho_{r0}} - 0,0036(1 + R_{3,3})(105,7 + uR_{3,3})] \\ &= 0,96[1,019 - 0,0036(1 - 0,28)(105,7 + (-64) * (-0,28))] \\ &= 0,67 \frac{T}{m^3} \\ a_{3,3} &= 1 + 0,0054(t_{3,3} - 20) = 1 + 0,0054(11,7 - 20) = 0,96; \\ u &= \overline{\rho_{нd}}\Gamma - 186 = 0,824 * 147,2 - 186 = -64; \end{aligned} \tag{1.12}$$

Ерітілген күйінде мұнай қалған газдың салыстырмалы тығыздығын есептейміз:

$$\begin{aligned} \overline{\rho_{rp3,3}} &= \Gamma \left(\overline{\rho_{r0}} a_{3,3} m_{3,3} - \frac{\overline{\rho_{r3,3}} V_{r3,3}}{\Gamma} \right) / V_{rp3,3} \\ &= 147,2 \left(1,019 * 0,96 * 0,99 - \frac{0,67 * 76,1}{147,2} \right) / 76,1 = 1,25 \frac{kg}{m^3}; \end{aligned} \tag{1.13}$$

Мұнай көлемінің меншікті өсуін оның газға қанығуы $\lambda(T)$ бірлі-жарым өзгеруі есебінен алдын ала анықтап, көлемдік коэффициентті есептейміз, және де газсыздандырылған мұнайдың көлемдік кеңеюінің температуралық коэффициенті анықтауға болады:

$$\begin{aligned}\lambda_{3,3} &= 10^{-3} \left[4,3 - 3,54 * 10^{-3} \rho_{нд} + \frac{1,0337 \rho_{р3,3}}{a} + 5,581 \right. \\ &\quad \left. * 10^{-6} \rho_{нд} (1 - 1,61 * 10^{-6} \rho_{нд} V_{р3,3}) V_{р3,3} \right] \\ &= 10^{-3} \left[4,3 - 3,54 * 10^{-3} * 824 + \frac{1,0337 * 1,25}{0,96} + 5,581 * 10^{-6} \right. \\ &\quad \left. * 824 (1 - 1,61 * 10^{-6} * 824 * 76,1) 76,1 \right] = 0,00304;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\alpha_n &= 10^{-3} (3,083 - 2,638 * 10^{-3} \rho_{нд}) = 10^{-3} (3,083 - 2,638 * 10^{-3} * 824) \\ &= 0,0009 \frac{1}{^{\circ}C};\end{aligned}\tag{1.14}$$

$$\begin{aligned}b_{3,3} &= 1 + \frac{1,0733}{m_t} \overline{\rho_{нд}} \lambda_{3,3} 10^{-3} V_{р3,3} + \alpha_n (t_{3,3} - 20) - 6,5 * 10^{-4} p_t \\ &= 1 + \frac{1,0733}{0,99} * 824 * 3,26 * 10^{-6} * 76,1 + 0,0009 * (11,7 - 20) \\ &\quad - 6,5 * 10^{-4} * 3,3 = 1,199;\end{aligned}\tag{1.15}$$

Тиісті термодинамикалық жағдайларда газ сұйықтықты қоспаның үлес көлемін есептейміз.

$$\begin{aligned}V_{cm3,3} &= b_{3,3} + \frac{[V_{n3,3} * 2p_0 T]}{p T_0} + \frac{\beta_n}{1 - \beta_n} = 1,199 + \frac{[69,4 * 0,71 * 0,1 * (11,7 + 273)]}{3,3 * 273} + \frac{0,004}{1 - 0,004} = \\ &= 2,8 \frac{m^3}{m^3}\end{aligned}\tag{1.16}$$

Келтірілген параметрлерді есепке ала отырып, з газдың сығылу коэффициентін аныктаймыз: көмірсутекті және көмірсутекті емес газдардың аз мөлшері қоспасының келтірілген параметрлерін П.Д.Ляпкова аппроксимирлеуші формулалары бойынша анықтауга болады:

$$P_{\text{up}3,3} = \frac{p_{3,3}}{[10^5(46,9 - 2,06 * \rho_{ry}^2)]} = \frac{3,3 * 10^6}{[10^5(46,9 - 2,06 * 1,022^2)]} = 0,74; \quad (1.17)$$

$$T_{\text{up}} = \frac{T}{97 + 172\rho_{ry}^2} = \frac{273 + 11,7}{97 + 172 * 1,022^2} = 1,03 \quad . \quad (1.18)$$

Мұнда ρ_{ry} - стандартты жағдайларда барлық газдың салыстырмалы тығыздығын (аяу бойынша) анықтауға болатын газ көспасының аяу бойынша салыстырмалы тығыздығы (азоттан басқа).

$$\rho_{ry} = \frac{1,019 - 1,318 * 0,0492}{1 - 0,0492} = 1,022 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (1.19)$$

Стандартты жағдайларда көспаның үлес салмағын анықтаймыз:

$$\begin{aligned} M_{\text{см3}} &= \bar{\rho}_{\text{нд}} + \bar{\rho}_{\text{го}}\Gamma + \rho_{\text{в}} \frac{\beta_{\text{в}}}{1 - \beta_{\text{в}}} = 824 + 1,019 * 146,2 + 1,179 * \frac{0,004}{1 - 0,004} \\ &= 983 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \end{aligned} \quad (1.20)$$

Газ сүйкіткіші көспасының мінсіз тығыздығын есептейміз:

$$\rho_{\text{см3,3}} = \frac{M_{\text{см}}}{V_{\text{см3,3}}} = \frac{983}{2,8} = 355 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (1.21)$$

Кысымның қайтымсыз шығынының корреляциялық коэффициентін анықтаймыз:

$$\begin{aligned} f &= 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 * 10^{-5} Q_{\text{ж}} (1 - \beta_{\text{в}}) M_{\text{см}}}{d_{\text{ши}}} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713 \\ &= 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 * 10^{-5} * 33,4 (1 - 0,004) 983}{0,062} \right] \right\}^{-0,25} \\ &- 17,713 = 0,2; \end{aligned} \quad (1.22)$$

Қысымның толық градиентін есептейміз:

$$\begin{aligned}
 \frac{dP}{dH} &= \rho_{cm} g 10^{-6} + \frac{[f Q_{\infty}^2 (1 - \beta_v)^2 M_{cm}^2]}{2,3024 * 10^{15} \rho_{cm} * d_{an}^5} \\
 &= 351 * 9,8 * 10^{-6} + \frac{[0,2 * 33,4^2 (1 - 0,004)^2 * 983^2]}{2,3024 * 10^{15} * 355 * 0,062^5} \\
 &= 0,0035 \frac{\text{МПа}}{\text{м}};
 \end{aligned}$$

$$\frac{dH}{dP} = \left(\frac{dP}{dH} \right)^{-1} = 0,0035^{-1} = 287 \frac{\text{м}}{\text{МПа}}$$
(1.23)

Баска аралықтар үшін қысым градиенттерін де табамыз. Сандық интегралдауды өткіземіз, нәтижесінде СКК-да қысымды бөлу аламыз:

$$P = P_y = 2,1 \text{ МПа}, H = 0; \quad (1.24)$$

$$P = 3,3 \text{ МПа}, \quad H = \frac{\Delta P \left(\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right)}{2} = \frac{1,2(479 + 287)}{2} = 383 \text{ м};$$

$$P = 4,5 \text{ МПа},$$

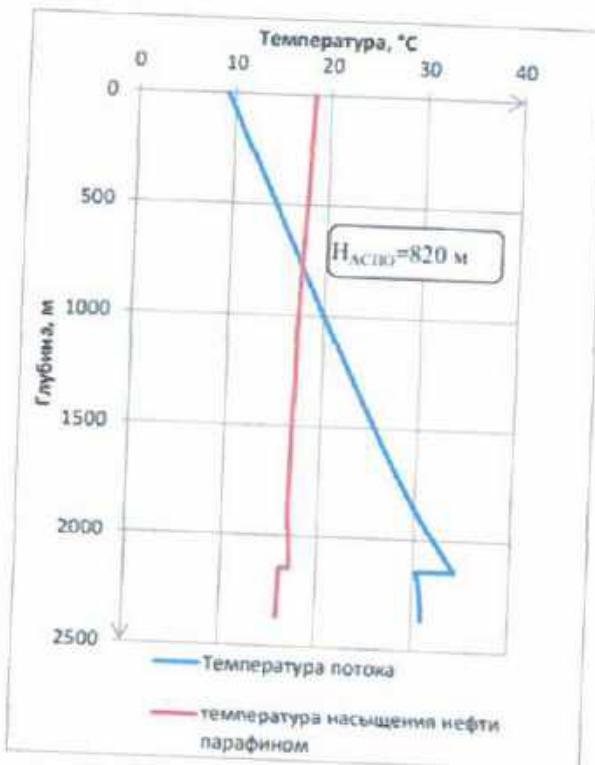
$$\begin{aligned}
 H &= \Delta P \left(\frac{\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i}{2} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-1} \right) = 1,2 \left(\frac{(479 + 200)}{2} + 287 \right) \\
 &= 627 \text{ м};
 \end{aligned}$$

Сол сиякты баска нұктелер үшін Параметрлер мәнін табамыз. Сонымен қатар, қысым "төменин-жоғарыға" есептеледі. Мұнай қысымы мен газға қанықтырылуын біле отырып, парафиннің кристалдану температурасының терендікке тәуелділігін күргуга болады:

$$t_{н.скв} = t_{нд} + A_1 \frac{p_t}{p_{нас}} - A_2 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_0}$$

$$t_{н.скв}(388) = 19 + 1,9 \frac{3,3}{13,01} - 6,2 \frac{59}{147,2} = 18^{\circ}\text{C}$$

Мұнайдың басқа қималары үшін парафинмен қанығу температурасын есептейміз, ұнғымадағы парафинмен қанығу температурасының терендікке тәуелділігін кұрамыз және оны ұнғыманың термограммасымен біріктіреміз. Екі кисықтың қылышу терендігі және өндіру ұнғымасында АШПШ түзілу терендігі болады.



1.6 сурет - АШПШ түзілу терендігінің және температураларын тәуелділігі

2 АШПШ-мен күресу жолдары

2.1 АШПШ-ның түзілуінің алдын алу тәсілдері

2.1.1 Физикалық әдістер

АШПШ-ға қарсы күрестің физикалық әдістеріне магниттік, электрлік, акустикалық немесе ультрадыбыстық өрістердің, сондай-ақ ауыспалы қысым өрістерінің айдалатын сұйықтығына әсер етуге негізделген әдістер жатады.

Соңғы он жыл тәжірибесі қорсеткендей, АШПШ-мен күресу үшін магниттік құрылғылар өте тиімді. Ресейдің бірқатар кен орындарының ұнғымаларында оларды табысты енгізу туралы ақпарат жарияланды. Ұнғымаларда тікелей колданудан басқа, осындай технологиялық әсерлерді алдын-алу үшін магнитті құрылғылар мұнай өндіру процестеріне байланысты басқа да жүйelerде колданылады: мұнай жинау жүйелерінде, желілік және магистральды трубаларда және т. б. айдау кезінде.[22]

2.1.2 Жабынды қолдану

Кәсіптік практикада құбырлардың ішкі бетін құбырлардың бетіне парафиннің адгезиясының төмендеуіне ықпал ететін материалдармен қаптау әдістерін кеңінен қолданады. Корғаныс жабындарының осы әдісін қолданудың ерекшелігі ұнғыманың барлық парафин каупі бар аралығының беті қорғалған құбырлармен жабдықтау талабы болып табылады. Парафиннің тұсу терендігі ұнғымаларды пайдаланудың ең аз дебитінен таңдалады, бұл мүмкін болатын дебиттердің барлық диапазонында тиімді корғауды қамтамасыз етеді. Бұл, өз кезегінде, басқа факторлармен катар, бетті өндіреу сапасымен анықталады. Кез-келген сипаттағы кедір-бұдырлы беттер тиісті температуралық жағдайларда жеткілікті карқынды сыйылады және кедір-бұдырлықтардың мөлшерінің ұлғаюымен шөгінділердің жылжу ықтималдығы азаяды. Бұл ретте түзілген шөгінділердің беріктігімен және ағынның гидродинамикалық сипаттамаларымен толық анықталатын олардың кесілуі басталады. Осылайша, жабынды таңдау скважиналарды пайдаланудың осы режимі кезінде СҚҚ бетінен олардың үзіліуі қамтамасыз етілетін парафинді шөгінділердің жылжу кернеуінің шамасымен анықталады.[22]

2.1.3 Химиялық әдіс

Химиялық әдістер казіргі уақытта АШПШ-мен күресуде кеңінен қолданылады. Қолданылатын реагенттер мен олардың композицияларын еki үлкен топқа бөлуге болады: еріткіштер мен ингибиторлар. Біріншісі - құбыр және жабдық бетінен ерітілген немесе диспергирленген күйде АШПШ-ны алып тастау. Механизмге сәйкес оларды кейде еріткіштер

мен ингибиторларға қосымша бөледі. Ингибиторлар парафин ыдырауды болдырмау үшін қолданылады. Олардың әсерінің негізінде сұйық және қатты фазалар арасындағы болімнің шекарасында болатын адсорбциялық процестер жатады.[3,30]

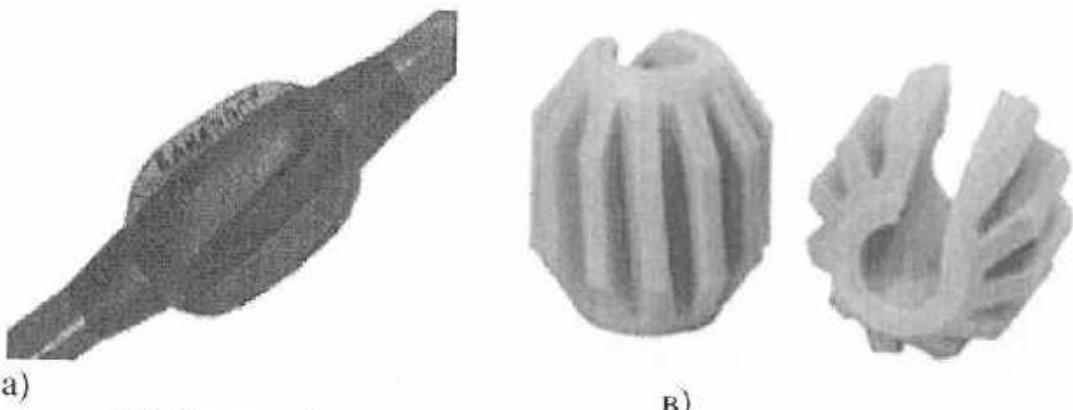
2.2 АШПШ-ны жою әдістері

2.2.1 АШПШ-ны жоюдың механикалық әдісі

Механикалық әдістер күбырлардың ішкі бетінде пайда болған АШПШ шөгінділерін жояды. Бұл үшін әртүрлі қырғыштар даярланған. АШПШ-ны жою үшін қырғыштарды қолдану техникасы мен технологиясы ежелден белгілі, біракта қырғыштардың барлық жана конструкциялары құрастырылуда. ХХ ғасырдың екінші жартысында АШПШ-дан күбырларды тазарту үшін ескі компрессорлық щеткалы қырғыштар қолданылды. Сонымен қатар мұнай күбырларының ішкі куысынан шөгінділерді жою үшін резенке шарлар, поршеньдер қолданылады, олар алғашқыда сортты мұнай өнімдерін біртіндеп айдау кезінде болу үшін қолданылған. Құрылғылардың осындай түрін қолдану мұнай күбырларының ішкі куысын тек борпылдақ шөгінділердің жоғарғы қабатынан тазартуды қамтамасыз етеді, ал төменгі қабаты ескірген шөгінділер осындай құрылғыларды откізгеннен кейін тығыз болады.[32]

Механикалық әдістер АШПШ-да шөгінділерін жоуды мақсат етеді. Осы мақсатта әр түрлі құрылымдағы қырғыштардың тұтас ұлгілері өзірленді. Конструкциясы және жұмыс істеу принципі бойынша қырғыштар: -екі кесетін пластиналары бар, тек айналғанда АШПШ-ны тазалауға қабілетті пластиналылар. Ол үшін тербелгіш станоктың басына ілінген күбырларды пайдаланады. Құбырлар колоннасының айналуы, қырғыштар тек төмен қозғалғанда ғана жүреді.

АШПШ-мен күресудің мұндай әдісін қолдану оны пайдалану үшін ұнғыманың жұмысын тоқтату және күбыр бетін алдын ала дайындау кажет. Сондай-ақ қырғыштардың тұрып калуы, олардың бекітпелері мен басқа да бөлшектері үзілуі мүмкін. Соңғы жылдары құбырларда металл пластиналы қырғыштардың орнына пластикалық қырғыштар бекітіледі . Олар бір уақытта центраторлардың ролін атқарады. Қырғыш-центраторларды пайдалану кезінде СКК сұртіледі.[39]



a)

в)

2.1 Сурет а - Кыргыш центратор "Радиоприбор"

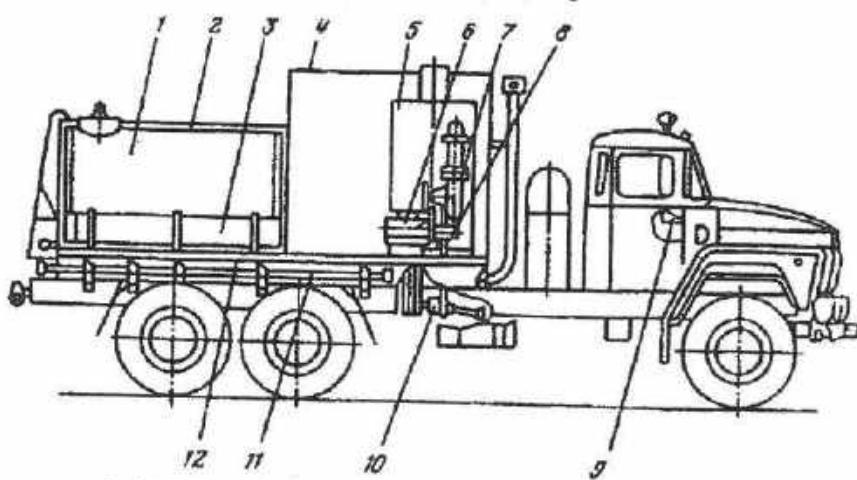
2.1 Сурет в - Қозғалмайтын қырғыш "Канаросс"

2.2.2 Жылулық әдіс

Жылжымалы бу кондырғысын колдану, кымбаттылығына қарамастан тиімді әдіс болып табылады. ППУА-1200/100 және ППУА-1600/100 кондырғылары қолданылады. Кондырғының жабдықтары КРАЗ автомобильдеріндегі орнатылған монтажды рамага бекітілген. Кондырғы бу генераторынан, суга арналған цистернадан, жабдықтау және отындық сораптардан, жоғарғы қысымды желдеткіштен, кузовтан, цистерна жабынынан, отынға арналған сыйымдылықтан бақылау аспаптарынан және күбырлардан тұрады (Сурет 7).

Бу генераторы - жағу құрылғысында дизель отынын жағу кезінде болінетін жылудың есебінен суды буға айналдыруға арналған тік, тұра түрдегі қазан болып табылады.

Жұмыс процесін басқару және қондырғының жұмысын бақылау автокөлік ішінен басқарылады.[10,31]



2.2 Сурет - (ППУА) - 1600/100 жылжымалы бу кондырғысы

1-суга арналған цистерна; 2-цистерна жабыны; 3-отынға арналған сыйымдылық; 4-кузов; 5-бу генераторы; 6-жабдықтау сорабы; 7-жоғарғы қысым желдеткіші; 8-отындық сорап; 9-бақылау өлшеу (КИПИА) аспаптары; 10-қондырғының жетегі; 11-күбырлар; 12-монтаждық рама

ППУА -1600/100 қондырғысының техникалық сипаттамасы	
Бу бойынша өнімділігі, м ³ /с	1,6
Будын қысымы, МПа	10
Будын температурасы, °С	310
Суга арналған цистернаның сыйымдылығы, м ³	5,2
Кондырғының жұмыс істеу ресурсы, сағ	3,5

2.2.3 Химиялық әдіс

Қазақстандық кен орындарында парафин шөгуіне карсы қолданылатын ингибиторлар ретінде химиялық заттардың кен спектрі колданылады.

Ингибиторлы қорғанысты жүргізудің міндетті шарты – жабдықтарды асфальтты-шайырлы және парафинді шөгінділерден (АШПШ) алдын-ала тазарту болып табылады. Бұл мақсатта *еріткіштер* колданылады, олар келесі функцияларды аткараты:

- АШПШ-ның беттік қасиеттерін өзгерту – АШПШ бөлшектерінің күбырлар мен жабдықтар бетімен ілінісу күшін төмендетеді де, бұл бөлшектер мұнай ағындарымен бірге жоғары шығады;
- АШПШ-ның массасын ерітеді;

Асфальтты-шайырлы парафинді шөгінділерді жою үшін колданылатын химиялық реагенттерді тандау мен оларды пайдалану технологиясы кен орындағы кәсіпшілік-зертханалық сынақтармен дәлелденуі керек.[17,41]

3 Негізгі бөлім. АШПШ-мен күресудегі алдын-алудың тиімділігін бағалау

3.1. АШПШ тұзілуінің алдын-алудың физикалық әдістері

3.1.1 Магниттік тәсіл

Мұнай өндіруге қатысты сұйықтықтарды магнитті өңдеу құрылғыларының келесі сыныптамасын пайдаланған жөн.

1. Магнит өрісін жасау тәсілі бойынша:

- ток орамдарымен;
- тұракты магниттермен;

2. Магнит өрісі көздерін орналастыру тәсілі бойынша (тұракты магниттер немесе ток орамдары):

- сыртқы орналастырумен;
- ішкі орналастырумен;
- аралас орналастырумен.

3. Сұйықтық ағынының жүрісіне қатысты әсер ететін магнит өрісінің бағыты бойынша:

- өрістер, негізінен көлденең;
- өрістер, негізінен ұзына бойы.

Ток орамдары бар электромагниттік құрылғыларының пайдалану қолайлылығының айтарлықтай аз болуына қарамастан, олардың артықшылығы арналар кимасының сәулелік өлшемінде өрістің жоғары және реттелетін параметрлерін алу мүмкіндігі болып табылады. Сондықтан электромагниттік жүйелерді ең алдымен ең жоғары өнімді омагнитикалық құрылғыларда және құбырлардың үлкен кимасында қолданған жөн. Мұнай өндіруде оларды, мысалы, ұнғымаға айдалатын суды магниттік өңдеу үшін қолдануға болады. АШПШ -ның қалыптасуының алдын алу үшін негізінен тұракты магниттер негізіндегі құрылғыларды пайдаланады. Магнитті өңдеу әсері өңдеу уақыты, өңдеуден кейінгі уақыт, полюс аралық кеңістіктегі ағым режимі, магнит өрісінің сипаттамасы және т. б. сиякты әртүрлі факторларға күрделі тәуелділікке ие.[8]

Магнитті өңдеу жоғары жиілікті және төмен жиілікті магниттік өрістермен жүзеге асырылуы мүмкін. Ең үлкен қызығушылық төмен жиілікті өрістер (50 Гц дейін), өйткені оларды тұракты магниттермен құруға болады. Егер сұйықтықтың жеке көлемі белгілі бір тұракты магниттер бойымен жылжытылса, онда магнит өрісінің әсерінен онда ағын болады. Оның параметрлері ағым режиміне, магнит сипаттамаларына, олардың пішіні мен кеңістіктегі орналасуына байланысты. Бұл жағдайда ағын тұракты немесе айнымалы магнит өрісімен берілген параметрлермен өндөлетін жағдайларды жасауға болады.

Магнит өрісінің жиілігін мына формула бойынша анықтайды

$$f \leq \frac{Q}{1800\pi d^2 s} \quad (3.1)$$

мұнда Q - айдалатын өнімнің шығысы, м3/сағ; d-күбырдың ішкі диаметрі, м; S-магниттер орталықтары арасындағы ең аз кашықтық м.

Тұрақты және ауыспалы өрістерді алу үшін магниттердің орналасуы 8-а.б. суретте келтірілген. (Сурет 3.1). күбыр ұзындығы бойынша магнит өрісінің кернеулігін өзгерту нұсқасы көрсетілген. Тұрақты магниттердің көмегімен синусоидалы емес, сонымен қатар магнит өрісінің басқа да түрлерін жасауға болады.

Сұйыктарды омагнізациялау құрылғыларының басты техникалық ерекшелігі жоғары молекулалы, жоғары градиентті магнит өрістерін жоғары, кейде жұздеген кА/м дейін кернеу амплитудаларын пайдалану болып табылады. Қазіргі уақытта кондырғыларды дайындау үшін сирек кездесетін металдары бар жоғары энергетикалық магниттер, атап айтқанда: самарий-кобальт қорытпалары негізінде немесе келесі сипаттамалары бар неодим-темір-бор (Nd-Fe-B) типі қолданылады.

Қалдық индукция Br ,мТл 1130-1250

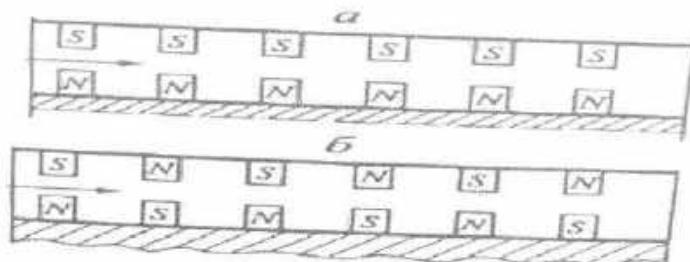
Коэрцитивті күш H кА/м 720-840

Энергетикалық жұмыс (ВН) тах, кДж/м3 224-280

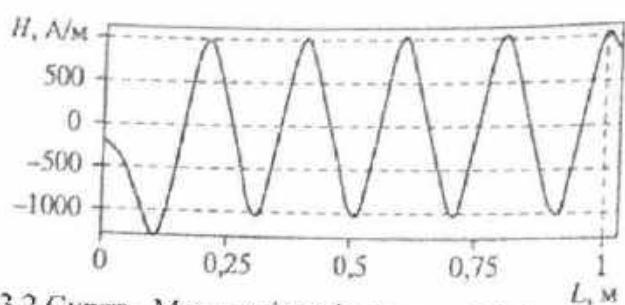
Максималды пайдалану температурасы, °С беріктігі, МПа: 100-150 иілу 270

сығылу 1000-1100

Тұрақты магниттердің сыртқы немесе ішкі орналасуын айтарлықтай техникалық және құрылымдық ерекшеліктерге әкеледі. Ишкі орналасу ең көп таралған түрлері: омагнитивті өрістің талап етілетін кернеулігін алу және жұмыс ариаларының қимасы бойынша өндөу режимі бойынша жақын және оңай болуы. Қолданылатын және ең тиімді магнит құрылғыларын қарастырайық. Жоғары параметрлері омагнитивті өріс алуы мүмкін құрылғы магниттері бар рулондық, плиталық. Бұл құрылғының схемасы 3.2-суретте көрсетілген. Құрылғыда бір-біріне қарама-қарсы орналасқан тұрақты магниттер бар, 2 жалпы магнит өткізгішпен біріктірілген. Магниттер бір-біріне әртүрлі полюстермен қарайды және сұйықтық ағыны осы полюстердің арасындағы саңылауда өтеді. Магниттөткізгіштің жұмыс арнасын құру және магниттерді бекіту үшін паздары бар күрделі пішінді сақиналы нысаны орналасқан.



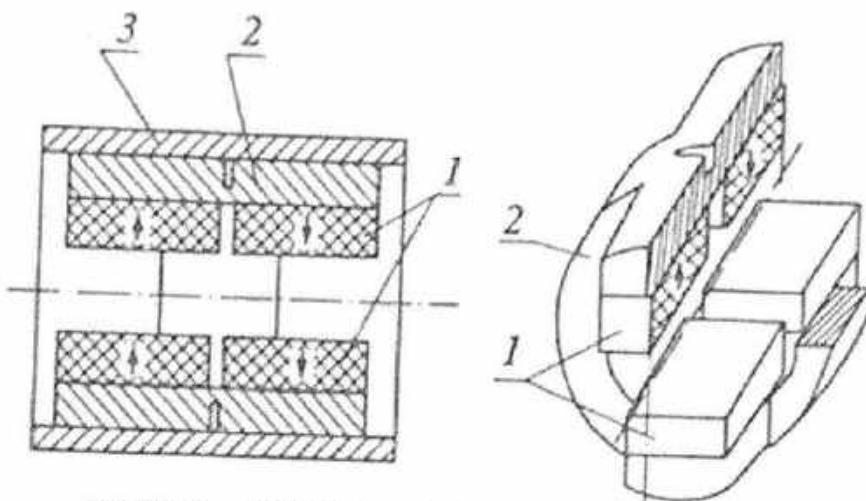
3.1 Сурет - Магнит орналасуы
а-тұракты, б-аудыспалы



3.2 Сурет - Магниттік өріс кернеулігінің аудыспалы синусоидалы озгеруі

$M = 0,006$ м. $T = 0,006$ м, $H = 0,030$ М. $K = 0,200$ м

Магнит өтетін беттің пішіні тегіс. М. т. h -магнит ұзындығы, ені және биіктігі, K-көрші магнит орталықтарының арасындағы қашықтық



3.3 Сурет - АШПШ шегінділерінің алдын алу үшін магнитті құрылғы
1 - тұракты магниттер, 2-магниттөткізгіш, 3-Кұбыр

Магниттік өндегу сұйықтықтың ағыны келденен магниттік өрістерде жүзеге асырылады. Сирек кездесетін металдары бар материалдардан жасалған магниттерді пайдалану кернеуі 150 кА/м дейінгі өрістерді алуды мүмкіндігін қамтамасыз етеді. Алайда, ішкі айырмашылығы бар конструкциялардың ең көп таралған магнитті түрі: құбырдың осіне бекітілген, сакиналы немесе цилиндрлік магниттері бар, магниттік периодтық жүйесі бар аксиальді симметриялық құрылғылар болып табылды.[36]

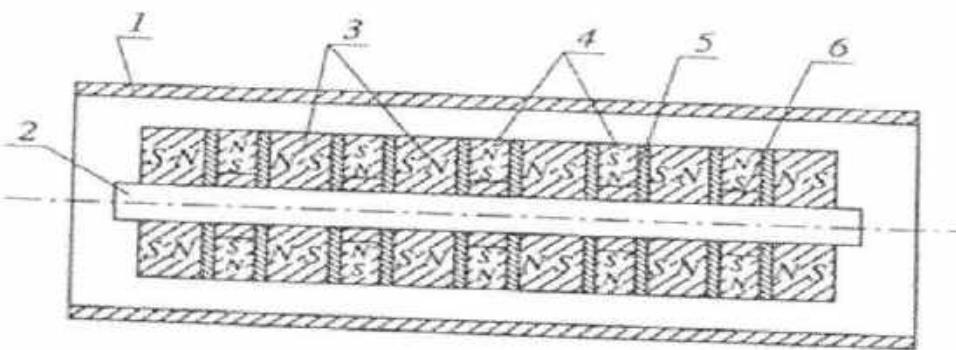
Суретте көрсетілген осындай құрылғының жіңіздердің колданылатын конструкцияларының бірі. (Сурет 3.1а), магниттелудің кезектесіп тұрған, олардың арасында 2 полюсті ұштықтар және магнит жұмсартқыш құбырдың осінде 3 орталықтанған магнитті емес өзегі бар сакиналы магниттері 1 бар. Магнитті жүйені бекіту өзекшениң шетіне орналастырылған сұйықтыққа арналған тесіктері бар орталықтандыратын шайбалармен жүзеге асырылуы мүмкін. Сұйықтыққа арналған арна магнит жүйесі мен құбыр арасындағы сакиналы санылау болып табылады. – (Сурет 3.1б) мұндай құрылғы үшін типтік, синусоидальға жақын сипаты бар, арнаның ұзындығы з бойындағы магнит өрісінің кернеулігінің Нг радиалды құрамдас сұйықтығының ағынына көлденен бөлу көрсетілген.[22]

3.1.2 Электро-магниттік тәсіл

Жоғары кернеуліктегі жоғары градиентті өрістерді алу үшін ұқсас конструкцияларды пайдаланады, бірақ оларда орнатылған магниттердің магниттілігінің құрамдастырылған бағыттарымен, яғни әртүрлі, көбінесе өзара перпендикуляр, магниттілік бағыттары бар магниттердің бір мезгілде пайдаланады.

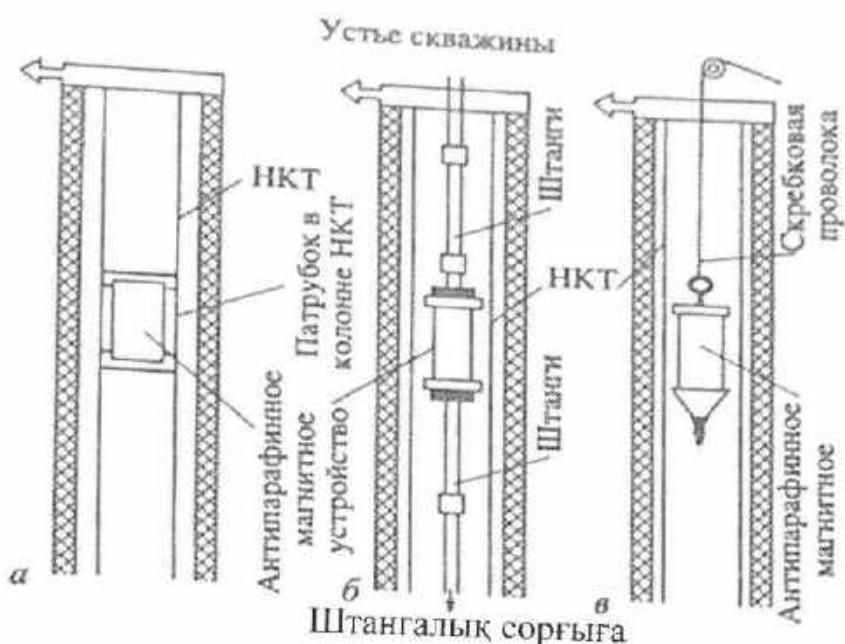
Саратов мамандарының құрылғысында, оның сұлбасы сур.3.3 көрсетілген, магниттіліктің өзара перпендикулярлы басқармалары бар сакиналы магниттер колданылған. Құрылғы магнитті-жұмсак құбыр 1, оның осінде 2 магнитті емес штогында, 3 аксиальді және 4 магнитті магнит тізбегі бекітілген. Аксиалды магниттелген магниттер радиальды магниттелген магниттермен кезектеседі, ал магниттіліктің бағыттары тізбектілікте құбырга айналдырылған полюстердің радиальды магниттердің полярлығы оларға жанасатын полюстердің аксиальды магниттердің полярлығымен бірдей. Магниттіліктің кезектесетін бағыттары аксиальды және радиалды магниттелген магниттері бар. Олардың арасында магнитті емес материалдан жасалған 5 төсемдер орналасуы мүмкін. Магнитті емес сакиналы төсемдер 6, 2 шток пен 3 магнит аксиальды магниттелген магниттер арасында орналасуы мүмкін (егер осы магниттердің ішкі диаметрі шток диаметрінен аспаң кетсе). Бұл құрылғыда сұйықтықты магнитті өндөу, сондай-ақ, негізінен, магнит өрістерінің ағынына көлденен, ал магниттік өрістің кернеулігінің радиальдық қурауышының ағынына Нг көлденен бөлуі шинаға-синусоидалы жүйеге жақын жүзеге асырылады.[22]

Магниттіліктің аралас бағыттары бар магниттік құрылғы өндөлетін сұйықтықтың барлық көлемінде және құрылғының барлық ұзындығы бойынша өрістің градиенттері мен кернеулігінің өте жоғары мәндерін алушы камтамасыз етеді, бұл АШПШ түзілуін болдырмау үшін аса маңызды.



3.4 Сурет - Сакиналы магниттердің магниттелуінің өзара перпендикуляры баянында бар күршілгы

1 - күбір, 2-магнитті емес шток, 3,4-аксиалды және радиалды магниттелген кондыргылар, тиісінше, 5 және 6-төсемдер.



3.5-сурет. Үнғымаларда магниттік депарафинизаторларды орнату тәсілдері
а- СҚҚ колоннасында, б-штангалар колоннасында, в-қырғыш сымында.

Өр түрлі күршілмадағы депарафинизаторларды үнғымаларда орнату тәсілдері (сур.3.5) көрсетілген . Депарафинизаторлар СҚҚ колонкасына салынады (сур.3.5, а) және штангалар колоннасына (сур.3.5, б) тиісті типтік бұранданың көмегімен салынады. Магниттік күршілфылардың конструкциясын жетілдіруге магниттік өріс параметрлерінің АШПШ-ға әсерінің және өндөу режимінің тәуелділігінің жеткілікісін зерттелуі айтарлықтай дәрежеде кедергі келтіреді. Бұл міндет маңызды болып табылады деп айтуға болады; ол сүйыктыққа магниттік әсердің одан әрі дамуын және мұнай өндіру тәжірибесіне магниттік күршілфыларды кеңінен енгізуі аныктайды. Алайда СҚҚ-да АШПШ- мен тұздардың түзілуін болдырмау (немесе елеулі төмендету), СҚҚ-күбірларының үстінгі

қабатының коррозиясын азайту мақсатында магниттік орістің мұнай-газ коспаларына әсер етуінен он әсер ету фактісінің өзі бір мәнді белгіленген. Тәжірибе көрсеткендегі, ұнғымаларда АШПШ-ның түзілуінің алдын алу үшін магнитті құрылғыларды, оларды тазартқаннан кейін, мүмкіндігінше химиялық еріткіштермен тазалаудың тиімді екенін көрсетеді. Бұл тазарту аралық кезеңді барынша ұлғайтуды және өндірілетін мұнай қолемін ұлғайтуды қамтамасыз етеді.

Магнитті құрылғыларды қолданудың экономикалық максаттылығын атап ету манызды. Магнит қондырғыларының өтелу мерзімі ~тазалау аралық кезеңнің ұзактығына байланысты 1-3 ай. Магнитті құрылғыларды пайдалану мерзімі кемінде 10 жыл екенін ескере отырып, оларды АШПШ-мен құресу үшін қолдану, ұнғымаларды тазалау бойынша түрлік түрлік санын азайту және ұнғымаларды тазалау кезінде мәжбүрлі тоқтап калу салдарынан мұнай шығындарын жою есебінен айтартылғанда үнемдеуге алып келеді. Бұл магнитті құрылғының енгізуден жылдық каржысы бірнеше онмындаған АҚШ долларын құрайды.[22,37]

3.2 Қорғаныс жабын материалдарын пайдалану тәсілі

3.2.1 Эмальданған СКҚ қолдану

Жабындар материалдарын таңдаудың негізгі талабы гидрофильді қасиеттері бар тегіс бетті (кедір-бұдырылқ шығыңқы бөлігінің білктігі 0,1 мм-ден кем) жасау мүмкіндігі болып табылады. Бұл талаптарға шыны, шыны эмальдар, бакелит лактары, эпоксидті шайырлар, бакелито-эпоксидті лактар және т. б. жауап береді. Қорғаныс жабындарының әдісін қолданудың экономикалық көрсеткіштері пайдаланылатын материалдың түріне, тазалау аралық кезеңге және т. б. байланысты. 4 жыл қызмет ету мерзімі кезінде ұнғымаларды парафин шөгінділерден (эмаль) футерленген қорғаныспен жабдықтауға арналған болжамды жылдық шығындар 74118 т.г құрайды. АШПШ-ға қатысты төмен адгезионды қасиеттері бар материалдардан жасалған қамтамасы бар құбырларды өнеркәсіптік пайдалану тәжірибесі Қазақстанда 40 жылдан астам тарихы бар, сонымен қатар мұнай өнеркәсібінде шыныланған құбырларды пайдаланудан басталды. Алғашқы өнеркәсіптік қондырғыларда пайдаланылған шынылау технологиясы өте қарапайым болды. СКҚ - ға екі жағынан дәнекерленген шыны баллон, "стеклодрот" салынды және бұл түрінде құбыр 700-800 °С температураға дейін электр-пеште кыздырылды. Құбырдың қабырғасындағы Парафин түзілген жок. Алайда, Мангышлақ кен орындарында әйнектелген құбырларды пайдалану тәжірибесі шыны мен болат құбырдың термиялық кенею коэффициенттеріндегі айырмашылықтарға байланысты қажетті термо-түрлік және жабынның механикалық беріктігі қамтамасыз етілмейтінің көрсетті. Жылу операциясынан кейін құбырларды салқыннату кезінде шыны қабықта қалдық кернеулер пайда болады. Пайдаланудың температуралық

жағдайлары өзгерген кезде бұл кернеулер шынының сығылу және созылу беріктігінен асып түседі, нәтижесінде шыны кабығы жарылады және төгіледі. Шыныланған құбырларды пайдаланудың осындай сәтті тәжірибесін ескере отырып, сондай-ак жаңа, негұрлым перспективалы жабындардың пайда болуына байланысты "Манғышлакнефть" бірлестігінде шыныланған құбырлар өндірісі токтатылды. Органикалық жабындар (бакелит-эпоксидті және эпоксидті-тасқомірлік металмен жақсы ілінісуге ие және тиісінше температуралық ауытқуларға жақсы карсы тұрды. Органикалық жабындардың негізгі кемшіліктері: олардың деструкциясы, құрылымының өзгеруі және уақыт өте келе барлық технико-экономикалық қасиеттерінің нашарлауы. Кемшіліктерге органикалық жабындардың тозуына төмөн қарсылыкты да жатқызу керек. Пайдалануда ең сенімді және берік болып шыныма-парафинге инертті сол жақ жабын саналады. Металл бетіт, ыстыққа төзімді, қышқылға төзімді және тозуга төзімді, нөлдік су жылытықшы, жылуфизикалық және физикалық-химиялық қасиеттері жоғары шыны эмаль жабыны отандық және шетелдік өнеркәсіптің кеңінен колданылады. "Манғышлакнефть" бірлестігінде эмальданған СКҚ 1965 жылдан бастап өндіріліп, пайдаланылды.[19]

Қазақстанның кен орындарында пайдалану шарттарына қатысты эмальдардың қандай да бір құрамдарының қолданылуын бағалау үшін ҚазНИПИ-де әртүрлі мақсаттағы топырақ және жабын эмальдарының 300-ден астам әртүрлі құрамдары жүйелендірілді және әр құрам үшін қасиеттер кешені есептелген. Ұсынылған эмаль құрамы және олардың қасиеттері 3.1 кестеде және 3.2 кестеде көлтірілген сонымен катар Өзен кен орынына эмальданған СКҚ өнеркәсіптік енгізу нәтижелері көрсетілген.

3.1 Кесте - Жапкыш эмаль қасиеттері

Көрсеткіштер	Олшем бірлігі	Жапкыш эмаль						
		495	496	497	498	499	500	501
Қалкуы Терм.ұлғаю коэф.	°с град ⁻¹ • 10 ⁻⁷	1170 270	1148 267	1270 220	1159 285	1159 302	1231 228	1189 281
Эмальдің металмен Ілінісуі								
Үзілу беріктігі	Дж	3,13	3,12	0,12	0,18	0,31	0,32	0,32
	МПа	65,5	61,8	69,3	65,3	59,3	63,6	62,5
Тығыздығы Беттік көрілу	г/см ² дин/см	2,75 285	2,84 281	2,4 315	2,61 286	2,65 277	2,46 288	2,51 278
Жылусыйымд.	кДж/кг К	0,56	0,57	0,42	0,89	0,6	0,67	0,66
Жылуоткізгіштігі Серлімділік модулі	кДж/м • с К МПа	0,01 59329	0,01 56428	0,01 63729	0,01 63768	0,01 58143	0,01 63680	0,01 63004

3.2 Кесте - Ұнгымалардың сулануына байланысты эмальданған СКК-лардың онеркесіптік енгізу нәтижелері (Өзен кен орны)

Сулан дыру шегі, %	Ұнг ым са ны	Мұнай шығымы м ³ /тәул		Сұйық шығымы , м ³ /тәул.		Профилактикалық өндөу саны		ПРС саны	
		орнат канга дейін	кейін	орнат канга дейін	кейін	орнат канга дейін	кейін	орнат канга дейін	Кейін
0-10	1	48	53,6	48	65,2				
10-30	19	33,7	37,0	30,5	26,1	27	1	22	11
30-50	25	26,1	27,9	45,6	53,3	30	8	20	18
50-60	14	27,9	25,7	59,7	48,5	14	16	22	13
60-80	22	18,6	18,6	59,3	58,7	28	14	32	15
80	7	8,0	9,9	57,8	54,8	14	6	4	3

Эмальданған СКК колданудан нәтиже орта тәуліктік дебитажиналардың (4,4% - га) есүі, профилактикалық іс-шаралар (2,4 есе) және жер асты жондеулері (1,8 есе) санының төмендеуі есебінен алынды. Дебиттің

өзгеруінің ұнғымалардың сулануына тәуелділігі аныкталды. Оңтайлы тиімділік сулылығы 10-нан 30% - да деін болатын ұнғымалар үшін белгіленген, сулылығы 30% - дан астам ұнғымаларда тиімді қолдану төмен. Эр түрлі мұнай кәсіпшіліктерінде орналасқан ұнғымаларда ішкі шыны-эмаль жабыны бар СКҚ пайдалану тиімділігін бағалау ұнғымаларды жер асты жөндеу және алдын алу іс-шаралары санының айтарлықтай төмендегенін көрсетті.[22]

3.3 Химиялық әдістер. Реагенттердің жіктелуі

Химиялық әдістер қазіргі уақытта АШПШ-мен күресуде кенінен қолданылады. Қолданылатын реагенттер мен олардың композицияларын екі үлкен топқа бөлуге болады: еріткіштер мен ингибиторлар.

Біріншісі - құбыр және жабдық бетінен ерітілген немесе диспергирленген күйде АШПШ-ны алып тастау. Механизмге сәйкес оларды кейде еріткіштер мен ингибиторларға қосымша бөледі.

Ингибиторлар парафин ыдырауды болдырмау үшін қолданылады. Олардың әсерінің негізінде сұйық және қатты фазалар арасындағы бөлімнің шекарасында болатын адсорбциялық процестер жатады.

Химиялық әдістер өндірілетін өнімге шөгінділердің түзілуін азайтады, ал кейде толық түзілдірмейді. Парафинның ыдырауы ингибиторлардың әсері негізінде сұйық фаза мен құбыр металдың беті арасындағы бөлү шекарасында болатын адсорбциялық процестерді жатқызамыз. Химиялық реагенттер суландырғыш, модификаторлар, депрессаторлар мен диспергаторлар болып бөлінеді. Суландырғыш реагенттер парафин кристалдарының құбырларға кедергі келтіретін гидрофильді пленканың бетімен және олардың сұйықтық ағынымен шығуына жағдай жасайды.[13]

Сулайтын ингибиторлар-был топтың ингибиторларының әсер ету механизмі мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының металл бетін полимерлі жоғары молекулалы полярлық адсорбциялық қабатпен гидрофилдеуден тұрады. Бұл қабат жабдықтың бетінде шөгінділердің қыскаруын қамтамасыз ететін, құрамында парафин бар мұнай фазасы үшін май болып табылады.

Адсорбциялық әрекет ингибиторларын қолдану технологиясының негізінде мұнай кәсіпшілігі жабдығын реагенттің Сулы ерітіндісімен, кейіннен белгілі бір уақыт ішінде құбырларда тұндыра отырып, мерзімді өндіреу жатады. Осы топтың тежегіштерін тиімді қолданудың шарты тежегіштерді қолдану алдында құбырларда қандай да бір шөгінділердің болмауы болып табылады.

Технологияның біркатор кемшіліктері бар: мерзімді тоқтаулар (ұнғымалардың жай тұруы), қабырғадан су-мұнай ағынымен қабат шайылуы, өндіреу участкесімен тиімді коргауды шектеу, жабдықты реагентпен ластау.

Модификаторлар кристалдардың ірілендірілу процесіне кедергі жасай отырып, парафин молекулаларымен өзара әрекеттеседі. Бұл кристалдардың козғалысын салмақты күйде ұстап тұруға ықпал етеді. Депрессаторлардың

әсер ету механизмі парафин кристалдарында молекулалардың адсорбциясы болып табылады, сонын салдарынан олардың агрегацияға және жиналу қабілеттілігі қынрайтылады.

Депрессаторлар тығыз шөгінділердің пайда болуының алдын алу процесіндегі іс-әрекет нәтижелері бойынша бірдей және оларды модификаторлармен бір топқа жиі біріктіреді. Депрессаторлар (депрессорлық коспалар) кату температурасын төмендететін және парафинді мұнайдың реологиялық қасиеттерін жақсартатын бірқатар қосылыстар деп аталады. Мұнайдың физикалық қасиеттері парафин кристалдарының өлшемі мен формасымен аныкталады. Депрессаторларды колдану дисперсиялықтың, объектілер мен құрылыштардың жоғары өсетін дисперсиялық фаза бөлігінің өзгеру дәрежесін азайтады. Табиги депрессорлар-мұнай құрамындағы асфальт және шайыр болып табылады.

Диспергаторлар-мұнай ағынын алып тастайтын, құбыр қабыргаларында парафин кристалдарының жиналуына кедергі келтіретін жұқа дисперсті жүйенің түзілуін қамтамасыз ететін химиялық реагенттер.

Химиялық әдістін маңызды кемшілігі жоғары құнмен катар кен орнын игеру процесінде пайдалану шарттарының тұрақты өзгеруіне байланысты тиімді реагентті таңдау құрделілігі болып табылады.[11,3]

3.3.1 АШПШ-ны жою және алдын алу құрамдарының тиімділігін бағалау үшін зертханалық әдістемелер

3.3.1.1 Суық цилиндр әдісі

АШПШ-мен күрестің химиялық әдісін таңдау өндірілетін өнімнің қасиеттерін мұқият зерттеуге, оның қабаттық кондырғылардағы, ұңғымадағы және жер усті жабдықтарындағы тәртібіне негізделеді. Накты химиялық реагенттерді таңдау АШПШ құрамын, оның қалыптасу механизмін және таңдалған химиялық реагентті нақты шөгінділердің болуына зертхана жағдайында зерттеуге негізделеді.

Өнеркәсіптік масштабтарда реагентті пайдаланудың түпкілікті шешімі таңдалған тәсілді өнеркәсіптік сынаудан кейін жүргізілетін объективті техникалық-экономикалық талдауға байланысты болады. АШПШ-ны жою және алдын алу құрамдарының тиімділігін бағалау үшін келесі зертханалық әдістемелер колданылады:

1."Суық цилиндр" әдісі ("суық өзек"). Ингибитордың эффективтілігін цилиндрдің бетінде бөлінген, парафиннің кристалдану температурасынан төмен салқындастырылған, парафиннің еру температурасынан жоғары қыздырылған және ингибитордың белгілі бір мөшері бар мұнайдан жасалған АШПШ-ның мөшері бойынша аныктайды. Бағалау әдістемесі мыналардан тұрады: Магнитті араластырылған жабдықталған термостатталатын моншада мұнайдың белгілі бір мөшерін (400 мл) және ұнтақталған парафинді мұнайдадағы парафиннің еру температурасынан жоғары 40 г қыздырады, содан кейін микрошиппен 0,02; 0,04; 0,08; 0,1 мл

мөлшерінде ингибиторды біртіндеп енгізеді. Температураны тұрактандырғаннан және ұстаганнан кейін парафинді толық ерігенге дейін мұнайға парафинді кристалдау температурасынан төмен температурамен сумен салқындастылатын 20-30 мин цилиндр (биіктігі 130 мм, диаметрі 35 мм) түсіріледі. Тұнбасы пайда болған Цилиндр мұнай бар сыйымдылықтан алынады және одан мұнай калдықтары толық ағып болғаннан кейін өлшенеді. Ингибитордың түрлі дозаларында шөгінділердің массасы және оның әсер ету тиімділігінің өлшемі болып табылады. Салыстырмалы сынақтар кезінде тиімділікті есептеу ($\mathcal{E}, \%$) мынадай формула бойынша жүргізіледі.

$$\mathcal{E} = \left(\frac{P_0 - P}{P_0} \right) \quad (3.2)$$

мұндағы P_0 - бақылау тәжірибесіндегі шөгінділердің массасы (ингибиторсыз), г; P -мұнайдағы ингибитордың әртүрлі концентрациясы кезіндегі АШПШ шөгінділерінің массасы, г.[12]

3.3.1.2 "НИИнефтепромхим"ААҚ әзірлеген АШПШ-ны жою үшін құрамдардың тиімділігін бағалау әдісі

"НИИнефтепромхим"ААҚ әзірлеген АШПШ-ны жою үшін құрамдардың тиімділігін бағалау әдісі. АШПШ-ны прессформаның ұяшықтарына тиейді, бұранданың көмегімен нығыздалады және тен өлшемдегі цилиндрлер түрінде сыйылады. Ұяшықтарының мөлшері 1,5 x 1,5 мм металл тордан (жез немесе тот баспайтын болаттан) жасалған себетке салынған. АШПШ цилиндрлік ұлғисін таразыда өлшайді және т- 30 мл ерітіндісі бар термостатталатын ыдыска ілінген күйінде салады. Үйдістың түбіне оны еріткішпен толтырғанға дейін бетін гидрофилизациялайтын 1,5-2,0 см³ тазартылған су құйылады. Ұлғіні еріткішке батыру сәті тәжірибелін әзірлеу болып саналады. Ерітіндіде 180 мин бойы ұсталаудан кейін себеттер алынады және еріткіштің бетінен булану үшін кептіргіш шкафтағы ілгешке ілінеді. Еріткіштің толық булануы (m₃) себеті бар ұлғі салмағының тұрактылығына қол жеткізумен анықталады. Қалған еріткішті су кабатынан бөліп алады, ал өлшемен агломерат АШПШ-ны тәжірибе температурасы кезінде қағаз сүзгішінде сүзеді. Сүзгіні кептіргеннен және оны тұракты салмаққа жеткізгеннен кейін диспергацияланатын агломераттың (m₂) массасын табады. Ұлғі массасының жалпы жоғалуы келесідей түрде: $m = m_1 + m_2$

мұндағы m_1 және m_2 -тиесті ыдырау және еріту есебінен массаның жоғалуы, г.

Ұлғіні еріту есебінен массаның жоғалуын мына формула бойынша анықтайды:

$$m_1 = m_0 - (m_3 - m_2)$$

мұнда m_0 - себеті бар ұлғінің бастапқы салмағы, г.

Реагенттің жалпы тиімділігі ($\mathcal{E}, \%$) мынадай формула бойынша анықталуы мүмкін:

$$\vartheta = \left(\frac{m_0 - m_3}{2} \right) * 100 \quad (3.3)$$

Реагенттің еритін және диспергациялайтын тиімділігі сол сияқты бөлек анықталуы мүмкін. Тиімділікті анықтаудың көрсетілген әдістемесі статикалық және динамикалық жағдайларда пайдаланылуы мүмкін, соның жағдайда үлгісі бар себет айналмалы немесе қайтарымды-ұдемелі қозғалысқа экеледі.[2]

3.3.1.3 Парафин ингибиторлары

Ингибиторлар-адгезиялық әсер ететін ингибиторлар (сулағыштар):

- түрлендіргіштер,
- депрессаторлар,
- диспергаторлар,
- жуу әсері тежегіштері (детергенттер).

Тежегіштер мынадай талаптарға сай болуы тиіс:

- мұнай, мұнай өнімдерінің сапасына және мұнай өндеу процестеріне ықпал етудін болмауы;
- орташа токсикологиялық және өрт қауіпті қасиеттері;
- өндірілетін мұнайдың 1 т-на (сусыз да, сусыз да) 50-250 г реагенттерінің шығыны кезіндегі ингибиторлар тиімділігінің болуы.

Адгезиялық әсер ететін ингибиторлар (сулағыштар).

Осы топтың ингибиторларының әсер ету механизмі мұнай кәсіпшілігі жабдығының металл бетін жабдықтын бетінде шөгінділердің адсорбциясына кедергі келтіретін және оларды сұйықтық ағынымен шыгаруға жағдай жасайтын полимерлі жоғары молекулалы полярлық адсорбциялық қабатпен гидрофилдеуден тұрады. Осы топтың агенттерін тиімді колданудың шарты оларды пайдалану алдында құбырларда кандай да бір шөгінділердің болмауы болып табылады. Ингибиторларды колдану технологиясының негізінде мұнай кәсіпшілігі жабдығын реагенттің сулы ерітіндісімен кейіннен белгілі бір уақыт ішінде құбырларда тұндыра отырып, мерзімді өндеу жатады. Технологияның бірқатар кемшіліктері бар: мерзімді тоқтаулар, су-мұнай ағынының қабырғаларынан қабатты шайып кету, өндеу участекін тиімді корғауды шектеу, жабдықты реагентпен ластау. Адгезиялық әсер ететін ингибиторлардың негізін мыналар құрайды: полиакриламид (ПАА), сілтілі металдардың силикаттары, синтетикалық полимер баз су ерітінділері (органикалық аминдер, сульфаттар, фосфаттар және т.б.).

Ингибиторлар тобына келесі индекстермен реагенттер жатады: полиамфолит СРА, Е2846-1, Е2846-Н (ГФР "Хекс" фирмасы), РБИ-1, РБИ-2, ИКБ-1, ИКБ-2 және т.б.

Полиакриламид. Кәсіпшілікте пайдаланылатын гидролизденген полиакриламид (ПАА) - суда салыстырмалы түрде жақсы еритін және тіпті аз концентрацияларда да жоғары тұтқыр ерітінділерді беретін жоғары

молекулалы қосылыш. Судың 70-80 °С дейін қызуы оның ерігіштігін жақсартады.

Өнім 7-8% гельді немесе ұсақ түйіршікті ақ ұнтақ түрінде шығарылады. ПАА су ерітіндісінде катионды-анионды полиэлектролиттің қасиеттерін көрсетеді. Гидролизденген ПАА суда жақсы диссоциацияланады, катионды ыдыратады. Гидролизденген ПАА ерітінділерінің мұнаймен шекарада тәменгі беттік керілуі болады. АШПШ қоспаларының алдын алу мақсатында СКК-ны өндеудін екі тәсілі қолданылады.[41]

Бірінші. Басқа заттармен (мысалы, сұйық шынымен) композициядағы құбырлардың ішкі үстіңгі жағында жабынды қабатын алдын-ала жасау. Бұл жағдайда 2%-ға дейінгі концентрациялық ПАА-ның және 3% - ға дейінгі сұйық шынының жоғары тұтқыр ерітіндісі қолданылады. Жабу арнайы ванналарда жүргізіледі. Алдын ала тазартылған және майсыздандырылған құбырлар ваннаға батырылады, 20 мин ұстайды, еніс стеллаждар астында орнатылады, шамамен 1 тәуліктен кейін ұнғымага түсіріледі.

Екінші. Ұнғыманы жер астында жөндегеннен кейін, СКК толық тазартылып, құбыраалық кеңістікке 1,5-2 м3, 0,05-0,1% ПАА ерітіндісін құяды және ұнғыманы жұмыска жібереді. Одан әрі 10-15 тәулік сайын құбыраалық кеңістікке 200-300 л 0,1%-дық ерітіндіні құйып отырады. Бұл СКК бегінде гидрофильді пленканы қалпына келтіруге мүмкіндік береді. Ұнғыманың дебитіне, қолданылатын жерасты жабдықтарына, сондай-ақ сулануына байланысты ПАА ұнғымасын өндеу кезеңділігі 7-ден 20 тәу-ге дейін және одан да көп уақытты құрайды. БОТЭС жабдықталған ұнғымалар үшін 0,05% концентрациясы бар ерітіндіні қолдану қажет. БОТЭС жабдықталған скважиналарды өндеу мерзімділігі ТСШҚ жабдықталған скважиналарға караганда 50-60% артық. Монографиялық зерттеулер негізінде мұнай кәсіпшіліктерінде БӘЗ (МЛ-80, ВРК, НМК) және полиакриламид (ПАА) полимерлері, полиэтиленоксид (ПЭО), карбоксиметилцеллюлоз (КМЦ) көпфункциялы композицияларын енгізу ұсынылды.[16]

БӘЗ көпфункционалды композицияларға жоғары молекулалы суда еритін полимерлерді коскан кезде композициялардың физикалық сипаттамалары өзгереді, ауа-сұйықтық шекарасында беттік керілу азаяды, мицелл тұзудің сыни концентрациясы азаяды. Парапинді мұнайдың БӘЗ полимері бар көпфункциялы композицияларды енгізу оның реологиялық қасиеттерін өзгертеді, бұл ретте түрлі полимерлер әр түрлі әсер етеді: ПЭО мен КМЦ қоспалары ығысу мен тұтқырлықтың шекті кернеуін азайтады; ПАА мұнайды серпімді қасиеттер бере отырып, осы параметрлерді бірнеше есе арттырады.

3.3 Кесте - БӘЗ-дің композицилік компоненттік құрамы

Коспа құрамы	Компонент үлесі ,% (сал.)	
	Композиция ПАВ	Полимер
Композиция ПАВ+ПЭО	99,95	0,05
Композиция ПАВ+ПАА	99,95	0,05
Композиция ПАВ+КМЦ	99,5	0,5

АШПШ-ны тежеу үшін құрамында полимер бар БӘЗ композицияларын қолдану оларды мұнайға су ерітінділері түрінде 50 г/м3 мөлшерінде косу кезінде ТМК-га қатысты ингибирлеу тиімділігінің өзгеруінің келесі сипаты орын алатынын көрсетті:

коспасы НМК + 0,05% ПЭО;

0,1% - дық су ерітіндісі қоспаның тиімділігін 34-ке арттырады%,
коспасы НМК + 0,5% КМЦ;

0,2% су ерітіндісі қоспаның тиімділігін 31-ке арттырады%,

0,3% - дық су ерітіндісі қоспаның тиімділігін 28% - га арттырады.

Жалпы полимерлерді енгізу база негізгі композицияларына тән негізгі сипаттамаларды сактайты, ал кейбір жағдайларда қүшетеді. Бұдан баска, полимерлер тұтқыр-айналмалы қасиеттер қоспаларын береді, олар кенжар маңы аймағын өндеу кезінде қабаттың әсермен қамтылуын арттыруға, жоғары тұтқыр суланған мұнай мен су-мұнай эмульсиясын тасымалдау кезінде гидравликалық кедергілердің төмендеуі тиімділігінің өсуіне, парафин және тұздынгидролеуші қабілеттіліктің артуына, сондай - ақ АШПШ -ны негұрлым тиімді шаюға қабілетті.[29]

3.3.1.4 СНПХ-7821 ингибиторын талдау

Жобалық жұмыс шенберінде Тәдин мұнайына «СНПХ-7821» АШПШ-та қарсы ингибиторына сынап жүргізілді. Зерттеу үшін 23-ші ұнғыма 4-ші бұтанаң мұнайы пайдаланылды, себебі бұл ұнғымалардың аз дебиті бар: 52,3 т/тәул. Таңдау төмен дебитпен ұнғымалардағы мұнай козғалысының жылдамдығы жоғары дебитпен салыстырғанда төмен, демек, шөгінділердің карқындылығы жоғары, бұл ағының турбулизациясының ұлғаюымен және нәтижесінде парафин мен асфальт-шайырлы заттардың өлшенген бөлшектерін флотациялайтын құбыр бетінен көпіршіктердің пайда болу және узу жиілігінің ұлғаюымен түсіндіріледі. Сонымен қатар, козғалыстағы ағын құбыр қабырғаларынан шөгінділердің бір бөлігін үзеді, сағадан 0-50 м интервалдағы шөгінділердің күрт төмендеуін түсіндіруге болады, сондай-ақ ағымның үлкен жылдамдығына ие, ол салқындауга төзімді болады, бұл да АШПШ түзілу процесін баяулатады.

Ингибитор тиімділігі үш параметр бойынша бағаланды:

- мұнайдың қату температурасының төмендеуі (МЕМСТ 5066-91);
- мұнай тұтқырлығының профиліне реагенттердің әсері (МЕМСТ 33-2000);
- АШПШ ингибиторының тиімділігі ("сұық өзек әдісі").

Жұмыс дозасы: 200 грамм ингибитор – 1 тонна мұнайға. "СНПХ-7821" АШПШ ингибиторының Тәдин кен орнының мұнайын сынау нәтижелері скв.23, 4-ші бұта

Алынған деректердің негізінде "СНПХ-7821" парафин жабдықтарының тежегіші қанағаттанарлық нәтижелер береді, бірақ тиімділігі жоғары емес.

Жаңа буын ингибиторын зерттеу

Әр түрлі кен орындарының ұғымаларын химиялық өндеге қатаң жеке келу керек. Ванкор кен орнында "СНПХ-7821" ингибиторын пайдалану тәжірибесіне толық сенуге болмайды Ванкор және Сузун мұнайы құрамы бойынша айтарлықтай ерекшеленеді. Бұл корытынды АШПШ жаңа тежегішін құру қажеттігіне алып келеді.

«СНПХ-7821» АШПШ ингибиторының келесі құрамы бар:

- гексан (50%);
- толуол (40%);
- этилбензол (8%);
- диэтилбензол (2%). [45]

3.3.1.5 "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторын талдау

Қазіргі уақытта кең қолданылатын асфальтшайырлы-парафинді шөгінділердің түзілуін болдырмау жөніндегі бағыт зерттеулерге негізделеді, оның нәтижесінде мыналар аныкталды: белгілі бір қасиеттерге ие химиялық косылыстардың мұнайға немесе мұнай эмульсиясына мөлшерленуі шөгінділердің түзілуін азайтады, ал кейде толық алдын алады. АШПШ түзілімдер ингибиторлары реагенттерінің әсерінің негізінде сұйық фаза мен катты бет арасындағы бөлу шекарасында болатын адсорбциялық процестер жатады. Бұл белгі бойынша ингибиторлар: сұлайтын, модификаторлар, депрессаторлар және диспергаторлар болып болінеді.

Сұлайтын агенттердің әсер ету механизмі металдың бетінде гидрофильді пленка құбырларының пайда болуына, парафин кристалдарының құбырларға адгезиясына кедергі жасайтын және оларды сұйыктық ағынымен шыгаруға 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 қүйде ұстап тұруға ықпал етеді. Депрессаторлардың әсер ету механизмі олардың молекулаларын парафин кристалдарында

адсорбциялаудан тұрады, бұл олардың агрегацияга және жинақтауға қабілеттілігін киындалады.

Диспергаторлар-мұнайдың жылу өткізгіштігінің жоғарылауын қамтамасыз ететін және парафиннің кристалдану процесін баулататын химреагенттер. Нәтижесінде парафиннің ағында өлшенген күйде болу уақыты және ондағы сұйықтықтың көтерілуі ықтималдығы артады. Соңғы жылдары көптеген зерттеу орталықтары мен кәсіптік инженерлер галымдарының күш – жігерінің арқасында әр түрлі тиімділік дәрежесімен қолданылатын парафин ингибиторлары-бірқатар химиялық заттар күрүлди. Олардың бірі "КОЛТЕК ДН 3130" болып табылады – көмірсутекті еріткіштегі беттік-белсенді заттардың арнайы таңдалған комбинациясын білдіреді және бар парафинді шөгінділерді тиімді жоюға және мұнай мен газ өндіру кезінде олардың түзілуін бақылауга арналған.

"Диспергатор" КОЛТЕК ДН 3130 " парафин және асфальт шөгінділеріне өтеді, оларды ерітеді және жүйеден жояды. Мұндай ену көмірсутегі ағында парафиннің ауыр молекулаларының еруін тиімді жаксартады. Жүйенің шөгінділерден тазартылуына қарай, диспергатор "КОЛТЕК ДН 3130" металл бетінде жұқа пленканы түзеді. Пайда болатын пленка парафинді немесе мұнайға батырылған қатты бөлшектерді итереді, осылайша жүйені таза ұстап тұрады. "Дн 3130 КОЛТЕК" үнемі қолдану парафинді тығындардың түзілуін азайтады және мұнай мен газ өндіруді едәуір арттырады. Парафиннің басқа диспергаторларына қарағанда, "КОЛТЕК ДН 3130 " адам ағзасына әсер ету бойынша қауіптілігі жағынан төмен реагент болып табылады.

"Дн 3130 КОЛТЕК" үнғымаларда, технологиялық құбырларда, резервуарларда, бұргылау штангаларының косылыстарында түзілетін парафинді жинақтау нәтижесінде пайда болатын пайдалану киындықтарын барынша азайтуға дейін жеткізеді және ағындардың өтуін шектейді. "КОЛТЕК ДН 3130" дұрыс қолдану мұнай мен газ өндіру процесінің өнімділігін арттырады, жабдықтың пайдалану кезеңін ұзартады, пайдалану шығындарын едәуір тәмендетеді және тоқтап қалуды азайтады, термо-өңдеу тиімділігін едәуір арттырады, ал кейбір жағдайларда оны толығымен жояды. "КОЛТЕК ДН 3130" резервуарлардағы парафин шөгінділерін жою және реттеу үшін, үнғыма кенжарларындағы жабдықтарда, шығару желілерінде, жердегі жабдықтар мен құбырларды тазалау үшін табысты қолданылады. "Дн 3130 КОЛТЕК" қысыммен ұнғымага айдау кезінде, сорғы-компрессорлық құбырларды, шығару желілерін, резервуарлар мен құбырларды тазалау үшін колданылады. Бұл ретте реагентті енгізуін әртүрлі тәсілдері қолданылуы мүмкін: қоспаның айналуымен байланысты порциялық, үздіксіз (тұракты беру), суландыру.

Химиялық реагенттерді қолданудың тиімділігі шөгінділер пайда болған аймақтарда онтайлы концентрацияны алуға байланысты. Бұған қол жеткізу үшін кажетті жабдықтар кешені болуы керек:

- Қажетті уақытты сақтау және реагенттердің жұмысқа қабілеттілігін колдау (температуралық режим, араластыру, шығындарды есепке алу);
- Ең жоғары дәлдікпен дозалау;
- Реагентті ұнғыманың немесе құбыр жүйесінің берілген нұктесіне тасымалдау. Олардың бірі құбыржолдарға, Мұнай және газ өндіретін ұнғымаларға химиялық реагентті мөлшерлеп беруге арналған жабдық кешені болып табылады, ТУ 3667-005-50265270-03 бойынша "шыгарылатын" химиялық реагентті мөлшерлеп беруге арналған жабдықтар", "Синергия-Лидер" ЖШҚ кәсіпорны.

Реагентті беру ұнғымалық құбыр арқылы ұнғыманың кез келген деңгейіне жүргізілуі мүмкін, бұл шөгінділердің пайда болған жеріне беруінің арқасында реагенттерді қолданудың барынша тиімділігіне кол жеткізуге көмектеседі. ДРК перфорация аймагына, терендік сорғыны қабылдауға, ұнғыманың құбыр сыртындағы кеңістігіне, сондай-ақ мұнайды жинау және дайындау жүйесіне беруге мүмкіндік береді. Бұл жабдықпен кез келген ұнғыманы оның мақсатына қарамастан жабдықтауға, сондай-ақ химиялық пайдалануға болады.[44]

4 Техника-экономикалық бөлім

4.1 "СНПХ-7821" АШПШ-ға қарсы ингибиторының тиімділігін бағалау

1. АШПШ-мен күресу үшін жабдықтардың құны (кестені караңыз.8).

Ұнғыманы монтаждау үшін "химиялық реагентті дозалап беруге арналған жабдықтың" құны. №23 ұнғымада 3562097,58 тг құрайды.

2. " СНПХ-7821" ингибиторының құны 1л үшін 800,4 тг . Демек, сұйықтық бойынша осы дебитке құны 200,4 литр диспергатор қажет болады:

Құны = $200,4 * 800,4 * 360 = 57744057,6$ тг.

3. Істық мұнай өндіреу шығындары.

Істық мұнай өндіреу қажеттілігі жоқ.

4. АШПШ мәжбурлі бос тұрып калу кезінде алынбаған мұнай үшін жіберілген түсім.

Шығын жоқ.

6. Электр энергиясына шығындар.

Есептеу бойынша, генератормен жұмыс істей кезінде. № 23 ұнғыда Тәдін кен орнында "химиялық реагентті беруге арналған жабдықтар" 20 кВт дейін тұтынады, құны 8,7тг. 1сағ/кВт , 1жыл үшін:

$$Z_{\text{эл}} = 360 * 24 \text{сағ} * 20 \text{кВт} * \frac{8,7 \text{тг}}{\text{кВт}} * \text{сағ} = 1503360 \text{ тг} \quad (4.1)$$

Алынған деректерді кестеге енгіземіз кесте.4.1 және кесте.4.2.

4.1 Кесте

Атауы	Өлшем бірл..	Саны	Бағасы, тг.	Сомасы тг
Химреагентті мәлшерленген беруге арналған жабдық	Дана	1	3562097	3562097

4.2 Кесте - Енгізілетін әдістің күрделі салындары (АШПШ диспергаторы) Енгізілетін әдістің жылдық пайдалану шығындары)

Жалпы шығындар	Өлшем бірл.	Мәні
Диспергатор " СНПХ-7821"	Тг	57744057,6
Ағымдагы жөндеуге арналған шығындар	Тг	-
Істық мұнай өндіреу шығындары	Тг	-

Токтап тұруы себебінен жөндеу	Тг	-
Энергия шығындары	Тг	1503360
Жыныс	Тг	59247417,6

Мұнай кен орындары үшін енгізілетін іс-шараның техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу(АШПШ-ға қарсы диспергатор)

Мұнай өндіру өсімін есептеу

Іс-шараны жүргізуден косымша мұнай өндіруді мына формула бойынша анықтауға болады:

$$Q_{\text{кос}} = Q_2 - Q_1 \quad (4.2)$$

Мұндағы Q_2 – диспергаторды колданған кезде мұнай өндіру, т (кестені қарандыз. 5.6.); Q_1 – бастапқы қолданылатын әдістермен мұнай өндіру, т (кестені қарандыз. 10.)

Әрбір ұнғыма бойынша мұнай өндіру көлемін есептеу

$$Q = q \cdot T \cdot K_e \quad (4.3)$$

мұндағы -q орташа тәуліктік Q дебит, т/тәул; - T пайдалану кезеңі, тәулік; K_e - пайдалану коэффициенті.

Пайдалану коэффициентін есептеу

$$K_e = \frac{T_e - t_{\text{жай}}}{T_e} \quad (4.4)$$

мұнда T_e - ұнғыманың күнтізбелік жұмыс уақыты, тәулік; $t_{\text{жай}}$ - ұнғыманың тұрып қалу уақыты, тәулік

Диспергаторды колданғанда:

$$K_{e2} = \frac{365 - 12}{365} = 0,967$$

Нақты қолданылатын әдіс кезінде:

$$K_{e1} = \frac{365 - 19}{365} = 0,948$$

Мұнай өндіру өсімін есептеу:

$$Q_{\text{доп}} = 80 \cdot 0,967 \cdot 360 - 52 \cdot 0,948 \cdot 350 = 10596 \text{ m / жыл}$$

Жылына өндеу саны-65;

1 өндеу үшін пайдаланылатын мұнай мөлшері-22 т;

Ұңғымалар саны-1;

Барлығы: $65 \cdot 22 \cdot 1 = 1430$ т.

Мұнай өндірудің барлық өсімі тең (кестені қараңыз. 4.3.):

$$Q_{don} = 10596 + 1430 = 12026 \text{ м/жыл}$$

4.3 Кесте - Ұңғыманы пайдалану режимін оңтайландыру нәтижелері

№ Ұңғима	Ингибиторды енгізгенге дейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул	Ингибит орды енгізген нен кейінгі орташа тәулікті к дебит, т / тәул	Өсім , т/тәу л.	Ингибито рды енгізгенге дейін мұнай өндіру(Q1), т / жыл	Ингибитор дыеңтізген нен кейін мұнай өндіру(Q2), т / жыл	Косым ша мұнай өндіру, т / жыл
23	52	80	28	20117,24	30713,24	12026

Экономикалық тиімділікті мына формула бойынша есептейміз:

$$\text{Эффект} = P - \Delta\mathcal{E} = 462652246 \text{ тг.} - 334591102 \text{ тг.} = 128061144 \text{ тг} \quad (4.5)$$

Мұндағы P -нәтижелерді құндық бағалау (косымша өндірілген мұнайды сатудан түскен түсім):

$$P = Q_{don} \cdot \mathcal{U} = 12026 \text{ м/жыл} \cdot 38471 \text{ тг/м} = 462652246 \text{ тг} \quad (4.6)$$

Мұнда Q_{don} - мұнайды косымша өндіру, т/жыл; \mathcal{U} - жалпы деректер бойынша ішкі нарықта мұнайды сатудың орташа бағасы, тг./т;

$\Delta\mathcal{E}$ - шығындардың құндық бағасы:

$$\Delta\mathcal{E} = C_2 \cdot Q_{don} + Z_{sum} = 22599,5 \text{ тг./м} \cdot 12026 + 62809515,2 \text{ тг./жыл.} = 334591102 \text{ тг} \quad (4.7)$$

Мұндағы C_2 -жаңа әдісті енгізгеннен кейін мұнай өндірудің өзіндік құны:

$$C_2 = \frac{Q_e \cdot C_1 + Z_{sum}}{Q_e + Q_{don}} \quad (4.8)$$

$$C_2 = \frac{1042410 \text{ м} \cdot 22800 \text{ тг./м} + 62809515,2 \text{ тг.}}{1042410 \text{ м} + 12026 \text{ м}} = 22599,5 \text{ тг./м}$$

Мұндағы Q_e -кен орнында мұнай өндірудің жылдық көлемі, т; Z_{sum} - жылдық күрделі салымдар + іс-шараларды енгізуге арналған жылдық ағымдағы шығындар:

$$Z_{sum} = 3562097,58 \text{ тг/жыл} + 59247417,6 \text{ тг/жыл} = 628095152 \text{ тг/жыл} \quad (4.9)$$

Қосымша өндірілген мұнай және мұнай өндірудің өзіндік құнын өзгерту есебінен АШПШ-ға қарсы күрес әдісін ауыстыру кезінде кәсіпорын алатын пайда:

$$P = 128061144 \text{ m}^2 [42,43]$$

4.2. "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының тиімлілігін бағалау

Осы әдісті енгізгеннен кейін АШПШ-мен күрестің қандай да бір басқа тәсілдерін пайдалану қажеттілігі жойылады. Тәдін кен орнының № 103 үнғымасында "дозаланған химиялық реагентті беруге арналған жабдықтар" 15 кВт-ка дейін тұтынылатын болады.

1. АШПШ-мен күресу үшін жабдықтардың құны (кестені қараңыз. 11.).

Үнғыманы монтаждау үшін "химиялық реагентті дозалап беруге арналған жабдықтың" құны. №103 үнғымада 2262097,58 тг құрайды .

2. "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының құны 1л үшін 883 тг . Демек, сұйықтық бойынша осы дебитке құны 180,8 литр диспергатор қажет болады:

$$\text{Құны} = 180,8 * 883 * 360 = 57472704 \text{ тг.}$$

3. Істық мұнай өндіеу шығындары.

Істық мұнай өндіеу қажеттілігі жок.

4. АШПШ мәжбүрлі бос тұрып калу кезінде алынбаған мұнай үшін жіберілген түсім.

Шығын жок.

6. Электр энергиясына шығындар.

Есептеу бойынша, генератормен жұмыс істеу кезінде. № 103 үнғыда Тәдін кен орнында "химиялық реагентті беруге арналған жабдықтар" 15 кВт дейін тұтынады, құны 8,7тг. 1сағ/кВт , 1жыл үшін:

$$Z_{\text{эл}} = 360 * 24 \text{сағ} * 15 \text{кВт} * \frac{8,7 \text{тг}}{\text{кВт}} * \text{сағ} = 1127520 \text{ тг} \quad (4.10)$$

Алынған деректерді кестеге енгіземіз. Кесте.4.4 және кесте. 4.5.

4.4 Кесте

Атауы	Өлшем бірл..	Саны	Багасы, тг.	Сомасы тг
Химреагентті мөлшерленген беруге арналған жабдық	Дана	1	2262097	2262097

4.5 Кесте - Енгізілетін әдістің күрделі салындары (АШПШ диспергаторы) Енгізілетін әдістің жылдық пайдалану шығындары)

Жалпы шығындар	Олшем бірл.	Мәні
Диспергатор "КОЛТЕК ДН 3130"	тг	57472704
Ағымдағы жөндеуге арналған шығындар	тг	-
Быстық мұнай өндіреу шығындары	тг	-
Тоқтап тұруы себебінен жөндеу	тг	-
Энергия шығындары	тг	1127520
Жиыны	тг	58600224

Мұнай кен орындары үшін енгізілетін іс-шараның техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу (АШПШ-га карсы диспергатор)

Мұнай өндіру өсімін есептеу

Іс-шараны жүргізуден қосымша мұнай өндіруді мына формула бойынша анықтауга болады:

$$Q_{\text{кос}} = Q_2 - Q_1 \quad (4.11)$$

Мұндағы Q_2 – диспергаторды колданған кезде мұнай өндіру, т (кестені караңыз. 5.6). Q_1 – бастапқы қолданылатын әдістермен мұнай өндіру, т (кестені караңыз. 5.6.).

Әрбір ұнғыма бойынша мұнай өндіру көлемін есептеу

$$Q = q \cdot T \cdot K_3 \quad (4.12)$$

мұндағы -q орташа тәуліктік Q дебит, т/тәул; - T пайдалану кезеңі, тәулік; K_3 – пайдалану коэффициенті.

Пайдалану коэффициентін есептеу

$$K_3 = \frac{T_k - t_{\text{жай}}}{T_k} \quad (4.13)$$

мұнда T_k - ұнғыманың күнтізбелік жұмыс уақыты, тәулік; $t_{\text{жай}}$ - ұнғыманың тұрып қалу уақыты, тәулік

Диспергаторды колданғанда:

$$K_{32} = \frac{365 - 11}{365} = 0,97$$

Нақты колданылатын әдіс кезінде:

$$K_{\vartheta_1} = \frac{365 - 20}{365} = 0,95$$

Мұнай өндіру өсімін есептеу:

$$Q_{don} = 104,32 \cdot 0,97 \cdot 360 - 65,2 \cdot 0,95 \cdot 350 = 14749,54 \text{ м/жыл}$$

Жылдана өндіре саны-72;

1 өндіре үшін пайдаланылатын мұнай мөлшері-25 т;

Ұңғымалар саны-1;

Барлығы: $72 \cdot 25 \cdot 1 = 1800$ т.

Мұнай өндірудің барлық өсімі тен (кестені қараңыз. 4.6.):

$$Q_{don} = 14749,54 + 1800 = 16549,54 \text{ м/жыл}$$

4.6 Кесте - Ұңғыманы пайдалану режимін онтайландыру нәтижелері

№ Ұңғыма	Ингибиторды енгізгенге дейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул	Ингибит орды енгізген нен кейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул	Өсім , т/тәу л.	Ингибито рды енгізгенге дейін мұнай өндіру(Q1), т / жыл	Ингибитор дьенгізген нен кейін мұнай өндіру(Q2), т / жыл	Қосым ша мұнай өндіру, т / жыл
103	65,2	104,32	39,1 2	21679	36428,54	16549,5 4

Экономикалық тиімділікті мына формула бойынша есептейміз:

$$\text{Эффект} = P - \Delta \mathcal{E} = 636677353 \text{ мг.} - 442905987 \text{ мг.} = 193771366 \text{ мг.} \quad (4.14)$$

Мұндағы P -нәтижелердің күндық бағалау (қосымша өндірілген мұнайды сатудан түсім):

$$P = Q_{don} \cdot \Pi = 16549,54 \text{ м/жыл} \cdot 38471 \text{ мг / м} = 636677353 \text{ мг} \quad (4.15)$$

мұнда Q_{don} - мұнайды қосымша өндіру, т/жыл; Π - жалпы деректері бойынша ішкі нарықта мұнайды сатудың орташа бағасы, тг./т;

$\Delta \mathcal{E}$ - шығындардың күндық бағасы:

$$\Delta \mathcal{E} = C_2 \cdot Q_{don} + 3_{\text{жак}} = 23138 \text{ мг./м} \cdot 16549,54 + 59982730 \text{ мг.} = 442905987 \text{ мг.} \quad (4.16)$$

Мұндағы C_2 -жаңа әдісті енгізгеннен кейін мұнай өндірудің өзіндік құны:

$$C_2 = \frac{Q_c \cdot C_1 + Z_{\text{сум}}}{Q_c + Q_{\text{соп}}} \quad (4.17)$$

$$C_2 = \frac{1042410m \cdot 22800m^2/m + 59982730m^2}{1042410m + 16549,54m} = 23138m^2/m$$

Мұндағы Q_c -кен орнында мұнай өндірудің жылдық көлемі, т; $Z_{\text{сум}}$ - жылдық күрделі салымдар + іс-шараларды енгізуге арналған жылдық ағымдағы шығындар:

$$Z_{\text{сум}} = 2228650m^2/\text{жыл} + 57754080m^2/\text{жыл} = 59982730m^2/\text{жыл} \quad (4.18)$$

Қосымша өндірілген мұнай және мұнай өндірудің өзіндік құнын өзгерту есебінен АШПШ-ға карсы күрес әдісін ауыстыру кезінде кәсіпорын алатын пайда:

$$P = 193771366m^2 [42,43]$$

4.7 Кесте - Салыстырмалы тиімділігін бағалау кестесі

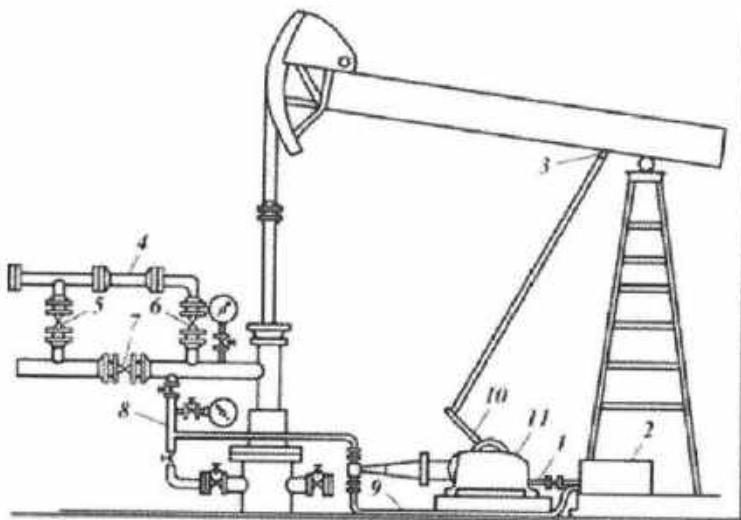
Аты	Ингибиторды енгізгеннен кейін мұнай өндіру өзгерісі (т / жыл)	Ингибиторды енгізгеннен кейін мұнай ондіру проценттік өзгерісі (%)	Кұны (тг)	Энергия шығындары (тг)	Жалпы шығын (тг)
СНПХ-7821	10596	52,7	57744057,6	1503360	59247417,6
Ди 3130 КОЛТЕК	14749,54	68,04	57472704	1127520	58600224
Өзара эффектив тілік катаинасы	4153,54	15,34	271353,6	375840	647193,6

5 Ингибиторларды ұнғыға енгізу технологиясы және жұмыс істеу принципі

ШСК-мен пайдаланылатын ұнғымаларға ингибиторларды енгізуде қолданылатын технологияларын қарастырайық.

Ингибитордың қабатқа мерзімді басуы фонтандық ұнғымалардан технология бойынша айырмашылығы жок. Уақыт бойынша ең ұтымды болып, құбырдан тыс кеністік арқылы басу табылады, өйткені СҚҚ арқылы беру жабдықты көтеруді талап етеді. Бұл технологияның теріс сапасы бұрын келтірілген.

Құбыр сыртындағы кеністікке молшерленген беру автономды мөлшерлегіш сорғылармен де, станок-тербелме жетегі бар сорғылармен де жүзеге асырылуы мүмкін. Мысалы, "Оренбургнефть" ААҚ-на реагентті құбырдан тыс беру үшін аустриялық өндірістің мөлшерлеу сорғылары, станок-тербелме тенгергішінің жетегі сатып алынды. Біріктіру инженерлері сорғы-мөлшерлегішті монтаждау схемасын әзірледі (сурет. 5.1), 3 тартым мен 10 кисық тиекті камтитын, СҚ тенгерімімен байланысты және сорғының поршеның қайтарымды-үдемелі қозғалысты хабарлайтын. 2 сыйымдылықтан Реагент 9-желі арқылы 8 ұнғыманың құбырдан тыс кеністігіне беріледі.



5.1 Сурет - Сагалық дозатор жетегі тербермелі станок :

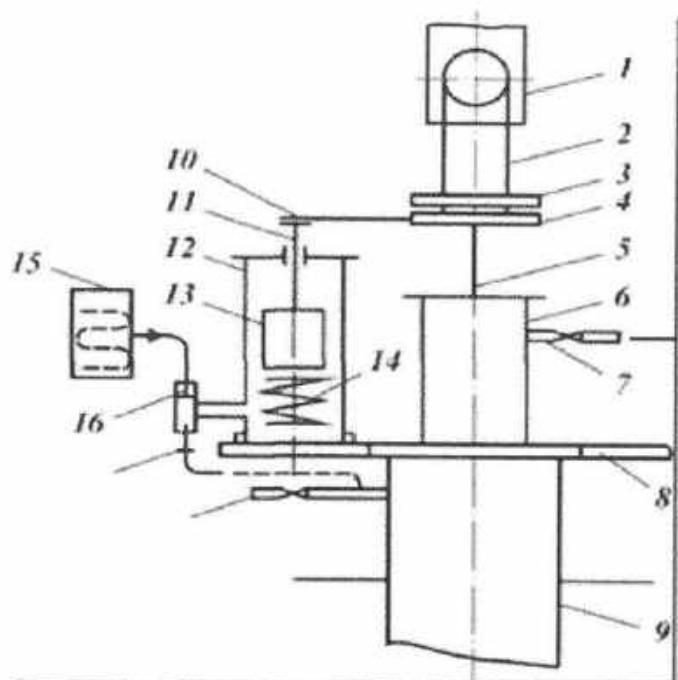
1 - кабылдағыш құбыр; 2-ингибиторы бар ыдыс; 3 –тербермелі станоктың балансиріне жалғанған дозатор сораптың жетегі, 4-катушка; 5,6,7-ысырмалар; 8—сүйықтықты қайта жіберу желісі, "құбырлар кеністігі; 9 —айдаужелісі; 10 — кривошип; 11 — Дозатор насосы

Сорғының максималды онімділігі 0,4 л/сағ (9,6 л/тәу) құрайды. Койылтылған ингибиторды берген кезде схема 2 сыйымдылыққа кейір көлемді қайта жіберу есебінен дозаны азайтуға мүмкіндік береді.

Ингибитордың елеулі кемшілігі қысқы уақытта температуралың томендеуі кезінде оның тұтқырлығының айтарлықтай жоғарылауы болып табылады. Сондыктан қысқы уақытта 60-70 °C дейін қыздырылған тұщы суы бар 2,5%-дық диспергатор ерітіндісін дайындайды және сорғы агрегатымен

жұмыс істеп тұрған терен сору кезінде күбыр сыртындағы кеңістікке айдалады. Кәсіптік сынаудың нәтижелері бойынша ШСҚ жабдықталған ұнғымаға парафин тәсекеу тәжегішін берудің жеткілікті сенімділігі мен тиімділігі көрсетілген.[16,34]

Жұмыс авторлары УГНТУ-да әзірленген тербелгіш станоктан жетегі бар мөлшерлегіштің сипаттамасын көлтіреді. Ол келесі тораптар мен бөлшектердің камтиды 8 тірек, 16 сору клапаны, 17 айдау клапаны, 12 цилиндр, 13 плунжер, 14 серіппе, шток



5.2 Сурет - Сағалық дозатор схемасы:

1- балансир басы; 2-арқан аспасы; 3, 4 — тиісінше жоғары және төменгі траверстер; 5 — жылтылдатылған шток; 6 — самовар; 7 — жұмыс манифольд; 8-тірек; 9-пайдалану бағанасы; 10-рычаг; 11 — шток; 12 — сорғы цилиндрі; 13 — сорғы плунжері; 14 — серіппе; 15-сорғыш үшін сыйымдылық ,16-сору клапаны; 17 - айдау клапаны; 18 - күбыр сырты (затрубный) келте күбыры

12 мөлшерлегіш цилиндрі ось бойынша (жоғары төмен) жылжу мүмкіндігімен бұранда 8 тіректе орнатылады, корпусты кажетті биіктікте бекіту реттеу гайкасымен қамтамасыз етіледі. Цилиндрге сору 16 және айдау клапандары орнатылады, ол тиісінше 15 реагент сыйымдылығымен және 18 ұнғыманың күбыр сыртындағы кеңістігімен илгіш резенкеленген шлангалармен қосылады. Реагентті сору және айдау штокка // әсер ететін арқанды аспаның траверсасын інтіректен қайтымды-ұдемелі қозғалысты алатын 13 плунжермен жүзеге асырылады. Плунжер 12 цилиндрінде қозғалады. Плунжер мен цилиндр "КамАЗ" автомобилінің отын беру жүйесінен алынған дайын өнім болып табылады және сүрленген бу болып табылады.

Дозатор құрастырганнан кейін ұнғыманың бағаналы фланецінде құрастырылады. Осы мақсат үшін 8-тірекке бағаналы фланецтің шпилькасына тесіктері бар дөға тәрізді пластина алдын ала дәнекерленеді. Колонналық фланецтегі мөлшерлегіштің жағдайы станок-тербелме мен сальник-самовардың орналасуына сәйкес таңдалады. Реагенті бар сыйымдылық ұнғима сағасында бос орынның болуына байланысты еркін орналастырылады. Дозатор мен сыйымдылықтар орнатылғаннан кейін оларды орны бойынша байлау жүргізіледі.[20]

Дозатор келесідей жұмыс істейді.

Арқанды аспада інтіректор құрастырылады, ол тербелме-станоктың тенгергішінің бастиегінің төмендеу кезінде жүктелген штокқа және оған байланысты плунжерге әсер етеді 13. Төмен жүріс ұзындығы 8 тіректе цилиндр орнату биіктігімен анықталады. Жоғары жүріс серіппенің әсерінен өздігінен жүзеге асырылады 14. Реагент келесідей беріледі. Дозаторды реагентпен толтыру плунжерді 16 сору клапаны және оған қосылған реагенті бар сыйымдылық арқылы жоғары жылжытқанда жүргізіледі. Реагентті құбырдан тыс кеңістікке айдау мөлшерлегіш штокына әсер ететін інтірекпен тенгергіштің басы төмен болғанда жүргізіледі. Реагент айдау клапаны 17 арқылы шығарылады .

Жоғарыда көрсетілген жүріс ұзындығы 8 тіректе цилиндрдің жылжуымен реттеледі.

Тұтқырлығы температуралың төмендеуі кезінде жоғарылайтын химиялық реагенттерді пайдалану кезінде реагенттерге арналған ыдыстарда ұнғыманың жұмыс манифольдімен хабарланатын жыланшықты құрастыру көзделеді. Бұл ыдыста ондірілетін сұйықтықтың температурасын ұстап тұруға мүмкіндік береді.

Құбыр сыртындағы кеңістікке беру кезінде химреагент жүздеген, кейде мың метрге жететін газ сұйықтығы қоспасының бағанасынан өтіп, өз белсенделілігін төмендетеді. Әсерге кол жеткізу мақсатында реагенттің мөлшерін арттыру керек, бұл оның құны жоғары болған кезде мұнай өндірудің өзіндік құнына әсер етеді.

Арқанды аспадағы мөлшерлегіш-тұтқыр эмульсияларды сору кезінде штанганың "тәуелділік" әсеріне негізделген соңғы жылдардағы өнертабыстардың бірі. Дәл осы сәтте химреагентті арқанды аспада орнатылатын және цилиндрден, поршеньден, сору және айдау клапандарынан тұратын мөлшерлеу сорғысымен беру басталады (сурет. 5.2). Сорғы поршеның штанганың бағанасымен, цилиндр — арқанды аспамен байланысты. Штанганың "ілінуі" кезінде цилиндрде поршень қозғалысының артта қалуы орын алады, соның есебінен цилиндрден айдау құбырына және ұнғыманың құбыр сыртындағы кеңістігіне химреагентті итеріп шығару жүргізіледі.

Балансирдің басы жоғары болғанда арқанды аспаның траверсасымен байланысты цилиндр сиретуді жасай отырып, жоғары жылжытылады. Осы арқылы химиялық реагент сыйымдылықтан цилиндрге түседі.

Осы типті мөлшерлегіштерді қолдану өте тұтқыр эмульсияны соратын үнғымаларда, сондай-ақ қымбат тұратын химреагентті пайдалану кезінде орынды болуы мүмкін.

Зерттеулер корсеткендей, ең тиімді тәсілі химреагентті тікелей сорғыны қабылдауга беру. Бұл мақсат үшін әртүрлі конструкциялы және әрекет ету принципі бойынша үнғима мөлшерлеуіштері құрылған. Жүргізілген талдау көрсеткендей, белгілі типті мөлшерлегіштердің көпшілігі үнғымаларда оларды қолданудың басты шарттарына - қарапайымдылыққа, сенімділікке жауап бере алады.

Мәселен, сорғы-компрессорлық құбырлардың деформациясы есебінен жұмыс істейтін мөлшерлегіштердің негізгі кемшілігі құрылышының күрделірек болып келуі.[21]

ҚОРЫТЫНДЫ

Бұл дипломдық жобада мұнай-газ саласында кездесетін қыншылықтардың бірі асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің қалай пайда болатындығы, тигізетін зияндылығы, жою және де алдын-алу жолдарының заманауи ен тиімді әдістері талданды.

Көптеген өнірлерде мұнай ұнғымаларын пайдалануда асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің пайда болуы жер асты жабдықтарының қалыпты жұмыс істеуін күрделендіреді. Мұндай асқынулар ұнғымалар жабдықтарына түсірелетін жүктемелердің осуіне және батырмалы сорғылардың берілісінің төмендеуіне себеп бола отырып, СҚҚ-дың өтпелі кимасын ішінара немесе толық бітеп тастайдығы белгілі.

Дипломдық жобаның алғашқы бөлімінде АШПШ-туралы жалпы түсінік және де осы шөгінділердің түзілуіне температуралық градиенттің қалай әсәр ететіндігі айқындалды. Келесі бөлімде АШПШ –мен құресудің қандай әдістері, құрылғылар және түрлері бар екендігі жайлы айтылды.

Мұнай өнеркәсібінде АШПШ-мен құресуде атакты және өндірісте жиі қолданылатын әдістер бар екендігі белгілі. Алайда, кен орындардың итеру жағдайының алуандығы, ондағы АШПШ-дің құрамының әртүрлі болуына байланысты, әр кен орында туындаған мәселелерді шешу жолдарын жеке сипатта қарастыру керектігі белгілі. Негізге болімде осы АШПШ-мен құресудегі алдын-алуда бірнеше тиімді әдістерге жеке тоқталып, сипаттама берілді, яғни ол әдестердің қалай әсәр ететіндігі, қолдану аясындағы топтық сипаттағы мінездемелер берілді.

Дипломдық жобаның технологиялық – экономикалық бөлігінде мұнай және газ саласында орын алатын қыншылықтардың бірі АШПШ-дің алдын-алудағы озық және соңғы жылдардағы қолданыстағы 2-ингибиторларды енгізуі бойынша іс-шаралардың экономикалық тиімділігі есептеліп, талданды. Есептеу нәтижесінде, осы ингибиторларды қолданудың орындылығы негізделді. Сонымен катар, ұсынылып отырған іс-шаралардың негізгі техникалық – экономикалық көрсеткіштеріне салыстырмалы түрде талдау жүргізілді.

АШПШ-мен құресуде жоғарыда айтылған барлық тәсілдерді шебер қолдану арқылы тиімді құресуге мүмкіндік береді. Алайда, құресу жолын таңдағанда, әрқашан жою емес, оның түзілуін болдырмау мәселесі әруақытта алда тұруы кажет.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1.Нгуен В.Т. (2001) . “Разработка моющего состава для удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений”, ВАК 02.00.13
- 2.Рогачев М. К. (2010). “Повышение эффективности методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями” ВАК 25.00.17, г.Уфа
- 3.Нагимов Н.М. (2003).“Растворители для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений” диссертация ВАК 02.00.13, г.Казань.
- 4.Елеманов Б.Д.(2003). “Основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненной коррозией, отложениями парaffина и солей :На примере месторождений Республики Казахстан: Тенгиз, Караганак, Узень и Жетыбай”,ВАК 25.00.17, г.Москва
- 5.Халадов А.Ш. (2002). “Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте”, ВАК 25.00.17, г.Грозный
- 6.Сейткасымов Б.С. (2006). “Повышение эффективности методов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на месторождениях Южно-Тургайского прогиба Республики Казахстан”, ВАК 25.00.17,2006 г, г.Москва
- 7.Юнусов Р. Ю. (2009). “Предупреждения парафиноотложений при эксплуатации скважин нефтегазоконденсатных месторождений” ,ВАК 25.00.17, г.Ухта
- 8.Герасимова Е.В. (2009).“Разработка методики оценки эффективности и подбор растворителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании”, ВАК 05.17.07, г.Уфа
- 9.Байбекова Л.Р.(2009).“Құмқөл кен орнының геологиялық параметрлерінің мәні” 02.00.13, Алматы
- 10.Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. (1989). “Термические методы повышения нефтеотдачи пластов”, Недра, Москва, г., 422 стр., УДК: 622.276.031, ISBN: 5-247-00247-4
- 11.Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук:. Краснодар, 2003
- 12.Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением // Нефтяное хозяйство. - 1997. - N 9. - С. 62.-69.
- 13.Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Ю. В. Лисин [и др.]. - Санкт-Петербург: Недра, 2012. С.66-84,114-122.
- 14.Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с.

15. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
16. Трофимов, А. С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
17. В. А. Захаров, В. Е. Никитин, В. А. Полубояров – Красноярск: Институт химии и химической технологии Сибирского отделения РАН, 2015. – 28 с.
18. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. С. 48-49.
19. Галибейев, С.С. Сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Тенденции и перспективы/ С.С. Галибейев, Р.З. Хайруллин, В.П. Архиреев. – Казань: Вестник Казанского технологического университета, 2008 – 6 с.
20. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
21. Чикалов, С.Г. Коррозийно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/ С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.
22. Елеманов Б.Д., Герштанский О.С.(2007). “Осложнения при добыче нефти”, ВАК 25.00.17, г.Москва, С.150-210
23. Григорьев В. М. Исследование парафинизации лифтовых труб Покровского месторождения. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. 9, Куйбышев, 1961
24. Намиот А. Ю. Изменение температуры по стволу эксплуатирующихся скважин. «Нефтяное хозяйство», № 5, 1955
25. Капырин Ю. В., Требин Г. Ф. Об изучении кристаллизации парафина из пластовых нефтей. НТС № 27, ВНИИ, М., изд-во «Недра», 1965
26. Рассказов В. А. Исследование процесса отложения парафина в выкидных линиях скважин. В кн. «Борьба с отложениями парафина» М., изд-во «Недра», 1965
27. Нежевенко В. Ф., Григорьев В. М., Горбачев Б. И. Изучение парафинизации оборудования на краснооктябрьском нефтепромысле. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. 2, Куйбышев, 1960
28. Гладков И. Т. Профилактический способ борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах. Тр. Грозненского нефтяного института, № 18, Грозный, Чечено Ингушского книжное изд-во, 1958
29. Mieulet P., Peinado M. New way to control paraffin. Inject polyethylene downhole. World Oil, vol. 167, No. 6, November? 1966

30. Бабалян Г. А. Об исследованиях и практических результатах борьбы с отложениями парафина в нефтепромысловом оборудовании. В кн. «Борьба с отложениями парафина». М., изд-во «Недра», 1965
31. Тронов В. П. Теоретическая оценка влияния физических свойств поверхностей, качества обработки и других факторов на интенсивность отложения парафина. Тр. ТатНИИ, вып. 4, Бугульма, 1962
32. Муравьев И. М. и др. О некоторых методах борьбы с отложениями парафина в трубах. Тр. МИНХ и ГП, вып. 57, М, изд-во «Недра», 1966
33. Андриасов Р. С., Шипулин В. Н. О связи между процессами кристаллизации парафиновых углеводородов и отложениями их на твердых поверхностях. Тр. МИНХ и ГП, вып. 42, М., Гостоптехиздат, 1963
34. Муравьев И. М. и др. Исследование процесса парафинизации нефтепромыслового оборудования. Тр. МИНХ и ГП, вып. 55, М, изд-во «Недра», 1965
35. Цветков Л. А. Условия отложения парафина в промысловых трубопроводах и мероприятия по их предотвращению. Тр. Гипровостокнефть, вып. 4, М., Гостоптехиздат, 1961
36. Абрамзон Л. С., Яковлев В. А. О запарафинивании нефтепроводов. Тр. НИИтранснефть, вып. 3, М., изд-во «Недра», 1964
37. Каган Я. М. О физико-химических основах предупреждения образования смоло-парафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током. В кн. «Борьба с отложениями парафина». М., изд-во «Недра», 1965
38. Мазепа Б. А. Изучение характера парафинизации нефтесборных систем и промыслового оборудования. В кн. «Борьба с отложениями парафина», М., изд-во «Недра», 1965
39. Шамрай Ю.В., Гусев В. И., Покровский В. А. и др. Предотвращение отложения парафина и асфальто-смолистых веществ в добывче нефти на месторождениях различными геолого-физическими условиями. М., 1987
40. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И. и Захаров М. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М., изд-во «Недра», Москва, 1992 г.
41. Лесин В. И. Физико-химический механизм предотвращения парафиноотложений с помощью постоянных магнитных полей, Нефтепромысловое дело №5, 2001 г., стр. 31-33.
42. Лобанов Н.Я., Вдовиченко А.М., Экономика и управление на предприятиях горной промышленности: Программа и методические указания по разработке дипломного проекта / СПГТИ (ТУ).-СПб, 2008.-20с.
43. Волков О.И., Экономика предприятия.- М.: Инфра - М,2006.-255с.
- 44.https://studbooks.net/1788364/geografiya/borba_asfaltosmoloparafinovymi_otlozheniyami

45.Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинов Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафиоонотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения// Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С.58- 64.

ҚЫСҚАРТУЛАР ТІЗІМІ

- АШПШ - асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер
БӘЗ - беттік әрекеттік заттар
БОТЭС - батырмалы ортадан тепкіш электрлі сорап
КМЦ - карбоксиметилцеллюоз
Колтек ДН - Колтек диспергатор нефтяной
КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматики (бакылау-өлшеу аспаптары және автоматикасы)
ПОЭ - полиэтиленоксид
ППУА - паропромысловая передвижная установка (жылжымалы бу кондырғысы)
СНПХ - самотлорнефтепромхим
СКҚ - сорапты компрессорлық күбыр
ШСҚ - штангалы сораптық кондырғы
ШАЗ - шайырлы асфальтен заттары