

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ Ұлттық Техникалық Зерттеу Университеті

Қ. Тұрысов атындағы Геология, мұнай және тау-кен ісі институты

«Мұнай инженериясы» кафедрасы

ӘОЖ 665.622.43.046.6-52 (043)

Қолжазба құқығында

Бақытғали Ержігіт

Магистр академиялық дәрежесін алу үшін дайындалған

МАГИСТЕРЛІК ДИССЕРТАЦИЯ

Диссертация атауы


Мұнай өндіру процесінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру

Дайындау бағыты

7М07202 – Мұнай инженериясы

Ғылыми жетекші

Профессор, техникалық ғылымдардың кандидаты

 Касенов А.К.
қолы Т.А.Ә.
" 25 " _____ 2021 г.


Пікір беруші

Т ғылымдарының кандидаты

 Исмаилов А.А.
Т.А.Ә.
" _____ 20 _____ г.

Норма бақылаушы

Профессор, техникалық ғылымдардың кандидаты

 Касенов А.К.
қолы Т.А.Ә.
" 25 " _____ 2021 г.

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

«Мұнай инженериясы»

_____ Дайров.Ж.К.

қолы

" _____ " _____ 20 _____ г.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И.Сәтбаев атындағы Қазақ Ұлттық Техникалық Зерттеу Университеті

Қ.Тұрысов атындағы Геология, мұнай және тау-кен ісі институты

«Мұнай инженериясы» кафедрасы

7M07110 – Мұнай инженериясы

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

Мұнай инженериясы

М.т.н.

Қолы _____
“ _____ ” _____ 20__ ж.

Дайров Ж.К.

Магистрлік диссертация орындауға ТАПСЫРМА

Магистрант Бақытали Ержігіт

Тема: Мұнай өндіру процесінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру

Университет Ректорының 2019 жылғы "11-қараша" №330-б бұйрығымен бекітілген Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2021 жылғы "21" маусым

Магистрлік диссертацияның бастапқы берілістері: Парафиннің шөгінділері сұйықтықтың тұтқырлығын арттырады және жабдықтар мен құбырлар арқылы ағуды қиындатады. Бұл құбырдың көлденең қимасының ауданын азайтады, жеткізу қысымын арттырады және тіпті бітелген апаттарға әкеледі. Магистрлік диссертацияда қарастырылатын мәселелер тізімі

1. Маңғыстау облысындағы Жетібай кен орнын мысал ретінде ала отыра, кен орнындағы АШПШ ұшырайтын өндіруші ұңғымалар және құбырлардағы шөгінділермен күресудің тиімділігін талдау.
2. Шикі мұнайда антипарафинді жабындарды алу және олардың антипарафинді қасиеттеріне анализ жасау
3. Ингибиторларға талдау жасау және оларды антипарафинді жабындармен салыстыру
4. Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділермен күресу әдістерінің тиімділігін арттыру, әр түрлі әдістерге талдау жасап, қолданыстағы әдістердің негізінде экономикалық тиімдісін іздеу.

Сызба материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)


Ұсынылатын негізгі әдебиет:

1. Preparation of anti-wax coatings and their anti-wax property in crude oil Weiping Li, Liqun Zhu, Huicong Liu, Junyun Zhai. Journal of Petroleum Science and Engineering

**Магистрлік диссертация дайындау
КЕСТЕСІ**

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Маңғыстау облысындағы Жетібай кен орнын мысал ретінде ала отыра, кен орнындағы АШПШ ұшырайтын өндіруші ұңғымалар және құбырлардағы шөгінділермен күресудің тиімділігін талдау	22.11.2019-16.03.2020	
Шикі мұнайда антипарафинді жабындарды алу және олардың антипарафинді қасиеттеріне анализ жасау	17.03.2020-13.02.2021	
Ингибиторларға талдау жасау және оларды антипарафинді жабындармен салыстыру	15.02.2021-15.03.2021	
Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділермен күресу әдістерінің тиімділігін арттыру, әр түрлі әдістерге талдау жасап, қолданыстағы әдістердің негізінде экономикалық тиімдісін іздеу.	16.03.2021- 19.05.2021	

Аяқталған магистрлік диссертация бөлімдеріне кеңесшілер мен норма бақылаушының қойған қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Норма бақылаушы	Касенов А.К. Профессор, техникалық ғылымдардың кандидаты	21.06.2021	

Ғылыми жетекші



Касенов А.К.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

Бақытали Е.

Күні

"21" маусым 2021 ж.

АНДАТПА

Жұмыс мұнай өндіру барысындағы ұңғыма мен құбырлардағы асфальтосолдық және парафин шөгінділерімен (АШПШ) күресуді жақсартуға арналған.

Әртүрлі құрамды элементтердің қоспаларын құбырдың ішкі жабыны ретінде пайдалану, асфальт-шайырлы және парафин шөгінділерінің құбыр қабырғасына жабысып, шөгіп қалуының алдын алатындығы зерттеледі.

Асфальт-шайырлы және парафин шөгінділерінің әсерінен құбырдың ішкі диаметрі кішірейіп, өз кезегінде дебиттің азаюына және апаттық жағдайларға алып келіп соғатыны белгілі. Сондықтан бұл жұмыстың негізгі бөлімінде мырыш(Zn), болат темір(Fe), никель(Ni), фосфор(P) қосындысы бар жабынды құбырдың ішкі бетіне төсеу туралы зерттеулер мен асфальтосолдық және парафин шөгінділерінің ұңғыда түзілуінің басталу тереңдігін, оның НКТ ішкі бетінде жинақталу жылдамдығын есептелген есеп келтірілген.

Осы екі бағытты пайдалана отырып, АШПШ түзілуінің басталу тереңдігін анықтап, сол нүктеден бастап ішкі жабынды қоюды ұсынылып отыр. Бұл ішкі жабынды қоюға кететін шығынды айтарлықтай өзгертеді.

Зерттеу нәтижелері кестелер, графиктер және сурет түрінде ұсынылды.

Диссертациялық жұмыс Қ. И. Сатпаев атындағы ҚазҰТЗУ-да орындалды.

Магистрлік диссертация 50 беттерден, 9 кестелерден, 20 суреттерден және 50 әдебиеттен тұрады.

АННОТАЦИЯ

Работа предназначена для улучшения борьбы с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями (АСПО) в скважинах и выкидных линиях при добыче нефти.

Изучается использование в качестве внутреннего покрытия трубопровода смесей различных составных элементов, предотвращающих оседание АСПО, прилипающих к стенке трубопровода.

Известно, что под действием АСПО внутренний диаметр трубы уменьшается, что в свою очередь приводит к уменьшению дебита и аварийным ситуациям. Поэтому в основной части данной работы приведены исследования по укладке покрытия с добавлением цинка(Zn), стального железа(Fe), никеля(Ni), фосфора(P) на внутреннюю поверхность трубы и расчет глубины начала образования АСПО в скважине, скорости его накопления на внутренней поверхности НКТ.

Используя эти два направления, предлагается определить глубину начала образования АСПО и, начиная с этой точки, поставить внутреннее покрытие. Это может существенно снизить затраты на укладку внутреннего покрытия.

Результаты исследования представлены в виде таблиц, графиков и рисунков.

Диссертационная работа выполнена в КазНИТУ им.К. И. Сатпаева.

Магистерская диссертация состоит из 50 страниц, 9 таблиц, 20 рисунков и 50 литературных источников.

ANNOTATION

The work is intended to improve the control of wax and paraffin deposits in wells and discharge lines during oil production.

The use of mixtures of various components that prevent the settling of wax and paraffin adhering to the pipeline wall as an internal coating of the pipeline is being studied.

It is known that under the action of the wax and paraffin, the inner diameter of the pipe decreases, which in turn leads to a decrease in the flow rate and emergency situations. Therefore, the main part of this work presents studies on laying a coating with the addition of zinc(Zn), steel iron(Fe), nickel(Ni), phosphorus (P) on the inner surface of the pipe and calculating the depth of the beginning of the formation of wax and paraffin in the well, the rate of its accumulation on the inner surface of the tubing.

Using these two directions, it is proposed to determine the depth of the beginning of the formation of the wax and paraffin and, starting from this point, to put an internal coating. This can significantly reduce the cost of laying the internal coating.

The results of the study are presented in the form of tables, graphs and figures.

The dissertation work was performed at KazNITU named after K. I. Satpayev.

The master's thesis consists of 50 pages, 9 tables, 20 figures and 56 literary sources.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ	4
1. Техникалық бөлім	6
1.1 Парафинді жіне шайырлы шөгінділерді жою әдістері	6
1.2 Мұнай жылыту қондырғылары	6
1.3 Ұңғымалар мен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының жұмысында қиындықтар туғызатын АШПШ-мен проблемалар	8
1.4 АШПШ құрамы мен қасиеттері	10
2. Негізгі бөлім	12
2.1 АШПШ-ға әсер етудің тиімді жолы мен оны жақсартудың жоладры	12
2.2 Парафиндың тұндыруын бағалау үшін сынақ әдісі	18
2.2.1 Нәтижелер және талдау	19
2.3 Эмальданған СКҚ қолдану	25
3. Арнайы бөлім	27
3.1 АШПШ түзілуінің басталу тереңдігін, оның НКТ ішкі бетінде жинақталу жылдамдығын есептеу	27
4 Техника-экономикалық бөлім	35
4.1 "СНПХ-7821" АШПШ-ға қарсы ингибиторының тиімділігін бағалау	37
4.2. "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының тиімлілігін бағалау	41
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	42
Қысқартулар тізімі	46

КІРІСПЕ

Асфальт шайырлы парафинді шөгіндісі шикі мұнайды өндіру/тасымалдау процесінде өте зиянды аспект болып табылады. Әлем елдеріндегі әртүрлі мұнай кен орындарын статистикалық талдау парафинді тұндыру проблемасы, мұнай кен орындары үшін маңызды екенін көрсетеді. Парафинді шайырлар шикі мұнайды өндіру, тасымалдау және сақтау кезінде парафинді кристаллдардың пайда болу температурасынан төмен болған кезде тұнуға бейім. Парафиннің шөгінділері сұйықтықтың тұтқырлығын арттырады және жабдықтар мен құбырлар арқылы ағуды қиындатады. Бұл құбырдың көлденең қимасының ауданын азайтады, жеткізу қысымын арттырады және тіпті бітелген апаттарға әкеледі. Парафинмен күресу әдістері әдетте үш түрлі тәсілге бөлінеді. Біріншісі - шикі мұнайдағы парафиннің ерігіштігін арттыру, мысалы, температураны жоғарылату үшін шикі мұнайды жылыту немесе парафиннің пайда болуына жол бермеу үшін химиялық заттарды қосу. Екінші әдіс - парафин кристалдарының химиялық, магниттік, микробиологиялық және басқа әдістермен тұндыру қабілетін төмендету. Үшінші әдіс - жабдық немесе құбыр материалдарының беттерін парафинсіздендірудің сапасын жақсарту, соның ішінде пластикалық құбырлар, парафинсіздендірілген жабындармен қапталған металл құбырлар және т.б. сияқты беттік энергиясы төмен материалдарды пайдалану. Осы әдістердің ішінде парафинға қарсы бетті өзгерту ең перспективалы тәсіл болып табылады. Кейбір зерттеулер беттің кедір-бұдырлығын жақсартуға және материалдың бетіндегі парафин кристалдарының адгезиясын төмендету үшін беттік энергияны азайтуға бағытталған. Беті кедір-бұдыр металл бетіндегі парафиндың мөлшері тегіс бетке қарағанда әлдеқайда көп екендігі анықталды. Кейбір басқа зерттеулер көрсеткендей, шыны қапталған құбыр қабырғасы кәдімгі көміртекті болат құбырмен салыстырғанда күшті гидрофильді қасиеттері мен тегіс бетінің арқасында парафинға қарсы жақсы қасиеттерді көрсетті. Ян Фригард (Британ Колумбия Университеті) жүргізген зерттеу көрсеткендей, арнайы гидрофильді беттік-белсенді заттардың қосылуы парафин кристалдарын қайтаратын құбыр қабырғаларында жұқа су қабығының пайда болуына байланысты парафиндың тұндырылуына жол бермейді. Алайда, біздің алдыңғы зерттеулеріміз көрсеткендей, парафиндың шамадан тыс тұнбасы полиуретан, эпоксидті силикон және т.б. сияқты қарапайым тегіс органикалық беттерде байқалады. Бұл бетінің кедір-бұдыры парафиндың тұндыруының негізгі себебі емес деп болжайды. Сонымен қатар, соңғы тәжірибелерде арнайы микроқұрылымы мен құрамы бар қорытпалардың кейбір беттері парафинға қарсы керемет қасиеттерді көрсетті. Бұл жұмыста антипарафиндік қасиеттерді зерттеу үшін әртүрлі құрамы бар қорытпалардың жеті беті дайындалды. Сонымен қатар, беттік микроқұрылымның және қорытпалар беттерінің элементтік құрамының, сондай-ақ шикі мұнайдағы судың олардың антипарафиндік қасиеттеріне әсері егжей-тегжейлі талқыланады.

Мұнай өндіру, жинау және дайындау процестері асфальт-шайырлы және парафинді (АШПШ) және тұзды шөгінділермен, жабдықтың коррозиясымен,

мұнайға төзімді эмульсиялардың пайда болуымен және т.б. байланысты проблемалар кешенімен қиындайды. Мұнай өндіру ұңғымаларын пайдалану бойынша көп жылдық тәжірибе көрсеткендей, АШПШ-ны жою немесе оны құбыржолдар мен мұнай құбырларында, көтергіш құбырларда, шығару желілері мен резервуарларда болдырмау жөніндегі жұмыстарды жүргізбестен, мұнайды оңтайландыру мәселелерін тиімді шешу мүмкін емес. Бұл жағдайда су айдау жабдықтарының, сорғы және компрессорлық құбырлардың (құбырлардың) және мұнай айдау жүйесінің далалық құбырларының бағаналарында шөгуді болдырмауға бағытталған жаңа техникалық құралдар мен әдістерді әзірлеу өзекті болып табылады.

Жұмыстың мақсаты.

Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділермен күресу әдістерінің тиімділігін арттыру, әр түрлі әдістерге талдау жасап, қолданыстағы әдістердің негізінде жақсартуларды іздеу.

Қарастырылатын әдістердің ішіндегі тиімдісін таңдай отырып, оны жақсартудың жолын іздеу

Зерттеудің негізгі міндеттері.

* Маңғыстау облысындағы Жетібай кен орнын мысал ретінде ала отыра, кен орнындағы АШПШ ұшырайтын өндіруші ұңғымалар және құбырлардағы шөгінділермен күресудің тиімділігін талдау.

* АШПШ түзілу және шөгу тереңдігін анықтай отырып, сол нүктеден құбыр ішін шөгінділерге қарсы жабынмен қаптау теориясын қарастыру

1 Техникалық бөлім

1.1 Парафинді жіне шайырлы шөгінділерді жою әдістері

Парафинді және шайырлы шөгінділердің алдын алу әдісі және оны қолдану технологиясы мұнай қабатының сипаттамаларына: тиімді қалыңдығына, тау жыныстарының сүзгіштік - сыйымдылықты қасиеттеріне (өткізгіштігі, кеуектілігі), сазды материалдың құрамы мен құрамына және адсорбциялық-десорбциялық қасиеттеріне байланысты таңдалады. АШПШ шөгінділері бар құбырлардың бетін тазарту үшін келесі әдістер қолданылады, оларға толығырақ тоқтала кетсек: құбырлардың ішкі бетін жабу, физикалық өрістерді пайдалану, вибарция, химиялық [6]. НКҚ-да және оған түсірілетін жабдықта пайда болатын АШПШ-ны жою әдістері екі топқа жіктеледі: механикалық және жылу. Механикалық әдістер сорғы-компрессорлық құбырларда бұрыннан пайда болған АШПШ-ны алып тастауды қамтиды, ол үшін әртүрлі дизайндағы қырғыштар жасалған. АШПШ-ны жоюдың жылу әдістері ыстық майды жуу, жылыту кабелін түсіру арқылы электр жылыту сияқты операциялардан тұрады. Жылу тасымалдағышты қолдану технологиясы сұйықтықты арнайы жылытқыштарда, жылжымалы типтегі қазандық қондырғыларында қыздыруды және оны тікелей немесе кері жуу арқылы ұңғымаға беруді қамтиды. [1]

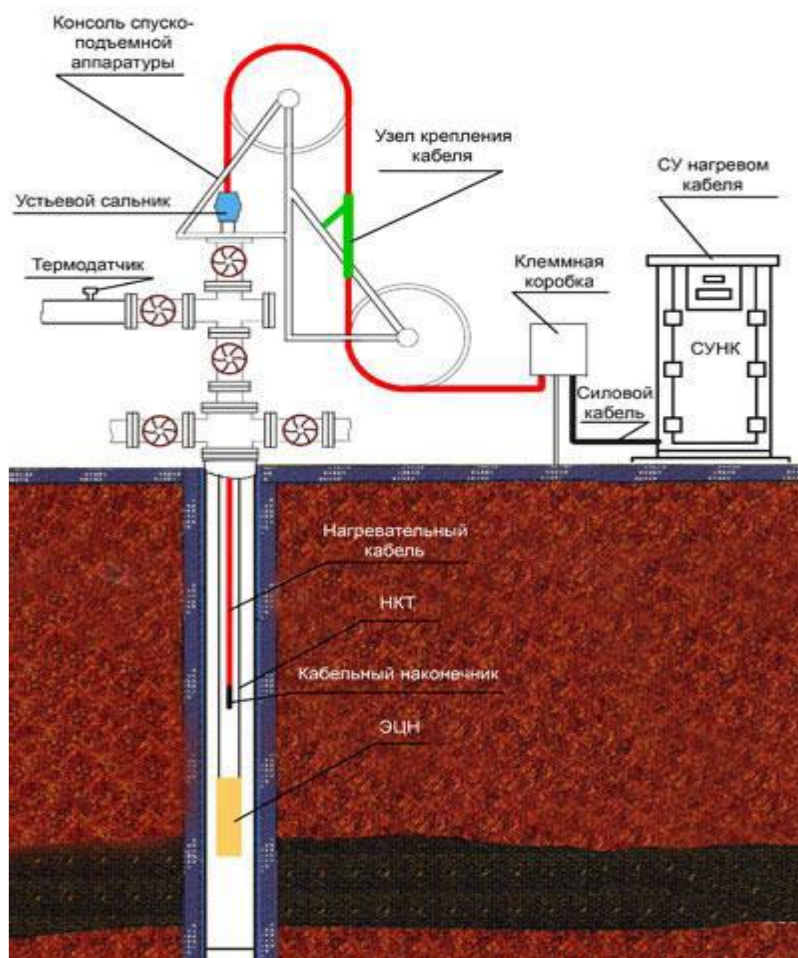
Осы мақсатта өнеркәсіп арнайы қондырғылар шығарады – 150 °С температураға дейін сұйық жылытқыштармен және 16 МПа дейінгі қысымды дамытатын сорғылармен жабдықталған парафинизациялық жылжымалы қондырғылар. Қыздырылған агент ұңғымада белгілі бір уақыт ішінде айнала алады, бұл шөгінділердің еруін және жойылуын қамтамасыз етеді.

Көбінесе тікелей жуу кезінде пайда болатын парафинді штепсельдердің пайда болуын болдырмайтын кері жуу ең қолайлы болып саналады. ППУА-1200/100 типті жылжымалы қондырғылармен (ППУ) өндірілген өткір буды 310 °с дейінгі температурада және шөгінділермен ұңғымалық күресу үшін 10 МПа дейінгі қысымда қолдану тиімсіз. Бу ұңғымаға түскен кезде будың қарқынды конденсациясы жүреді және 300...400 м тереңдікте бу температурасы ұңғыманың температурасына дейін төмендейді. Ұңғыманың орналасқан аймағындағы манифольдтарды, арматураларды және құбырларды тазарту үшін ППУ қолдану өте орынды.[22]

1.2 Мұнай жылыту қондырғылары

Мұнайды жылыту қондырғыларын (МЖК) пайдалану жылыту кабелінен, жылытуды басқару станциясынан (бұдан әрі – басқару станциясы) және ТМПН маркалы жоғары вольтты трансформатордан (трансформатор жеткізілмейді) немесе трансформаторсыз тұрады. UPS Мұнай және газ ұңғымаларының лифт құбырларында орналасқан жылыту кабелін жылытуға және қорғауға арналған. МЖК жұмыс істеу принципі сорғы-компрессорлық құбырлардың ішкі кеңістігін қыздырудан және НКҚ оқпаны бойынша

температураны НКҚ ішіне орналастырылған арнайы оқшауланған қыздыру кабелінің көмегімен парафинді шөгінділердің түзілу температурасынан (парафиннің кристалдану температурасынан) жоғары ұстап тұрудан, ең жоғары парафин тұндыру аралығына тең ұзындықтан тұрады. Жылыту кабелін пайдалану технологиясы келесі қарапайым операцияларға дейін азаяды: кабельді құбырға түсіру, басқару станциясына қосу және ұңғыманың бойындағы температураны парафиндер мен гидраттардың түсу температурасынан жоғары ұстап тұру үшін қажетті электр қуатын беру. Жылыту кабелі-бұл қондырғының сенімділігін қамтамасыз ететін және ұңғыманың бүкіл ұзындығы бойынша таратылатын қыздыру элементінің функциясын орындайтын UPS негізгі элементі. Барлық өндірілген кабельдердің жұмыс принципі қыздырудың резистивті әдісіне негізделген, яғни. бөлу жылу электр желілерін таратушы олармен өту кезінде электрлік ток. Бөлінетін жылу есебінен ұңғыманың оқпанындағы температура парафин-гидраттардың кристалдану температурасынан жоғары ұсталады, осылайша қатты фракциялардың құлауына және олардың ұңғымалардың НКҚ қабырғаларына жабысуына жол берілмейді. Кабельдің дизайны, ең алдымен, оның жұмыс режимін қамтамасыз етеді: жоғары қысым, радиалды температура градиенті, жұмыс жағдайы (Тігінен ілінген позиция), агрессивті ортаның болуы. МЖҚ принциптік схемасы 1-суретте көрсетілген.[25]



Сурет - 1 - МЖҚ-ның принциптік схемасы

МЖҚ электрмен жұмыс істейтін қондырғылармен жабдықталған барлық ұңғымаларда ұңғымалар дебитінің өсуі байқалды, ал ЭОТС-мен жабдықталған ұңғымаларда суасты жабдықтарының қызмет ету мерзімі сорғының тоқтаусыз жұмыс істеуіне, ұңғыманың лифтіндегі мұнайдың сұйылтылуына байланысты жүктемені азайтуға байланысты өсті.[25]

Парафин шөгінділерінің алдын-алу және парафиногидрат штепсельдерінің пайда болуының алдын-алу әдісінің ең үлкен артықшылықтарының бірі оның толық экологиялық қауіпсіздігі болып табылады. Сенімді тығыздағыш құрылғыларды пайдалану ұңғымадағы Қондырғының барлық уақытында қоршаған ортаның ластануын толығымен жоюға мүмкіндік береді. Мұнай өндіру кезінде МДҚ-ны іс жүзінде қолдану қондырғылардың толық өтелу мерзімі (қуаты 50 кВт дейінгі кабельдің үздіксіз жұмысы кезінде тәулігіне 25...35 м³ дебиті бар ұңғымалар үшін) 60 тәуліктен аспайтынын көрсетті, неғұрлым қуатты ұңғымаларда бұл мерзім екі есе қысқарады, бұл мұнай өндіру шығындарын азайтуға және өндірілетін мұнайдың өзіндік құнын азайтуға мүмкіндік береді.[25]

1.3 Ұңғымалар мен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының жұмысында қиындықтар туғызатын АШПШ-мен проблемалар

АШПШ-ның пайда болу проблемасын Қазақстандағы көптеген кен орындарының өнімнің жоғары сулануымен сипатталатын игерудің кеш сатысында болуымен байланыстыруға болады. Су басудың артуымен өндірілетін мұнайдағы шайырлар мен асфальтендер үлесінің артуы, демек, жер асты жабдықтарында АШПШ түзілу ықтималдығының артуы байқалуы мүмкін. Әлемдік тәжірибені ескере отырып, АШПШ-мен күресудің екі түрі бар, олардың біреуі оларды жоюға, ал екіншісі ескертуге бағытталған. Қазіргі уақытта кәсіпшілік практикада қолданыстағы жабдықта АШПШ жоюдың мынадай әдістері Қазақстанда да, шетелде де үлкен маңызға ие:

1. Механикалық-барлық қырғыштарды қолдану. Әдістердің кемшіліктері-қырғыштар мен шығырлардың механикалық құрылғыларының істен шығуы; буланған құбырлардың қырғыштарының тұрып қалуы. Бірақ ең бастысы-оларды төменгі шұңқыр аймағын парафиннен тазарту үшін қолдануға болмайды. Соңғы жылдары пластиктен жасалған және арнайы термопласт автоматтарының көмегімен штангаларға бекітілген Орталық қырғыштар қолданылды. Мұндай ұңғымаларда жабындары бар СКҚ қолдану оларды пайдалану тиімділігін арттырады.

2. Жылу-өте тиімді әдістер. Ол жылыту кабельдерін қолданудан және ыстық мұнаймен, сумен немесе бумен өңдеуден тұрады. Бұл әдіс асфальт-парафинді шөгінділердің кристалдану нүктелерінен асатын температура турларында еру қабілетіне негізделген. Қажетті температураны жасау үшін арнайы жылу көзі қажет (мысалы, бу шығаратын қондырғылар), оны тікелей шөгінділер аймағына орналастыру керек. Жылу әдістерінің ішінде мыналар белгілі:

а) ұңғымаға бу мен сұйықтықтың жылу тасымалдағышын беру;

б) жылу көзін ұңғыма оқпанына немесе кенжарға орналастыру (электр қыздырғыштар, химиялық термогенераторлар);

в) ұңғымаға бу беру оның конденсациясы мен салқындауын тудырады, сондықтан 200-300 м тереңдікте сұйықтықтың температурасы парафиннің балқу температурасынан төмен болады;

г) сағалық арматураны, манифольдтар мен лақтырғыш құбырларды, сондай-ақ ұңғымадан көтерілген жабдықтар мен құбырларды тазалау үшін ППУ (бу жылжитатын қондырғылар) пайдалану;

3. Химиялық — кеңінен қолданылатын, бірақ өте қымбат әдістер, олар пайда болған парафинді шөгінділерді еріту үшін еріткіштерді, сондай-ақ NCT қабырғаларында АШПШ жоғалуын болдырмау үшін парафин тұндыру ингибиторларын қолданудан тұрады.

Химиялық әдістер өндірілген өнімге шөгінділердің пайда болуын азайтатын және кейде толығымен болдырмайтын химиялық қосылыстарды мөлшерлеуге негізделген. Парафин шөгінділерінің ингибиторларының әрекеті сұйық фаза мен құбыр металының беті арасындағы интерфейсте болатын адсорбциялық процестерге негізделген. Қазіргі уақытта химиялық реагенттердің қымбаттығына байланысты мәселе оларды сатып алу емес, үнемді пайдалану болып табылады. Сондықтан ұңғымаға реагенттерді жеткізудің ең тиімді әдістерін әзірлеу бірінші орынға шығады [2, 3]. Жақында мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының бетінен парафинді шөгінділерді кетірудің химиялық әдістері кеңінен қолданыла бастады. Осы мақсаттар үшін әртүрлі еріткіштер қолданылады — химия өнеркәсібінің қалдықтары.

4. Физикалық-ұңғымалардың өніміне физикалық өрістермен әсер ету, мысалы, ультрадыбыстық немесе магниттік. Осы мақсат үшін ультрадыбыстық құрылғылардың барлық түрлерін бірқатар компаниялар әзірледі, бірақ олар өте сирек қолданылады. Физикалық әдістерге мыналар жатады: магниттік, акустикалық, гидродинамикалық.

Магниттік әдіс сұйықтық ағынында магнит өрісін құруға және парафиннің қарқынды шығарылуына ықпал ететін мұнай ағынының бүкіл көлемінде кристалдану орталықтарын құруға негізделген. АШПШ пайда болуын болдырмау үшін:

- НКҚ үшін арнайы жабындар;
- физикалық әдістер;
- химиялық әдістер;
- жылу әдістері.

Ұңғымалардың лифт бағандарындағы парафин шөгінділерімен күресу үшін қорғаныс жабындары кеңінен қолданылады, олар ретінде диэлектрлік өткізгіштігі 5-8 бірлік болатын полярлы (гидрофильді) материалдар қолданылады, парафинге төмен адгезиясы бар және тегіс беті бар. Алдын алудың физикалық әдістері суасты жабдықтарының тербелістерін, сондай-ақ діріл мен электр сигналдарын жасау болып табылады. Химиялық әдістерге ингибиторларды, модификаторларды, депрессорларды және диспергаторларды қолдану жатады. АШПШ түзілуін болдырмау үшін

химиялық реагенттерді пайдалану көптеген жағдайларда тұрақты мұнай эмульсияларын бұзу процесімен; Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын коррозиядан қорғаумен; тұзданудан қорғаумен; газ сұйықтығы ағынының оңтайлы құрылымдарын қалыптастыру процесімен біріктіріледі. Жылу әдістеріне жылыту кабель желілерін (НКЛ) пайдалану жатады[4]. Отандық мұнай-газ өндіруші кәсіпорындарда қолданылатын Ұңғымаларды депарафинизациялаудың негізгі әдістері:

қырғыш-тескіш (стационарлық және жылжымалы);

орталық қырғыштар;

ұңғыманы АДПН (мұнайды депарафиндеу агрегаты) көмегімен ыстық мұнаймен шаю);

ингибиторлар (су астында да, мезгіл-мезгіл де айдалады);

Қорғаныс жабыны бар НКҚ.

1.4 АШПШ құрамы мен қасиеттері

АШПШ асфальтендердің, шайырлардың және парафиндердің қарапайым қоспасы болып табылмайды, керісінше асфальтендердің айқын ядросы және мұнай шайырларының (ССЕ) сорбциялық-сольват қабаты бар күрделі құрылымдалған жүйе болып табылады. Асфальт-шайырлы заттар - бұл азот, күкірт, оттегі және металдар (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, SGI және т.б.) кіретін күрделі гибриді құрылымның гетероциклді қосылыстары. АСВ 98% - ға дейін хош иісті және нафтендік құрылымдар құрайды. Шайырлар мен асфальтендер молекулаларының құрылымы молекулалардың жалпы салмағының 70-90% құрайтын көмірсутек қаңқасын құрайды. Көмірсутектер - шайырлар-асфальтендер байламында сутектің сарқылу және көміртекпен байытудың біртіндеп үрдісі байқалады; құрылымның хош иісті элементтерінің үлесі артып, олардың конденсация дәрежесі артады; шеткері бөліктегі көміртек атомдарының үлесі төмендейді; хош иісті сақиналардың күшті басымдылығымен полиадролық құрылымдағы молекулалардың орталық ядросындағы атомдардың үлес салмағы артады.

Шайырлар мен асфальтендер азот пен оттегінің құрамында да ерекшеленеді. Шайырларда негізінен оттегі, ал асфальтендерде азот шоғырланған. Мұнайдың табиғатына және ондағы қатты көмірсутектердің құрамына, сондай-ақ сынамаларды алу орнына байланысты шөгінділердің құрамына 9 парафин кіреді...77%; шайырлар 5...30%; асфальтендер 0,5...70 %; байланысты мұнай 60% дейін; механикалық қоспалар 1...10%; су бірнеше пайызға дейін; күкірт 2% дейін. Әдетте "парафиндер" термині шөгінділердің бүкіл көмірсутекті бөлігін біріктіреді. Бұл бөлікте Н-парафиндер (метан көмірсутектері немесе тұзу тізбекті алкандар) басым болғанымен, оның құрамында нафтен (циклоалкан) және ұзын алкил тізбектері бар хош иісті көмірсутектер аз.

Парафинді көмірсутектердің құрылымы микрокристалды, ұзын алкилді радикалдары бар нафтендер макрокристалды құрылымды құрайды. АШПШ құрамына кіретін шайырлар, ең алдымен, силикагель мен хлороформ

(көміртегі тетрахлориді) арқылы окшауланған бейтарап шайырлармен ұсынылған. Бұл жартылай сұйық, кейде жартылай қатты қара қоңыр немесе қара түсті заттар. Шайырлардың салыстырмалы тығыздығы 0,99-дан 1,08 г/см³-ге дейін. Шайырлардың молекулалық массасы 1200-ге жетуі мүмкін. Олар этил және метил спирттерін қоспағанда, барлық мұнай өнімдері мен органикалық еріткіштерде жақсы ериді. Орташа алғанда, шайырларда 15-17% дейін оттегі, күкірт, азот бар. Шайырлардың молекулалық салмағының жоғарылауымен оттегі, күкірт және азот мөлшері азаяды. Шайыр молекулаларының құрылымының негізі негізінен бензол сақиналарынан тұратын жалпақ конденсацияланған поликарбоциклді тор болып табылады. Бұл құрылымдық торда нафтен және гетероциклді сақиналар болуы мүмкін (бес және алты мүшелі). АШПШ шайырларының конденсацияланған жүйесінің шеткері бөлігі көмірсутекті радикалдарға (алифаттық, циклдік және аралас) ауыстырылады.

Бұл алмастырғыштардың табиғаты мен саны мұнайдың қасиеттеріне байланысты. Алмастырғыштар функционалды топтарды қамтуы мүмкін (- OH, -SH, -NH₂, =CO және т.б.). 260-350°С дейін қызған кезде шайырлар тығыздала бастайды және асфальтендерге айналады. Шайыр ерітіндісіндегі концентрацияның жоғарылауымен, бір жағынан, олар кристалдардың өсуін баяулатады, ал екінші жағынан кристалдар бетінің деформациясына және оларда жаңа кристалдану орталықтарының пайда болуына ықпал етеді. Белгілі бір тенденцияның көріну дәрежесі шайырлардың табиғатымен анықталады және қатты көмірсутектер кристалдарының тиісті формасы мен мөлшерін анықтайды. Қазіргі заманғы идеяларға сәйкес, асфальтендер-қара қоңыр аморфты ұнтақтар түрінде қысқа алифатты тізбектері бар полициклді хош иісті жоғары конденсацияланған құрылымдар.

Асфальтендердің тығыздығы бірліктен сәл үлкен. Асфальтендер құрамында (%масса.): 80...86% көміртегі, 7...9% сутегі, 9% Күкірт пен оттегі, 1,5% азот. Асфальтендер кристалданбайды және оларды жеке компоненттерге немесе тар фракцияларға бөлуге болмайды. 300-400°С-тан жоғары қызған кезде олар ерімейді, бірақ көміртегі мен Ұшпа өнімдерді қалыптастыру үшін ыдырайды. Асфальтендер мұнайдың ең ауыр және полярлы компоненттері болып табылады. Асфальтендер Ассоциацияға өте бейім, олардың бөлшектері полидисперс болып табылады, сондықтан анықтау әдісіне байланысты молекулалық масса 2000-нан 4000 а.е.м-ге дейін өзгеруі мүмкін. Асфальтен бөлшектері-бұл "мицелла", оның ядросы негізінен хош иісті сипаттағы жоғары молекулалық полициклді конденсацияланған қосылыстардан тұрады, ал адсорбциялық қабат төмен молекулалы беттік-белсенді қосылыстарды құрайды, оның ішінде шайырлар мен нафтен қышқылдары бар, олар мұнайдың алифатты компоненттерімен бірге мицелланың сольват қабығын құрайды.

2. Негізгі бөлім

2.1 АШПШ-ға әсер етудің тиімді жолы мен оны жақсартудың жоладры

Парафин шөгінділерімен сәтті күресу үшін ұңғымадағы газ сұйықтығы ағынының негізгі термодинамикалық параметрлерін анықтау қажет - ұңғыманың температурасы мен қысымының өзгеруі, мұнайдың газбен қанығу қысымы, сондай-ақ ұңғыманың өнімділігі мен оның өнімдерінің сулануына байланысты парафин шөгінділерінің тереңдігі мен қарқындылығы. Парафинді шөгінділердің құрамы және олардың балқу температурасы туралы мәліметтер қажет. Осы жұмыс аясында осындай зерттеулер жүргізу нақты жағдайларда парафин шөгінділерімен күресудің тиімді әдісін таңдауға мүмкіндік береді. [23]

Әдістердің барлық түрлерін қарап, талдай отырып, сіз АШПШ-мен күресу әдістерінің кемшіліктерін, дәлірек айтқанда:

1) механикалық-барлық қырғыштарды қолдану. Әдістердің кемшіліктері — механикалық құрылғылардың-қырғыштар мен шығырлардың істен шығуы; қырғыштардың парафинді құбырларда тұрып қалуы. Бірақ ең бастысы-оларды төменгі шұңқыр аймағын парафиннен тазарту үшін қолдануға болмайды.

2) жылу - өте тиімді әдістер, бірақ өте қымбат, жылыту кабельдерін қолдану және ыстық мұнай, су немесе бумен өңдеу, мысалы, бу тарату қондырғыларын қолдану.

3) Химиялық - түзілген парафинді шөгінділерді еріту үшін еріткіштерді, сондай-ақ НКҚ қабырғаларында АШПШ түсуін болдырмау үшін парафин тұндыру тежегіштерін қолданудан тұратын неғұрлым кеңінен қолданылатын әдістер. АШПШ-ның ең тиімді ингибиторлары-бұл әртүрлі химиялық сипаттағы бірнеше химиялық қосылыстардан тұратын және технологиялық жабдықтың бетінде АШПШ қабаттарының пайда болу процесіне әсер ететін әр түрлі механизмі бар композициялық реагенттер (қатты фазалық эмбриондардың пайда болу температурасының төмендеуі және парафиндердің кристалдануы, парафиндердің Болат қабырғаларға адгезиясының төмендеуі және т.б.). [27]

4) физикалық - ұңғымалардың өніміне физикалық өрістермен әсер ету, мысалы, ультрадыбыстық немесе магниттік. Бірқатар компаниялар осы мақсат үшін ультрадыбыстық құрылғылардың барлық түрлерін жасаумен айналысты, бірақ олар өте сирек қолданылады, өйткені ұңғыманың ішіндегі өнімді ультрадыбыстық қыздыру өте жоғары шығыс кернеуі бар генераторларды (бірнеше киловольт) қолдануды талап етеді, бұл кен орнындағы төтенше жағдайлардың ықтималдығын арттырады. Сонымен қатар, эмитенттерді ұңғымаға түсірген кезде қымбат жабдықтың жоғалуымен сымдар жиі үзіледі.

Бұл кемшіліктер тұрақты магнит өрістерін пайдаланбайды. Мысалы, Магнифло магниттік құрылғылары белгілі, олар магниттер орналастырылған сыртқы корпусы бар құбырлар болып табылады. Айтарлықтай мөлшерге (2-5 м) және массаға (30 - 100 кг) байланысты оларды орнату және орнату

проблемалары туындайды (СКҚ көтеру қажет). [3] ұнғыманың өнімдерін магниттік өңдеу магниттік құрылғы ішінде немесе оның беті мен құбыр қабырғасы арасындағы алшақтық арқылы жүзеге асырылады. Өліктің кейін осындай әсер ету қиындық туғызады слипание түзілетін бөлшектердің парафин, нәтижесінде олар выпадают на құбырдың қабырғасының, ал шығарылады ағынымен сұйықтық. Құбылыстың табиғаты айқын емес және барлық АШПШ-да көрінбейді. Парафині бар сұйықтықтар жағдайында олардың метастабильді гипотермиялық күйде, кристалдану температурасынан бірнеше градусқа дейін температурада болу мүмкіндігі анықталды, содан кейін тоқтатылған және сұйықтық ағынымен оңай алынып тасталатын өте жұқа эмбриондар пайда болады. Магниттік активатордың парафинді тұндыру ингибиторларына қосымша әсері парафиндердің түсуіне байланысты оны тазарту қажеттілігіне байланысты кен орнының технологиялық жабдықтарының жөндеу аралық кезеңін арттырады.[27]

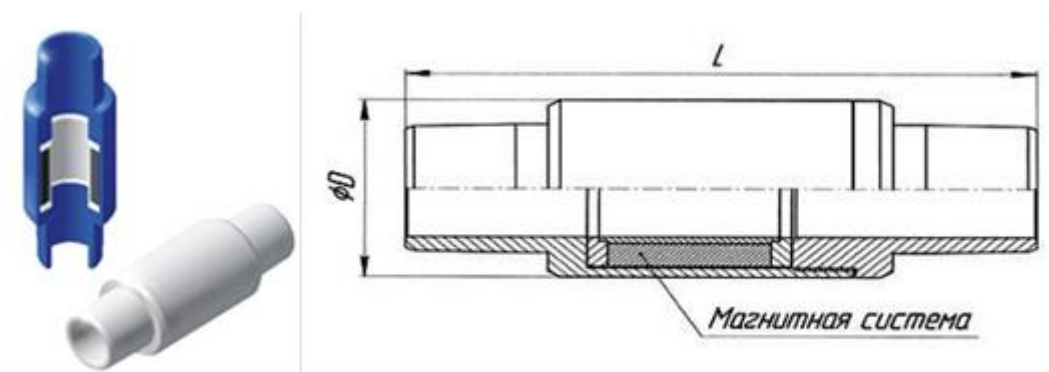
Радиожиілікті магнитогидродинамикалық резонанстық әдістің техникалық міндеті өңделетін ортаның физикалық қасиеттерінің молекулалық деңгейде өзгеруіне байланысты АШПШ-ның алдын алу болып табылады, шикі мұнайда сұйық күйде болатын парафиндер мен АШПШ кристалдану процесі өзгереді. Кристалдану процесінің кинетикасы өзгереді-тұтқыр парафиндердің, АШПШ мен басқа қоспалардың бір-бірімен механикалық адгезиясы төмендейді. Бұл әдіс мұнай ағынының бүкіл көлемінде кристалдану орталықтарының пайда болуын қамтамасыз етеді, бұл парафиннің қарқынды шығарылуына және сұйықтық ағынында парафин кристалдарының бір-біріне және құбырлар мен жабдықтардың металына жабысуына жол бермейтін радиожиілікті резонанстық тербелістердің пайда болуына ықпал етеді. Сондай-ақ мұнай кәсіпшілігі жабдықтарындағы парафинді және басқа да шөгінділердің жойылуы орын алады. Бұрын пайда болған шөгінділер қабаттарға бөлініп, жуыла бастайды, бұл процесс зарядталған бірполярлы молекулалардың репелленттік әсеріне, сондай-ақ құбырлар мен жабдықтардың қабырғаларының металына ықпал етеді. Магнитогидродинамикалық резонанстың радиожиілік сигналы құбыр бойымен қозғалады және сұйық орта көлемінде шоғырланады, сонымен бірге металл беттердің де, парафин молекулаларының да, басқа шөгінділердің де бірдей полярлығында зарядталады. Осыған байланысты молекулаларды металл бетінен "итеру" процесі қарқынды жүреді, молекулалар адгезия қабілетін жоғалтады, сұйық күйде қалып, тромбтар түзбейді.[28]

Магнитті активатор ҒӨТ қабырғаларында, мұнай құбырларында, жер үсті және басқа жабдықтарда АШПШ шөгінділерін, сондай-ақ мұнай ұнғымалық құбырлардың қабырғаларында тұз шөгінділері мен коррозияны болдырмауға арналған.

1. Магниттік құрылғылар енгізу кезінде технологиялық процесті бұзбайды, ұнғымалардың режимге шығуын нашарлатпайды, жөндеу санын азайтуға және АЕК-ті ұлғайтуға мүмкіндік береді, бұл мұнай өндірудің өзіндік құнын айтарлықтай төмендетеді.

2. Магнитті құрылғыларды пайдалану қызмет көрсетуші персоналға

және қоршаған ортаға теріс әсер етпейді.

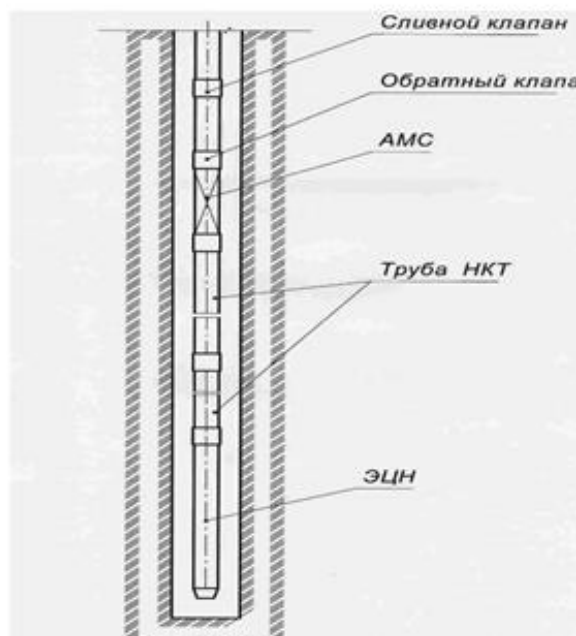


Сурет – 2.1 - Магниттік активатор АМС-73М

ЭЦН типті сорғымен ұңғыманы пайдалану кезінде АМС магниттік активаторын орнату сорғыдан 1-2 НКҚ арқылы, тіпті

1 НКҚ – тексеру клапаны, тағы 1 НКҚ – ағызу клапаны арқылы орнату схемасы суретте көрсетілген

2.Магнит өрісінің өндірілетін сұйықтыққа әсер етуінің реагентсіз әдісі қазіргі уақытта мұнай кен орындарында кеңінен қолданылады. Осыған байланысты магниттік камералар тек ұңғымалардың жерасты жабдықтарында ғана емес, сонымен қатар Саға арматурасында да, тұз шөгінділерінің алдын алу үшін "Спутник" ГЗУ кіреберісінде де қолданылады.



Сурет – 2.2 – Магнитті активаторды БОТЭС компоновкасына қосу схемасы

АШПШ тежегіштері мен шығарғыштарын айдау тиімділігін арттыру

үшін химиялық реагенттерді мөлшерлеу технологиясын жетілдіру қажет. Ол үшін арнайы суасты кабельдік құрылғыны (СПКУ) пайдалану ұсынылады)[30]



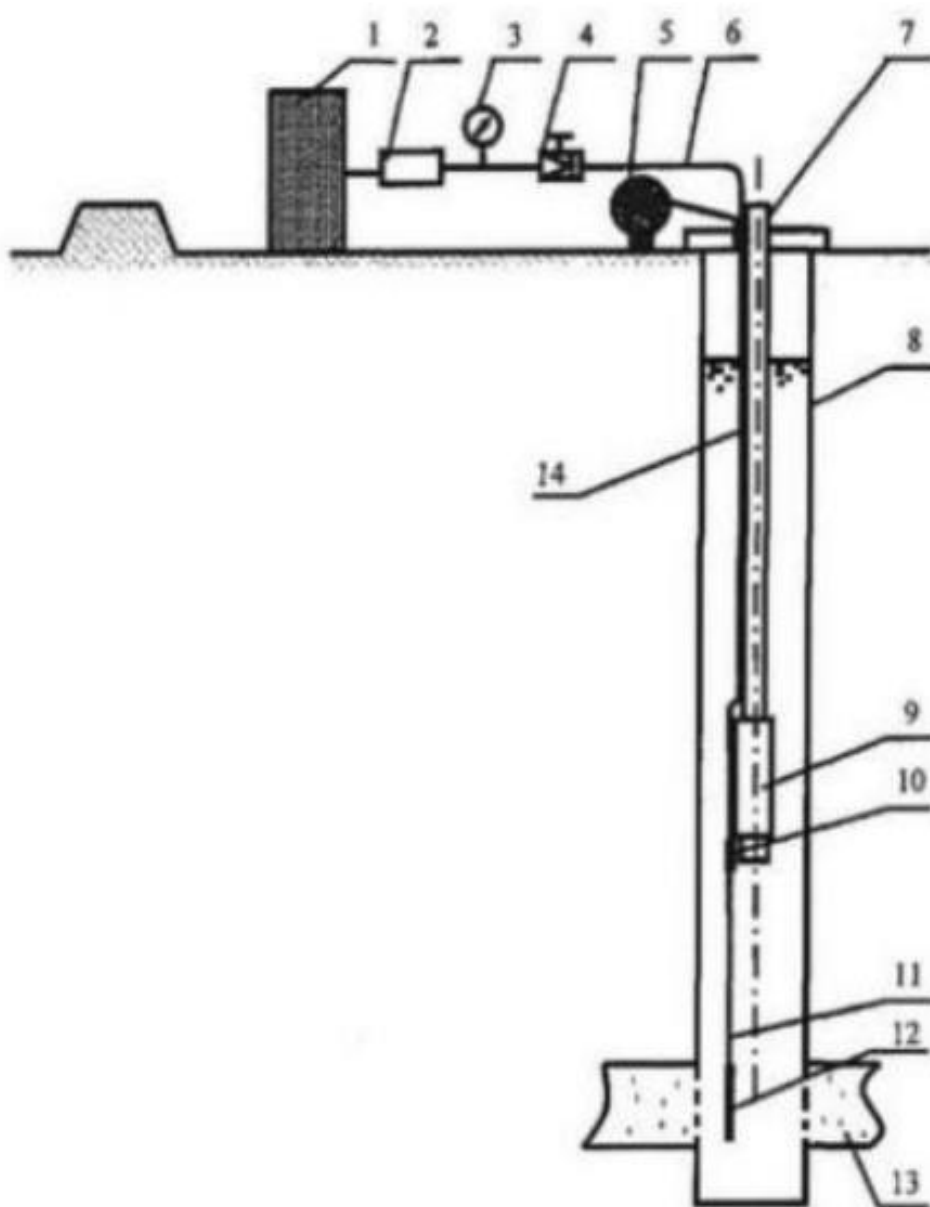
Сурет – 2.3 - Арнайы суасты кабельдік құрылғының дизайны.

Әсер ету механизмі химиялық реагенттерді перфорация аралығына немесе терең сорғыны қабылдауға мөлшерлеуден тұрады. Бұл жағдайда УЭЦН кабелі капиллярлық түтігі бар арнайы кабельге ауыстырылады. Бұл құрылғыны қолданудың тиімділігі АШПШ пайда болғанға дейін өндірілген сұйықтыққа химиялық реагенттерді алдын-ала енгізу арқылы қол жеткізіледі. Химиялық реагенттерді мөлшерлеу технологиясының схемасы 6-суретте көрсетілген.[30]

1-Химиялық реагенті бар контейнер; 2-сорғы-диспенсер; 3-манометр; 4-реттелетін клапан; 5-терминал қорабы; 6 - байлау желісі (болат немесе мыс түтік); 7 - НКҚ бағанасы; 8-корпус бағанасы; 9-ЕСН қондырғысы; 10-қосқыш түтік; 11-капиллярлық түтік; 12 - жүк - саптама; 13-өнімді қабат; 14 - капиллярлы арнайы суасты кабелі түтік. Арнайы кабельдегі реагентті беру арнасы есептелген ұзындығы 11 жеке капиллярлық түтікпен және 12 саптамамен жүктеме арқылы көбейтіледі, бұл реагентті шығаратын сұйықтыққа түсіру және енгізу сенімділігін қамтамасыз етеді. Кабель мен капиллярлық түтікті планшайба арқылы енгізу және жабдықты ұңғымаға түсіру стандартты технологияға сәйкес жүзеге асырылады. Капиллярлық түтіктің зақымдануын болдырмау үшін электр қозғалтқышының орналасу интервалында протектор мен компенсаторда центраторлар орнатылады. Капиллярлық түтік кронштейннің көмегімен центраторға мықтап бекітілген. Ұсынылған технология химиялық реагентті ұңғыманың қажетті нүктесіне тікелей тиімді мөлшерлеуді қамтамасыз етеді және реагенттің дозасы мен маркасын тез өзгертуге мүмкіндік береді. Бұл ретте реагент мұнай бағанасын құбыраралық кеңістікте қанықтыруға, оның Шеген бағанасы мен НКҚ бетінде адсорбциясына жұмсалмайды. Нәтижесінде реагенттердің үнемді жұмсалыуына және оны қолданудың технологиялық әсеріне қол жеткізіледі [30]

Әр түрлі ұңғымаларда пайда болған АШПШ бір-бірінен химиялық құрамы бойынша осы ұңғымаларда өндірілетін мұнайдың топтық көмірсутек құрамына байланысты ерекшеленеді. Бірақ барлық шөгінділер үшін композициялардың әр түрлі болуы мүмкін болғандықтан, олардағы асфальт-

шайырлы және парафинді компоненттердің құрамы кері болатыны анықталды: АШПШ-да асфальт-шайырлы заттардың үлесі неғұрлым көп болса, парафиндер аз болады, бұл өз кезегінде олардың мұнайға қатынасы арқылы анықталады. Бұл мүмкіндік парафиндердің, шайырлар мен асфальтендердің өзара әсер ету сипатымен анықталады, олар шөгінділерге шығарылғанға дейін тәжірибелік және практикалық зерттеулер көрсеткендей, парафин ұңғымалық жабдықтың бетіне шығарылмас бұрын, оның кристалдары өз құрылымдарын түрлендіреді, осылайша олар бір-бірімен байланысып, кең таспа сияқты үздіксіз торды ұйымдастырады.[29]



Сурет – 2.4 - Реагентті мөлшерлеу бойынша жабдықты орналастыру схемасы

Бұл формада парафиннің жабысқақ қасиеттері бірнеше есе артады және оның қатты беттерге "жабысу" қабілеті айтарлықтай күшейеді. Алайда, егер мұнай құрамында асфальтендердің жеткілікті мөлшері болса (4-5% және одан жоғары), олардың депрессиялық әсері әсер етеді. Асфальтендердің өздері ұрық орталықтары бола алады. Парафинді молекулалар қатысады сокристаллизации с алкильными тізбегін асфальтендер құрай отырып точечную құрылымы. Яғни, қатты тордың пайда болуы болмайды. Осы процестің нәтижесінде парафин көптеген ұсақ орталықтар арасында қайта бөлінеді және бетіндегі парафиндердің шығарылуы айтарлықтай әлсірейді. Шайырлар, құрылымына байланысты, керісінше, парафин кристалдарының ленталық агрегаттарын қалыптастыру үшін жағдай жасауға және олардың бетіне жабысуына және олардың болуына ықпал етеді, асфальтендердің парафинге әсерін болдырмайды, оларды бейтараптандырады. Асфальтендер сияқты шайырлар да мұнай парафинімен қанықтыру температурасына әсер етеді, алайда бұл әсердің сипаты керісінше: олардың мұнайдағы массалық құрамының жоғарылауымен қанықтыру температурасы жоғарылайды (мысалы, шайырлардың болуы 12-ден 32% - ға дейін көтерілсе, онда қанықтыру температурасы 22°C-тан 43°C-қа дейін көтеріледі). Мұнайдың парафинмен қанығу температурасы шайырлардың массалық концентрациясына тікелей байланысты және асфальтендер концентрациясына кері байланысты. Сондықтан парафин түзілу процесі мұнай құрамындағы асфальт (а) және шайырлы (С) қосылыстардың қатынасына байланысты. А/С параметрінің ұлғаюымен қанықтыру температурасы төмендейді-тұрақтандыратын компоненттердің (шайырлардың) болмауына байланысты мұнайдағы асфальтендердің ассоциациялары аз тұрақтанады, бұл қанықтыру температурасының төмендеуіне әкеледі, мұндай мұнай парафиндерінің кристалдану процесі ассоциациялармен басылады және парафиннің тұнбасы болмайды; а/С аз мәндерінде, керісінше, қанықтыру температурасы жоғарылайды – асфальтендер парафиннің түзілуіне әсер етпейді, парафин мұнайдан еркін бөлінеді. [31]

Шикі мұнайды Дацин мұнай кен орындары қамтамасыз етті. Дацин шикі мұнайы-құрамында шамамен 57 мас су бар әдеттегі парафин шикі мұнай.% , парафиндың мөлшері шамамен 26 мас.% , су шамамен 43 және гель нүктесі шамамен 32. Көміртекті болат негізгі үлгілер ретінде пайдалану үшін 25 × 40 мм × 10 м өлшемдерге кесілген. Сонымен қатар, 40× 70 мм болат бір жарым түтік парафинды тұндыру үшін үлгі ретінде пайдаланылды. Жабу алдында үлгілер NaOH 60 г/л, Na₂CO₃ 30 г/л, Na₃PO₄у12 H₂O 60 г/л, Na₂SiO₃ 10 г/л ерітіндісінде химиялық майсыздандырылған және 80-90 °C температурада 2 г/л эмульгатор. Беткі қабатты алдын-ала өңдегеннен кейін үлгілер (I-VII) таңдалған қосылыстармен термиялық бүрку әдісімен дайындалды. 1-кестеде үлгілердің орташа құрамы көрсетілген. Әр түрлі беттердің морфологиясы мен құрамы сканерлейтін электронды микроскопия (SEM, S-530, HITACHI) және энергодисперсиялық спектроскопия (EDS, Oxford Link ISIS, Ұлыбритания) арқылы зерттелді. [32]

2.2 Парафиндың тұндыруын бағалау үшін сынақ әдісі

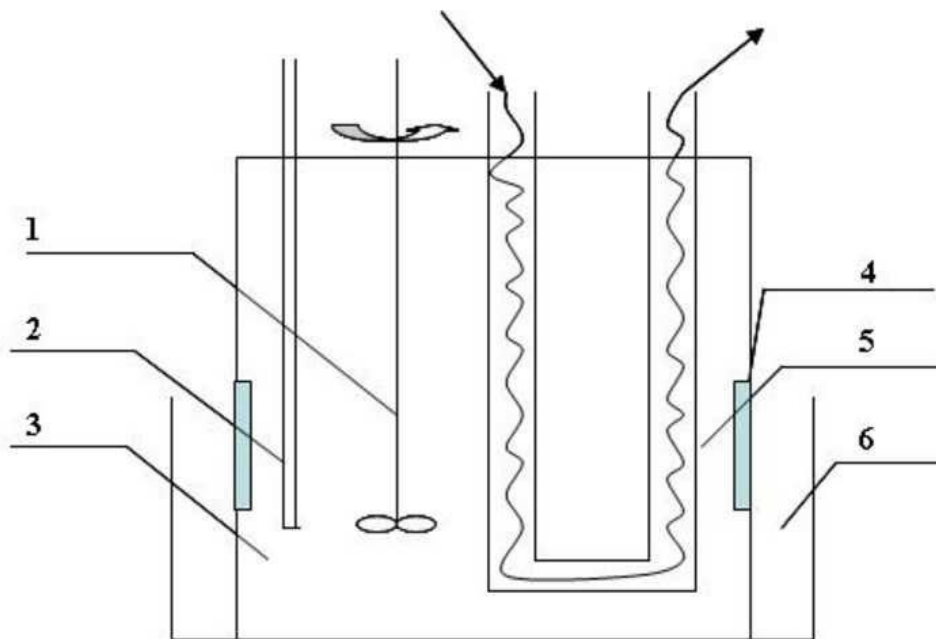
Бұл қарастырылып отырған зерттеудегі шикі мұнай Қытайдың Дацин мұнай кен орнынан алынған. Дацин кен онының қасиеттері - кеуектілігі 25-30% және өткізгіштігі 500-1000 мкд. Ал шикі мұнайы жоғары парафинділігімен (20% ~ 30%), қату температурасымен (25 °С ~ 30 °С), жоғары тұтқырлықпен және төмен күкіртпен (0,1% - дан аз), сондай-ақ 0,83-тен 0,86г/см³-қа дейінгі тығыздығымен сипатталады. Тәжірибе жасау үшін көміртекті болат негізді үлгілер 25×40×10 мм өлшемдерге кесілген. [33]

Үлгілердің беткі қабатына жабынды жағу алдында үлгілер NaOH, Na₂CO₃ 30 г/л, Na₃PO₄·12 H₂O 60 г/л, Na₂SiO₃ 10 г/л ерітіндісінде және 80-90 °С температурада 2 г/л эмульгаторда химиялық майсыздандырылған.

Содан кейін үлгілер бөлме жағдайында 20% HCL ерітіндісінде белсендірілген.

Беткі қабатты алдын-ала өңдеуден кейін үлгілер (I-VII) таңдалған қосылыстармен термиялық бүрку әдісімен дайындалды. 1-кестеде үлгілердің орташа құрамы көрсетілген. Әр түрлі беттердің морфологиясы мен құрамы сканерлейтін электронды микроскопия (SEM, S-530, HITACHI) және энергодисперсиялық спектроскопия (EDS, Oxford Link Isis Ұлыбританиядан) арқылы зерттелген.

Көптеген зерттеулер парафинды тұндыруға арналған құрылғыларды жобалау мен пайдалануға арналған. Бұл зерттеуде әртүрлі құбыр беттерінің парафинға қарсы қасиеттерін зерттеу үшін парафиннің тұнуын тексеруге арналған құрылғы жасалды. Сынақ құрылғысының схемалық диаграммасы 2.5-суретте көрсетілген. [34]



Сурет 2.5 - Парафиннің тұнуын тексеруге арналған сынақ құрылғысы

Жабдықтың жұмыс механизмі - өндіру және құбырлар арқылы шикі мұнайды тасымалдау кезінде оның температурасының өзгеруін модельдеу болып табылады. Бұл құрылғы парафинді парафиндардың үлгінің бетіне түсуіне мүмкіндік берді, мұнда температура АШПШ кристалдану температурасынан төмен және әр түрлі беттердің антипарафиндік әсерін тұндырылған парафин мөлшерімен бағалауға болады. Сынақ процедурасы келесідей болды: алдымен шикі мұнай 85 ± 5 дейін қыздырылып, шикі мұнайдың біркелкілігін қамтамасыз ету үшін мұқият араластырылды. Содан кейін үлгілер үздіксіз араластыру және тұрақты температурада шикі мұнайға орналастырылды. Бір сағаттан кейін шикі мұнай минутына 5 жылдамдықпен 15 ± 5 (кристалдану температурасынан (WAT) төмен) суық сумен салқындатылып, осы күйде тағы бір сағат тұрды. Соңында, жабысқақ майды кетіру үшін сынамалар алынып, сумен жуылады. Толығымен кептірілген үлгілер тұндырылған парафиндың мөлшерін алу үшін өлшенді. Көміртекті болаттағы әр түрлі жабындардың парафинға қарсы әсерін бағалау үшін көміртекті болат үлгісінің бетіне парафиндың тұндыру мөлшері анықтама ретінде пайдаланылды. Парафинға қарсы тұндыру коэффициенті R_{aw} келесі теңдеу бойынша есептелді (1): [1]

$$R_{aw} = \frac{W_1 - W_2}{W_1} \cdot 100\% \quad (1)$$

мұндағы R: парафинге қарсы тұндыру коэффициенті;

W1: көміртекті болат үлгісіндегі АШПШ-ның мөлшері, г;

W2: үлгілердегі АШПШ-ны тұндыру мөлшері (I - IV үлгіге дейін), г.

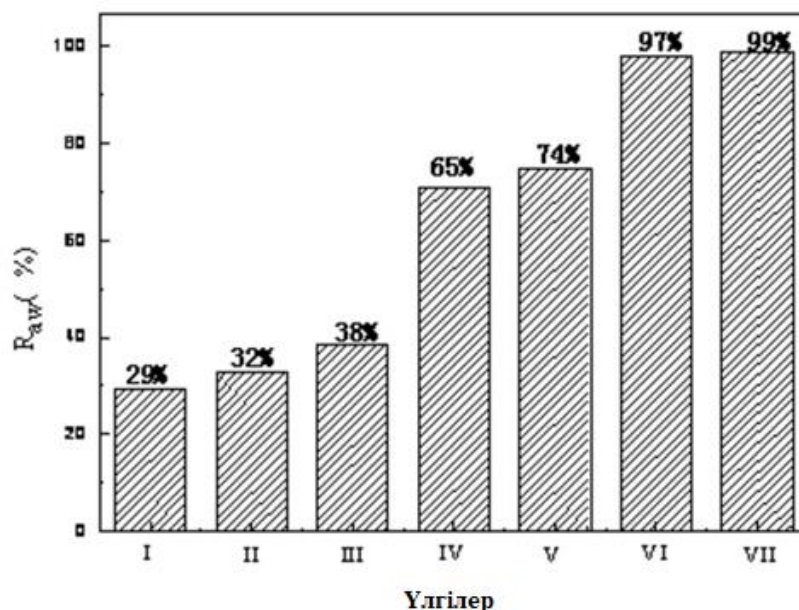
Сондықтан көміртекті болаттан жасалған тұндыру коэффициенті нөлге тең болуы керек. Бірдей мөлшердегі үлгілер үшін ең жақсы антипарафиндік қасиеттері бар жабын W2-ден аз. Басқаша айтқанда, тұндыру коэффициентінің жоғары болуы АШПШ-ның шөгуге қарсы жақсы қасиетке ие екенін білдіреді.

2.2.1 Нәтижелер және талдау

Парафиндың тұндыру сынақтарына I-VII үлгісі ретінде белгіленген жеті түрлі үлгі дайындалды. Эквалайзердің көмегімен есептелген парафинға қарсы тұндыру коэффициенттері (R_{aw}). 2.5 - суретте көрсетілген. [1]

2.5-суреттен I, II және III үлгілердің АШПШ-ға қарсы тұндыру коэффициенті шамамен 30% құрайтыны көрінеді. Суретте көрсетілгендей. I, I үлгісі-аз мөлшерде Fe мазмұны бар Zn жабыны, ал II үлгі, III үлгі ZnNi және Fe тұрады. Шамасы, Zn және Ni элементтерін жабынға енгізу антипарафиндік қасиеттерді шамамен 30% жақсартты, яғни көміртекті болат бетіне қарағанда парафинды Zn немесе Zn-Ni жабынының бетіне қою қиынырақ. Айта кету керек, P мазмұнының 30%-дан астамы Zn-Fe жабынына IV үлгіні және V үлгіні 1-кестедегі I үлгісімен салыстыру арқылы енгізілген. Ол жерде тұндыру коэффициенті 29% - дан 65% - ға және 74% - ға дереу артқан. Сонымен қатар, үлкен фосфор P үлесі бар V үлгісі жоғары R_{aw} мәніне ие, бұл жерден

парафинға қарсы қасиет үшін Р шешуші рөлін көрсетінін байқауға болады.



Сол сияқты VI және VII үлгілері фосфорды Zn-Ni-Fe-мен біріктіру арқылы алынады, олардың құрамы 2.1-кестеде келтірілген. [1]

Үлгілер	Элемент құрамы(%)			
	Zn	Fe	Ni	P
үлгі I	98.9	1.1	-	-
үлгі II	87.6	1.1	11.3	-
үлгі III	86.2	0.6	13.2	-
үлгі IV	57.6	12.2	-	30.2
үлгі V	67.3	0.2	-	32.5
үлгі VI	62.9	1.3	3.9	31.9
үлгі VII	65.9	1.6	6.7	26.1

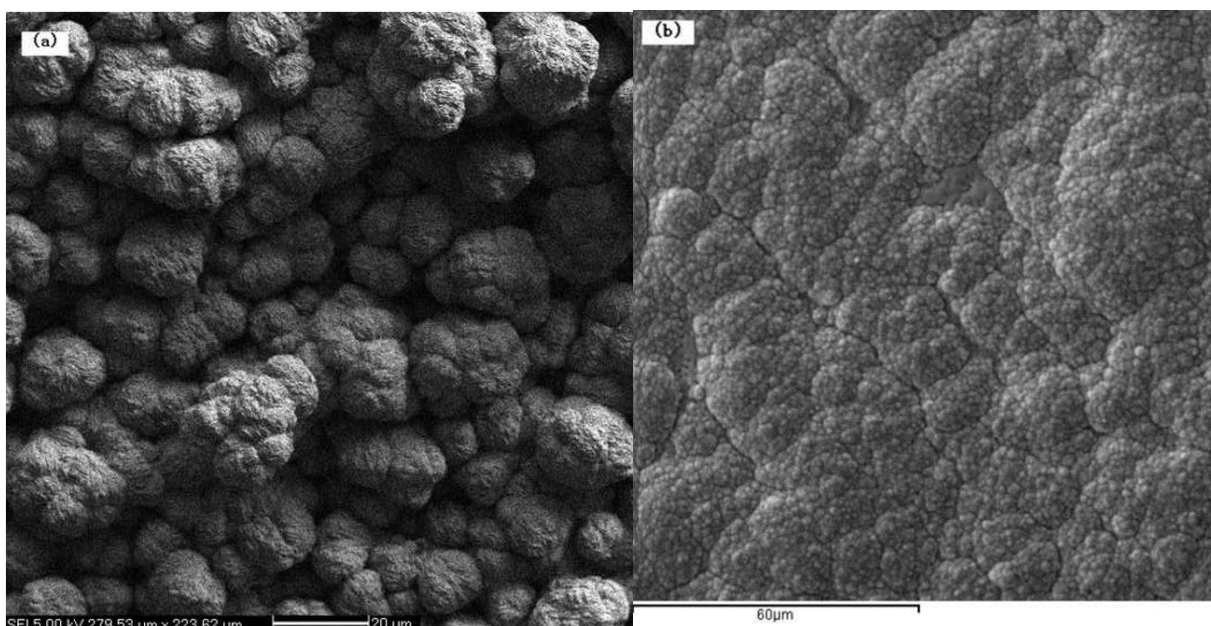
Бұл екі үлгі де 98%-дан жоғары тұндыру коэффициенті құрамымен парафинға қарсы тамаша қасиеттерді көрсетеді. VI және VII сынамалардың үлгілерін 1-кестедегі IV және V үлгілерімен салыстыра отырып, элементтер құрамының негізгі айырмашылығы-Ni қосу. IV және V үлгілерінде никель жоқ, бұл тұндыру коэффициенті құрамының 98% - дан 70% - ға дейін төмендеуіне әкеледі. Осындай көрсеткіштерге қол жеткізе келе никель парафинға қарсы әсер ететін қасиеттерге ие болып табылады. Парафинды тұндырғаннан кейін I, III, V және VII үлгілердің макро суреттері 2.7-суретте көрсетілген. [4]

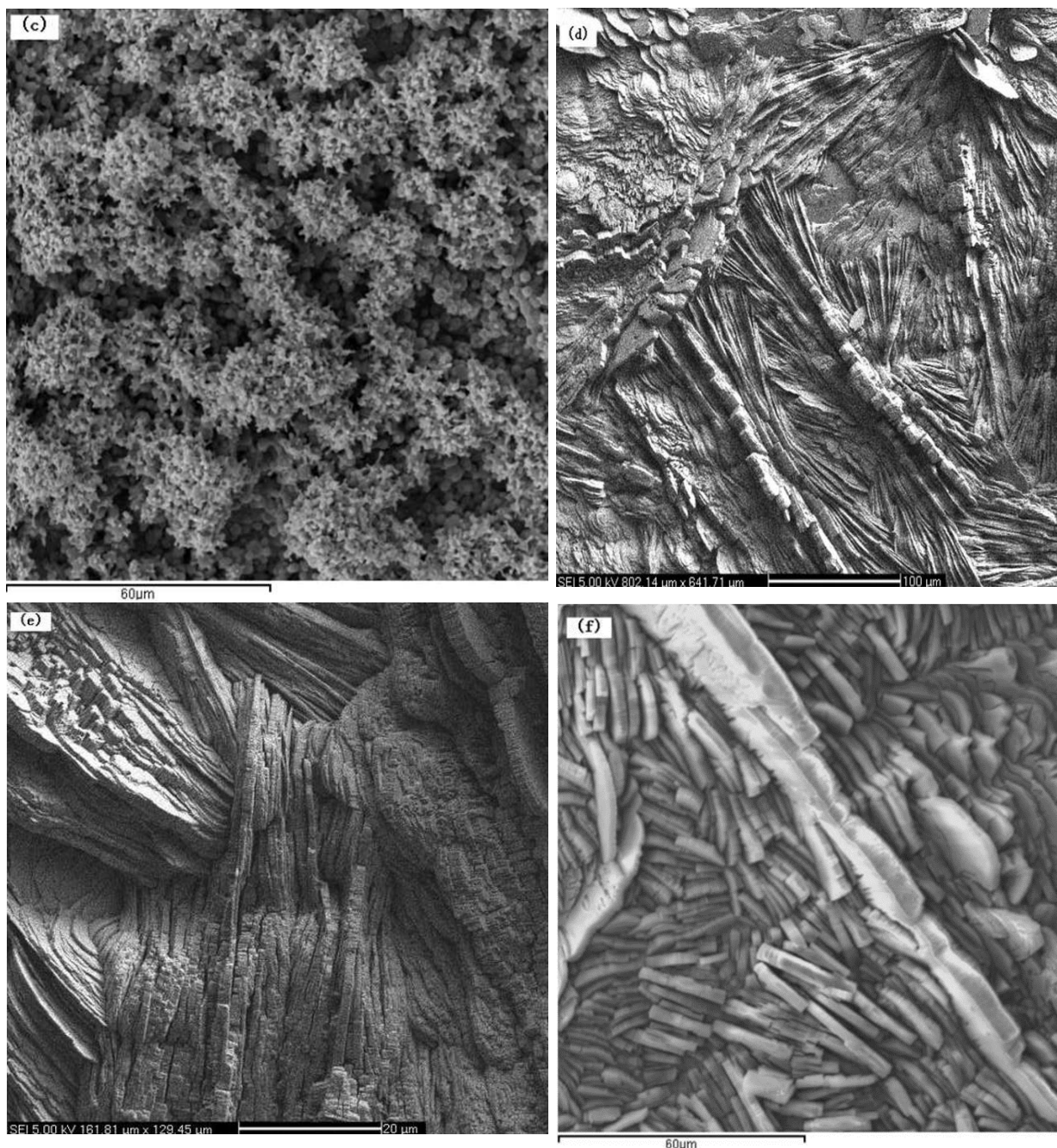




Сурет 2.7 - Әр түрлі беттерде АШПШ-ның тұну үлгілері. а – I үлгі: Zn-Fe жабыны, b – III үлгі: Zn-Ni-Fe жабыны, c – V үлгі: Zn-Fe-P жабыны, d – VII үлгі: Zn-Ni-Fe-P жабыны

Бұл суреттер әр түрлі жабындардың парафинға қарсы әсерін нақты көрсетеді, бұл 2-суретте келтірілген нәтижелерге сәйкес келеді. Сур. - сур. 4 I-VII үлгілерінің беткі морфологиясын көрсетеді. Бұл жердегі ескере кететін бір жағдай, фосфор (P) қосылмаған жабындар 4 (a), (б) және (в) суретте көрсетілгендей беттің мүлдем басқа морфологиясын көрсетеді. Алайда, ұқсас ламель құрылымы (4 (d), (e), (f) және (g)) сурет) фосфор (P) бар жабын беттерінде пайда болады. [1]

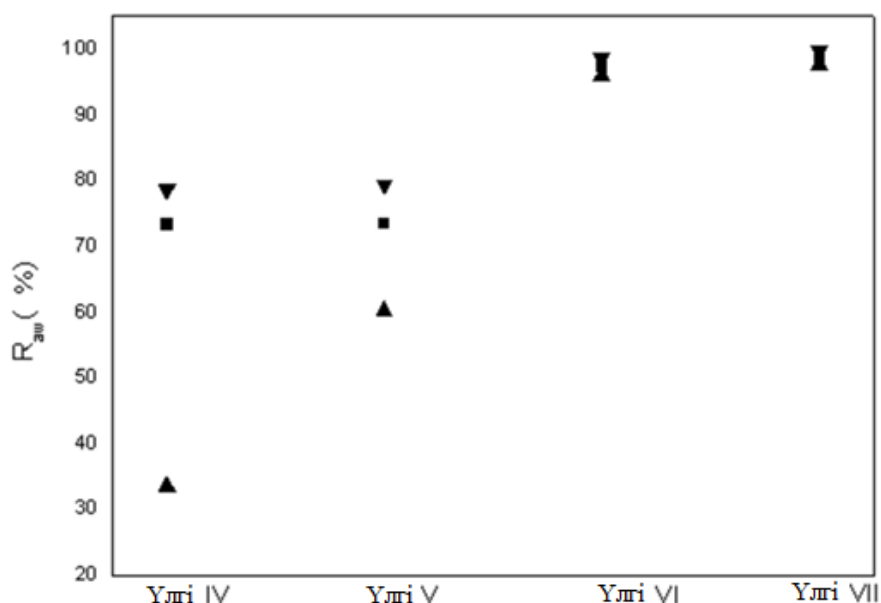




Сурет 2.8 - Әр түрлі үлгілердің беткі морфологиясы. а - I үлгі: Zn-Fe жабыны, b – II үлгі: Zn-Ni-Fe жабыны, с – III үлгі: Zn-Ni-Fe жабыны, d – IV үлгі: Zn-Fe-P жабыны, е – V үлгі: Zn-Fe-P жабыны, f – VII үлгі: Zn-Ni-Fe-P жабыны[1]

Парафинға қарсы қасиеттер жоғарыда сипатталғандай Zn-Fe жабынында да, Zn-Ni-Fe жабынында да фосфор (P) енгізу арқылы жақсарды. Осылайша, пластинаның микроқұрылымы аралас құрамды элементтерден тұратын беттердің парафинға қарсы сипаттамаларын жақсартуда маңызды рөл атқарады. Пластиналық құрылым әр түрлі беттердің антипарафиндік қасиеттеріне әсер ететін негізгі фактор болып табылатындығын білу үшін әр бетке алты параллель үлгіні қолдана отырып, құрамында фосфор бар төрт жабынның АШПШ-ға қарсы тұндыру коэффициенті қайта зерттелді.

Нәтижелер 2.9 - суретте көрсетілген.



Сурет 2.9 - R әр түрлі жабындардың таралуы. IV үлгі: Zn-Fe-P жабыны; V үлгі: Zn-Fe-P жабыны; VI үлгі: Zn-Ni-Fe-P жабыны; VII үлгі: Zn-Ni-Fe-P жабыны.

Мұндағы таңбалар сәйкесінше әр жабын үшін параллель үлгілердің максималды, орташа және минималды R_{aw} мәнін білдіреді. Нәтижелер көрсеткендей, бұл жабындардың антипарафинді тұндыру қасиеттері өте ұқсас, сонымен қатар олар ұқсас ламель құрылымына ие. Zn-Fe-P жабыны бар IV үлгідегі тұндыру коэффициенті 33-78% аралығында. Шикі деректердің таралуы өте үлкен, яғни бұл беттің парафинға қарсы тұндыру қасиеті тұрақты емес. Фосфордың көп мөлшері бар басқа Zn-Fe-P жабынының V үлгісіндегі тұндыру коэффициенті 60-80% аралығында болады. Айта кету керек, IV үлгінің және V үлгінің орташа бастапқы мәні ұқсас, бірақ бастапқы мәні көп фосфор мен темірден аз V үлгісі үшін тұрақты болады. VI үлгісі де, VII үлгісі де Zn-Ni-Fe-P жабындылары болып табылады. Осы екі жабынның АШПШ-ға қарсы тұндыру коэффициенті жақсы репродукция мен тұрақтылықты көрсетеді. 5-Суретте келтірілген нәтижелер бұл үлгілердің барлығы ұқсас ламельді құрылымға ие болғанымен, олардың парафинға қарсы қасиеттері бір-бірінен ерекшеленетінін көрсетеді. Парафинды тұндыру процесінде жабындардың легірлеуші компоненті маңызды рөл атқаратынына көз жеткізуге болады. [1]

Сонымен қатар, Ni элементі маңызды рөл атқаратын VI және VII үлгілері біздің тәжірибелерімізде парафинға қарсы жақсы қасиеттерді көрсетеді. Бұл Ni магниттік әсеріне байланысты болуы мүмкін. Парафиндың тұндыруына магниттік әсер ету механизмдеріне сәйкес, парафин молекулалары шикі мұнай магнит өрісіне ағып, әлсіз дипольдер молекулалар арасында серпімді күш пайда болған кезде полюстерін магнит өрісінің бағыты бойынша тегістейді, бұл жабынға парафин молекулаларының тұндырылуына жол бермейді.[5]

2.3 Эмальданған СКҚ қолдану

Жабындар материалдарын таңдаудың негізгі талабы гидрофильді қасиеттері бар тегіс бетті (кедір-бұдырлық шығыңқы бөлігінің биіктігі 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 ұңғымаларды парафин шөгінділерден (эмаль) футерленген қорғаныспен жабдықтауға арналған болжамды жылдық шығындар 74118 т.г кұрайды. АШПШ-ға қатысты төмен адгезионды қасиеттері бар материалдардан жасалған қаптамасы 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 қыздырылды. Құбырдың қабырғасындағы Парафин түзілген жоқ. Алайда, Манғышлақ кен орындарында әйнектелген құбырларды пайдалану тәжірибесі шыны мен болат құбырдың термиялық кеңею коэффициенттеріндегі айырмашылықтарға байланысты қажетті термотұрақтылық және жабынның механикалық беріктігі қамтамасыз етілмейтінін көрсетті. Жылу операциясынан кейін құбырларды салқындату кезінде шыны қабықта қалдық кернеулер пайда болады. Пайдаланудың температуралық жағдайлары өзгерген кезде бұл кернеулер шынының сығылу және созылу беріктігінен асып түседі, нәтижесінде шыны қабығы жарылады және төгіледі. Шыныланған құбырларды пайдаланудың осындай сәтті тәжірибесін ескере отырып, сондай-ақ жаңа, неғұрлым перспективалы жабындардың пайда болуына байланысты "Манғышлакнефть" бірлестігінде шыныланған құбырлар өндірісі тоқтатылды. Органикалық жабындар (бакелит-эпоксидті және эпоксидті-таскөмірлік металмен жақсы ілінісуге ие және тиісінше температуралық ауытқуларға жақсы қарсы тұрды. Органикалық жабындардың негізгі кемшіліктері: олардың деструкциясы, құрылымының өзгеруі және уақыт өте келе барлық технико-экономикалық қасиеттерінің нашарлауы. Кемшіліктерге органикалық жабындардың тозуына төмен қарсылықты да жатқызу керек. Пайдалануда ең сенімді және берік болып шыныма-парафинге инертті сол жақ жабын саналады. Металл бетіт, ыстыққа төзімді, қышқылға төзімді және тозуға төзімді, нөлдік су жылытқышы, жылуфизикалық және физикалық-химиялық қасиеттері жоғары шыны эмаль жабыны отандық және шетелдік өнеркәсіпте кеңінен қолданылады. "Манғышлакнефть" бірлестігінде эмальданған СКҚ 1965 жылдан бастап өндіріліп, пайдаланылды. [43]

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 2.2 кестеде келтірілген сонымен қатар Жетібай кен орынына эмальданған СКҚ өнеркәсіптік енгізу нәтижелері көрсетілген.[43]

2.2 Кесте - Ұңғымалардың сулануына байланысты эмальданған СКҚ-ларды өнеркәсіптік енгізу нәтижелері (Жетібай кен орны)

Суландыру шегі, %	Ұңғыма саны	Мұнай шығымы м ³ /тәул		Сұйық шығымы, м ³ /тәул.		Профилактикалық өңдеу саны		ПРС саны	
		орнат қанға дейін	кейін	орнат қанға дейін	Кейін	орнат қанға дейін	кейін	орнат қанға 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 СКҚ қолданудан нәтиже орта тәуліктік дебитажиналардың (4,4% - ға) өсуі, профилактикалық іс-шаралар (2,4 есе) және жер асты жөндеулері (1,8 есе) санының төмендеуі есебінен алынды. Дебиттің өзгеруінің ұңғымалардың сулануына тәуелділігі анықталды. Оңтайлы тиімділік сулылығы 10-нан 30% - ға дейін болатын ұңғымалар үшін белгіленген, сулылығы 30% - дан астам ұңғымаларда тиімді қолдану төмен.

Әр түрлі мұнай кәсіпшіліктерінде орналасқан ұңғымаларда ішкі шыны-эмаль жабыны бар СКҚ пайдалану тиімділігін бағалау ұңғымаларды жер асты жөндеу және алдын алу іс-шаралары санының айтарлықтай төмендегенін көрсетті.[22]

3. Арнайы бөлім

3.1 АШПШ түзілуінің басталу тереңдігін, оның НКТ ішкі бетінде жинақталу жылдамдығын және парафинді қауіпсіз дебитті есептеу

Мұнайдың парафиндермен қанығу температурасының ұңғыманың тереңдігіне таралуын құру үшін М. С. Турбаковтың тәуелділігін қолданамыз

$$t_{\text{н.СКВ}} = t_{\text{н.СКВ}} + A_1 \frac{p_1}{p_{\text{нас}}} - A_1 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_o}, \quad (3.1)$$

мұндағы A_1 және A_2 – зертханалық зерттеулер негізінде белгілі бір даму объектісі үшін анықталатын корреляциялық коэффициенттер;

p_1 -ұңғымадағы қысым;

$p_{\text{нас}}$ -мұнайдың қанығу қысымы;

Γ_t - p_1 және T_t кезінде мұнайдың газбен қанықтылығы;

T_t -ұңғымадағы газ мұнай сұйықтығының температурасы,

Γ_o -қабаттық мұнайдың газбен қанықтылығы; $t_{\text{н.СКВ}}$ - p_1 және T_t кезінде мұнайдың парафиндермен қанығу температурасы;

$T_{\text{нд}}$ -газсыздандырылған мұнай парафиндерімен қанықтыру температурасы.

$$t_{\text{нд}} = 38 - 1,91 \frac{y_A + y_S}{y_P}, \quad (3.2)$$

мұндағы y_A , y_S , y_P , - газдалмаған мұнай құрамындағы асфальтендердің, шайырлар мен парафиндердің пайыздық үлесі

$$t_{\text{нд}} = 38 - 1,91 \frac{1,4 + 15,7}{8,1} = 33,8^\circ \text{C} \quad (3.3)$$

Зертханалық зерттеулер нәтижесінде алынған мәндердің алшақтығы ($t_{\text{нд}} \text{ лаб} = 32,1^\circ \text{C}$) 5,6% құрайды, бұл Жетібай кен орнының шарттары үшін (5.2) формуланы пайдалану мүмкіндігін растайды. Ұңғыманың еркін нүктесінде p_1 және Γ_t анықтау үшін ұңғымадағы қысым мен газ мөлшерінің таралуын есептеу қажет. [10]

Бастапқы деректер: сағалық қысым $p_y = 2,1$ МПа; қанығу қысымы $p_{\text{нас}} = 9,3$ МПа, қаттық мұнайдың тығыздығы $\rho_{\text{нп}} = 793$ кг/м³; газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы $\rho_{\text{нд}} = 886,5$ кг/м³; қаттық судың тығыздығы $\rho_v = 1179$ кг/м³; газ факторы $\Gamma = 90,6$ м³/т.

Есептеу "жоғарыдан – төменге" схемасы бойынша жүргізіледі. Алдымен сорғының шығысындағы қысымды ағымдағы жұмыс жағдайында есептейміз. Сорғының шығуындағы қысым фонтандаудың минималды төменгі қысымы ретінде есептеледі. [10]

Ерігіштік коэффициентін есептейміз:

$$\alpha = \frac{\Gamma \cdot \rho_{нд}}{10^3(P_{нас} - 0,1) \cdot 10^6} = \frac{100,6 \cdot 886,5}{10^3(9,3 - 0,1) \cdot 10^6} = 9,7 \frac{1}{\text{МПа}} \quad (3.4)$$

Содан кейін тиімді газ факторын анықтаймыз

$$\Gamma_{эф} = \frac{1}{2} \left(\Gamma - 10^3 \alpha \frac{P_y}{P_{нд}} \right) = \frac{1}{2} \left(100,6 - 10^3 \cdot 9,7 \frac{2,1}{886,5} \right) = 38,9 \frac{\text{м}^3}{\text{м}} \quad (3.5)$$

Көтергіштегі сұйықтықтың орташа тығыздығы келесідей есептеледі:

$$\rho_{ж} = (1 - W) + \rho_{в} W = (1 - 0,004) + 1179 \cdot 0,004 = 841,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (3.5)$$

$$\rho_{н} = \frac{\rho_{нд} + \rho_{нп}}{2} = \frac{793 + 886,5}{2} = 839,75 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (3.6)$$

Сұйықтықтың нақты ағуын және сағалық қысымды қамтамасыз ету үшін келесі шарттарды сақтау қажет:

$$\frac{\Gamma - 10^3 \alpha \frac{I_y^3}{\mu_{Hy}}}{2} (1 - W) \geq \frac{0,388H(H\rho g + P_{нас} + P_y)}{d^{0,5}(P_{нас} - P_y)lg\left(\frac{P_{нас}}{P_y}\right)} \quad (3.7)$$

Берілген теңдеуде h-ге қатысты шекаралық шарттарды алмастыра отырып, біз келесі шешімді аламыз:

$$H_{max} = 0,5 \left(h + \sqrt{h^2 + 10,31 * h \Gamma_{эф} d^{0,5} lg\left(\frac{p_{нас}}{P_y}\right)} \right) = \quad (3.8)$$

$$= 0,5 \left(1224,7 + \sqrt{1224,7^2 + 10,31 \cdot 1224,7 \cdot 38,9 \cdot 0,062^{0,5} lg\left(\frac{9,3}{2,1}\right)} \right) =$$

$$= 1841 \text{ м}$$

Содан кейін сорғының шығысындағы қысымды табамыз

$$P_{вых} = P_{нас} + (L - H) \cdot \rho_{ж} \cdot g = 9,3 + (2117 - 1841) \cdot 841,1 \cdot 9,81 = 11,7 \text{ МПа} \quad (3.9)$$

$P_{вых} = 11,7$ МПа сорғының шығысындағы қысымды қабылдаймыз. Қысымның өзгеру қадамының шамасы = 1,2 МПа. Өндіруші ұңғыманың оқпанына температураның таралуы келесі теңдеу арқылы құрылады

$$t_{ж} = t_{пл} - wh + \frac{c_{ж} w \rho_{ж} q}{K \pi D} \left(1 - e^{-\frac{K \pi D h}{c_{ж} \rho_{ж} q}} \right), \quad (3.10)$$

мұндағы $t_{ж}$ -қарапайым учаскедегі сұйықтықтың температурасы;

тіл-кенжардағы температураға сәйкес келетін қойнауқаттық температура;

$t_{ос}$ -қоршаған орта температурасы;

h -қарапайым учаскеден қабатқа дейінгі қашықтық;

D -құбырдың ішкі диаметрі;

$F_{тр}$ -құбырдың өту қимасының ауданы;

w -геотермиялық градиент;

$C_{ж}$ -сұйықтықтың меншікті жылу сыйымдылығы;

$r_{ж}$ -сұйықтықтың тығыздығы;

q -сұйықтықтың көлемдік шығыны;

K -сұйықтықтан қоршаған ортаға жылу беру коэффициенті. Жылу беру коэффициенті мына формула бойынша анықталады

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha \cdot d} + R}, \quad (3.11)$$

мұндағы R -Құбыр қабырғаларының, құбыр сыртындағы кеңістіктің және ұңғыма маңы ортасының жылу кедергісі; α -сұйықтықтан құбырдың ішкі қабырғаларына жылу беру коэффициенті. А жылу беру коэффициенті Рейнольдс санына байланысты және келесі формулалар бойынша есептеледі:

- ламинарлы ағын $\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda_f}{D}; \quad (3.12)$

- турбулентті ағын $\alpha = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \frac{\lambda_f}{D}; \quad (3.13)$

мұндағы Re -Рейнольдс саны; λ_f -құбыр материалының жылу өткізгіштік коэффициенті; Pr -Прандтль саны.

Рейнольдс санын есептеңіз

$$Re = \frac{4q\rho_{ж}}{\mu_{ж}\pi D} = 206 \text{ (ламинарный режим)} \quad (3.14)$$

$$\rho_{ж} = \rho_{н}(1 - \beta_{н}) + \rho_{в}\beta_{н} = 886,5(1 - 0,004) + 0,004 \cdot 1179 = 887,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (3.15)$$

Ламинарлы ағын кезіндегі сұйықтың құбыр қабырғасына өтетін жылубергіштік коэффициенті келесі түрде орындалады

$$\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda_f}{D} = 4 \cdot \frac{1,4}{0,168} = 33,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}} \quad (3.16)$$

Сұйықтықтан қоршаған ортаға жылу беру коэффициенті

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha \cdot d} + R} = \frac{1}{\frac{1}{33.4 \cdot 0.168} + 0.0753} = 3.95 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \quad (3.17)$$

Сұйықтықтың меншікті жылу сыйымдылығы

$$c_{\text{ж}} = c_{\text{н}} \cdot (1 - \beta_{\text{н}}) + c_{\text{в}} \beta_{\text{н}} = 2100(1 - 0,004) + 4200 \cdot 0,004 = 2108,4 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} \quad (3.18)$$

Геотермиялық градиент

$$w = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{H_{\text{СКВ}} - H_{\text{нс}}} = \frac{63 - 5}{2280 - 30} = 0,026^\circ\text{C/м} \quad (3.19)$$

Сұйықтың 2000 м тереңдіктегі температурасын анықтаймыз

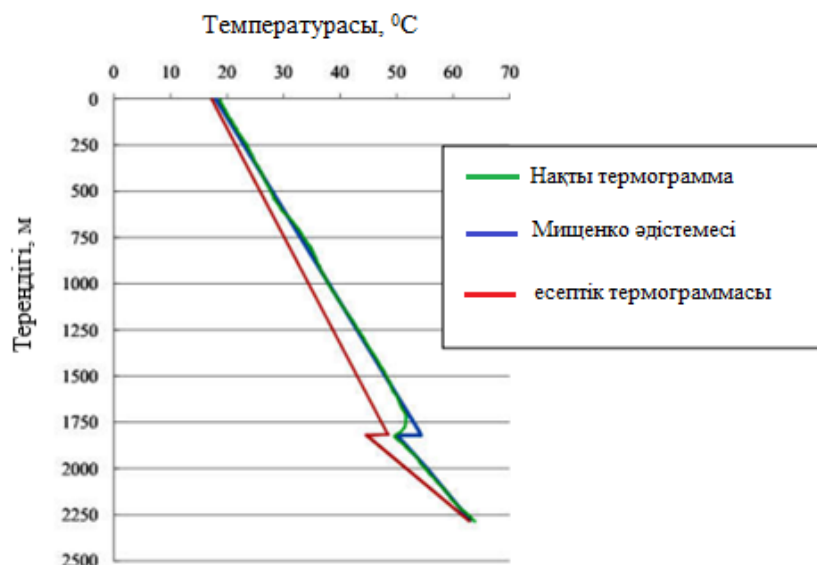
$$t_{;(2000)} = 63 - 0.026(2280 - 2000) + \frac{2108.4 \cdot 0.026 \cdot 887.6 \cdot 34.3}{3.95 \cdot 3.14 \cdot 0.168 \cdot 86400} \cdot \left(1 - e^{-\frac{3.95 \cdot 3.14 \cdot 0.168 \cdot 86400(2280-2000)}{2108.4 \cdot 887.6 \cdot 34.3}}\right) = 55.4^\circ\text{C} \quad (3.20)$$

Сонымен қатар, ұңғы бойымен температураның таралуы есептелді (Сурет - 3.1) Инзырей кен орнының 613 ұңғымасы, нәтижелері $T_y = 18^\circ\text{C}$, $T_{\text{шығ}} = 54,3^\circ\text{C}$.

Мұнайдың парафинмен қанығу температурасының таралуын есептеу $P_i = 3,3$ МПа қысымына сәйкес келетін ұңғыманың қимасының мысалында жүзеге асырылады

Таңдалған қысымға сәйкес келетін температураны есептеу $P_i = 3,3$ МПа

$$T_i = T_y + \frac{[(T_{\text{пл}} + T_y)(P_i + P_y)]}{P_{\text{шығ}} + P_y} = 18 + \frac{(63 - 18)(3,3 - 2,1)}{11,7 - 2,1} = 23.63^\circ\text{C} \quad (3.21)$$



Сурет - 2.5 – Температураның ұңғы бойымен таралуы

Мұнайдың көлемдік коэффициенті және шығарылған газдың үлес көлемі қойнауқаттық мұнай сынамаларын бір реттік газсыздандыру деректерін пайдалана отырып анықтаймыз.

Бөлінген газ көлемі

$$V_{\text{ГВ3,3}} = \Gamma \cdot m \cdot R_i [D_{1,t} (1 + R_i) - 1] \quad (3.22)$$

Қысымға байланысты қосымша коэффициенттерді есептейміз:

$$R_{3,3} = \frac{\lg \frac{P_i}{P_{\text{нас}}}}{\lg(10P_{\text{нас}})} = \frac{\lg \frac{3,3}{9,3}}{\lg(10 \cdot 9,3)} = -0,23 \quad (3.22)$$

Қысымға байланысты емес қосымша коэффициенттерді есептейміз:

$$D_{1,t} = \rho_{\text{нд}} \rho_{\text{го}} [4,5 - 0,00305(t_{3,3} - 20)] - 4,785 = 0,8863 \cdot 1,0 \cdot [4,5 - 0,00305(18 - 20)] - 4,785 = 0,73 \quad (3.23)$$

$$m_{3,3} = 1 + 0,029(t_{3,3} - 20) \cdot (\rho_{\text{нд}} \rho_{\text{го}} - 0,7968) = 1 + 0,029(18 - 20) \cdot (0,8863 \cdot 1,0 - 0,7968) = 0,96 \quad (3.24)$$

$$V_{\text{ГВ3,3}} = 100,5 \cdot 0,961[-0,722(1 + (-0,23)) - 1] \quad (3.25)$$

Мұнайда еріген күйде қалатын газдың салыстырмалы тығыздығын есептейміз

$$\rho_{\text{Гр3,3}} = \frac{\Gamma \left(\rho_{\text{го}} \cdot \alpha_{3,3} \cdot m_{3,3} - \frac{\rho_{\text{Г3,3}} \cdot V_{\text{ГВ3,3}}}{\Gamma} \right)}{V_{\text{Гр3,3}}} = \frac{100,6 \left(1,0 \cdot 1,02 \cdot 0,96 - \frac{0,67 \cdot 37,9}{100,6} \right)}{37,9} = 1,9 \text{ кг/м}^3 \quad (3.26)$$

Көлемдік коэффициентті есептейміз, оның газға қанығуының бір өзгеруіне байланысты мұнай көлемінің нақты өсуін $\lambda(T)$ және газсыздандырылған мұнайдың көлемдік кеңеюінің температуралық коэффициентін $\alpha_{\text{н}}$ анықтаймыз

$$\lambda_{3,3} = 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} + \frac{1,0337 \rho_{\text{Гр3,3}}}{\alpha} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} \cdot (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{Гр3,3}}) \cdot V_{\text{Гр3,3}}] = 0,0064 \quad (3.26)$$

$$\alpha_H = 10^{-3}(3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{HD}) = 0,0007 \frac{1}{C} \quad (3.27)$$

$$b_{3,3} = 1 + \frac{1,0733}{m_t} \cdot \rho_{HD} \cdot \lambda_{3,3} \cdot 10^{-3} \cdot V_{гр3,3} + \alpha_H(t_{3,3} - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} P \quad (3.21)$$

Тиісті термобариялық жағдайда ГСК нақты көлемін есептейміз

$$V_{см3,3} = b_{3,3} + \frac{[V_{зв3,3} \cdot z \cdot P_0 T]}{P \cdot T_0} + \frac{\beta_g}{1 - \beta_g} = 1,0006 + \frac{58,7 \cdot 0,714 \cdot 0,1(273 + 23,63)}{3,3 \cdot 273} + \frac{0,004}{1 - 0,004} = 3,3 \frac{M^3}{M^3}$$

Берілген параметрлерді ескере отырып, z газының сығылу коэффициентін анықтаймыз.

Көмірсутекті және аз мөлшерде көмірсутекті емес газдар қоспасының берілген параметрлерін жуықтау формулаларымен анықтауға болады

П. Д. Ляпкина:

$$P_{np3,3} = \frac{P_{3,3}}{[10^5(46,9 - 2,06 \cdot \rho_{cy}^2)]} = \frac{3,3 \cdot 10^6}{[10^5(46,9 - 2,06 \cdot 1,022^2)]} = 0,74$$

$$T_{np} = \frac{T}{97 + 172 \cdot \rho_{cy}^2} = \frac{273 + 23,63}{97 + 172 \cdot 1,022^2} = 1,072,$$

мұндағы ргқ-стандартты жағдайларда барлық газдың салыстырмалы (ауа бойынша) тығыздығымен анықтауға болатын газдар қоспасының (азоттан басқа) ауаның салыстырмалы тығыздығы.

$$\rho_{cy} = \frac{1,019 - 1,318 \cdot 0,0492}{1 - 0,0492} = 1,022 \frac{кг}{M^3}$$

Берілген параметрлерді біле отырып, біз Браун - Катц графигіне сәйкес анықтаймыз:

$$z_{a3,3} = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} T^{3,71} P^{\frac{14,7}{\sqrt{T}}} = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot 23,63^{3,71} \cdot 3,3^{\frac{14,7}{\sqrt{23,63}}} = 1,0002$$

$$z_{3,3} = z_{y3,3}(1 - y_a) + z_{a3,3} \cdot y_a = 0,7(1 - 0,0492) + 1,0002 \cdot 0,0492 = 0,714$$

Стандартты жағдайларда қоспаның нақты массасын анықтаймыз

$$M_{cm3,3} = \overline{\rho_{нд}} + \overline{\rho_{зо}} \cdot \Gamma + \rho_g \frac{\beta_g}{1 - \beta_g} = 866,5 + 1,01 \cdot 100,6 + 1,179 \cdot \frac{0,004}{1 - 0,004} = 968 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Біз газ-сұйық қоспаның мінсіз тығыздығын есептейміз

$$\rho_{cm3,3} = \frac{M_{cm}}{M_{cm3,3}} = \frac{968}{3,3} = 293,4 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Қайтымсыз қысымның жоғалуының корреляциялық коэффициентін анықтаймыз

$$f = 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 \cdot 10^{-5} Q_{жк} (1 - \beta_g) M_{cm}^2}{d_{вн}} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713 =$$

$$= 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 \cdot 10^{-5} \cdot 34,3 (1 - 0,004) 293,4}{0,062} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713 = 0,21$$

Толық қысым градиентін есептеу

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{cm} \cdot g 10^{-6} + \frac{[f \cdot Q_{жк}^2 (1 - \beta_g)^2 \cdot M_{cm}^2]}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_{cm} \cdot d_{вн}^5} =$$

$$= 293,4 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,21 \cdot 34,3^2 (1 - 0,004)^2 \cdot 968^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot 293,4 \cdot 0,062^5} = 0,0032 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$$

$$\frac{dH}{dP} = \left(\frac{dP}{dH} \right)^{-1} = 0,0032^{-1} = 312,5 \frac{\text{м}}{\text{МПа}}.$$

Сол сияқты біз басқа интервалдар үшін қысым градиенттерін табамыз. Сандық интеграцияны жүргіземіз, нәтижесінде біз СКҚ-да қысымның таралуын аламыз

$$P = P_y = 2,1 \text{ МПа} \quad H = 0$$

$$P = 3,3 \text{ МПа} \quad H = \frac{\Delta P \left(\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right)}{2} = \frac{1,2(329 + 312,5)}{2} = 385 \text{ м}$$

$$P = 4,5 \text{ МПа} \quad H = \Delta P \left(\frac{\left(\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right)}{2} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-1} \right) = 1,2 \left(\frac{(329 + 256)}{2} + 312,5 \right) = 726 \text{ м}$$

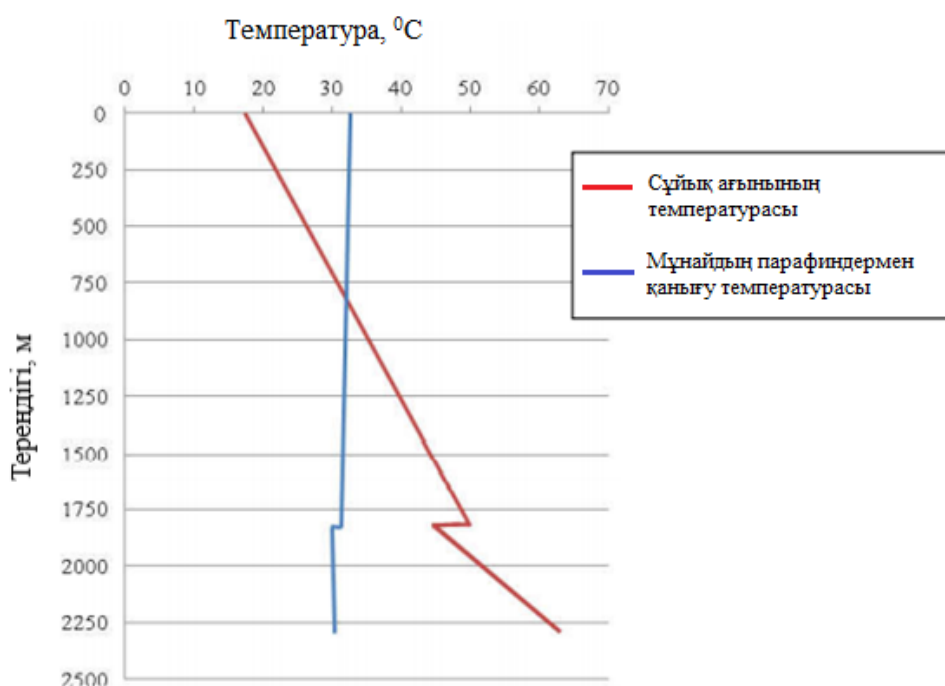
$$P = 5,7 \text{ МПа} \quad H = \Delta P \left(\frac{\left(\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right)}{2} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-1} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-2} \right) =$$

$$= 1,2 \left(\frac{329 + 215}{2} + 256 + 312,5 \right) = 1008 \text{ м} \quad \text{И т.д.}$$

Басқа нүктелер үшін параметр мәндерін табамыз. Мұнайдың ұңғымадағы қысымы мен газға қанығуының таралуын біле отырып, мұнайдың парафинмен қанығу температурасының тереңдікке тәуелділігін құруға болады

$$t_{н.скв} = t_{нд} + A_1 \frac{P_t}{P_{нас}} - A_2 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_o} = 32,1 + 3,1 \frac{3,3}{9,3} - 5,3 \frac{37,1}{100,6} = 31,25 .$$

АШПШ қалыптасуының басталу тереңдігін түпкілікті анықтау үшін мұнайдың әрбір парафинмен қанығу температурасы есептелді ұңғыма қимасы. Мұнайдың қанығу температурасына тәуелділіктің құрылысы ұңғыманың тереңдігінен парафиндер және оның термограммамен үйлесуі (5.2 – сурет) АШПШ қалыптасуының басталу тереңдігіне сәйкес келетін екі қисықтың қиылысу нүктесін көрсетті-820 м.



Сурет - 2.6 – Ұңғымада АШПШ қалыптасуының басталу тереңдігін анықтау °C

4 Техника-экономикалық бөлім

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

1. АШПШ-мен күресу үшін жабдықтардың құны (кестені қараңыз.8).
Ұңғыманы монтаждау үшін "химиялық реагентті дозалап беруге арналған жабдықтың" құны. №23 ұңғымада 3562097,58 тг құрайды .

2. "СНПХ-7821" ингибиторының құны1л үшін 800,4 тг . Демек, сұйықтық бойынша осы дебитке құны 200,4 литр диспергатор қажет болады:

$$\text{Құны} = 200,4 * 800,4 * 360 = 57744057,6 \text{ тг.}$$

3. Ыстық мұнай өңдеу шығындары.

Ыстық мұнай өңдеу қажеттілігі жоқ.

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

Шығын жоқ.

6. Электр энергиясына шығындар.

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

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

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

4.1 Кесте

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

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

Жалпы шығындар	Өлшем бірл.	Мәні
Диспергатор "СНПХ-7821"	Тг	57744057,6
Ағымдағы жөндеуге арналған шығындар	Тг	-
Ыстық мұнай өңдеу шығындары	Тг	-
Тоқтап тұруы себебінен жөндеу	Тг	-
Энергия шығындары	Тг	1503360
Жиыны	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 қосымша мұнай өндіруді мына формула бойынша анықтауға болады:

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

Мұндағы Q_2 – диспергаторды қолданған кезде мұнай өндіру, т (кестені қараңыз. 5.6. Q_1 – бастапқы қолданылатын әдістермен мұнай өндіру, т (кестені қараңыз.10.)

Әрбір ұңғыма бойынша мұнай өндіру көлемін есептеу

$$Q = q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \quad (4.3)$$

мұндағы q – орташа тәуліктік Q дебит, т/тәул; T – пайдалану кезеңі, тәулік; $K_{\text{э}}$ – пайдалану коэффициенті.

Пайдалану коэффициентін есептеу

$$K_{\text{э}} = \frac{T_{\text{к}} - t_{\text{жай}}}{T_{\text{к}}} \quad (4.4)$$

мұнда $T_{\text{к}}$ – ұңғыманың күнтізбелік жұмыс уақыты, тәулік; $t_{\text{жай}}$ – ұңғыманың тұрып қалу уақыты, тәулік

Диспергаторды қолданғанда:

$$K_{\text{э}2} = \frac{365 - 12}{365} = 0,967$$

Нақты қолданылатын әдіс кезінде:

$$K_{\text{э}1} = \frac{365 - 19}{365} = 0,948$$

Мұнай өндіру өсімін есептеу:

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

Жылына өңдеу саны-65;

1 өңдеу 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.):

$$Q_{\text{дон}} = 10596 + 1430 = 12026 \text{ т / жыл}$$

4.3 Кесте - Ұңғыманы пайдалану режимін оңтайландыру нәтижелері

№ Ұңғыма	Ингибиторды енгізгенге дейінгі орташа	Ингибит орды енгізген нен	Өсім , т/тәу л.	Ингибито рды енгізгенге дейін	Ингибитор дыенгізген нен кейін мұнай	Қосым ша мұнай өндіру,
-------------	--	------------------------------------	--------------------------	--	---	---------------------------------

	тәуліктік дебит, т / тәул	кейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул		мұнай өндіру (Q1), т / жыл	өндіру (Q2), т / жыл	т / жыл
23	52	80	28	20117,24	30713,24	12026

Экономикалық тиімділікті мына формула бойынша есептейміз:

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

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

$$P = Q_{\text{доп}} \cdot C = 12026 \text{ т / жыл} \cdot 38471 \text{ тг / т} = 462652246 \text{ тг} \quad (4.6)$$

мұнда $Q_{\text{доп}}$ - мұнайды қосымша өндіру, т/жыл; C - Росстаттың деректері бойынша ішкі нарықта мұнайды сатудың орташа бағасы, тг./т; $\Delta \text{Э}$ - шығындардың құндық бағасы:

$$\Delta \text{Э} = C_2 \cdot Q_{\text{доп}} + Z_{\text{сумм.}} = 22599,5 \text{ тг. / т} \cdot 12026 + 62809515,2 \text{ тг / жыл.} = 334591102 \text{ тг} \quad (4.7)$$

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

$$C_2 = \frac{Q_2 \cdot C_1 + Z_{\text{сумм.}}}{Q_2 + Q_{\text{доп}}} \quad (4.8)$$

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

Мұндағы Q_1 - кен орнында мұнай өндірудің жылдық көлемі, т; $Z_{\text{сумм.}}$ - жылдық күрделі салымдар + іс-шараларды енгізуге арналған жылдық ағымдағы шығындар:

$$Z_{\text{сумм.}} = 3562097,58 \text{ тг / жыл} + 59247417,6 \text{ тг / жыл} = 62809515,2 \text{ тг / жыл} \quad (4.9)$$

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

$$\Pi = 128061144 \text{ тг} [42,43]$$

4.2. "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының тиімлілігін бағалау

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

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

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

2. "КОЛТЕК ДН 3130" диспергаторының құны 1 үшін 883 тг . Демек, сұйықтық бойынша осы дебитке құны 180,8 литр диспергатор қажет болады: Құны = 180,8 * 883 * 360 = 57472704 тг.

3. Ыстық мұнай өңдеу шығындары.

Ыстық мұнай өңдеу қажеттілігі жоқ.

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

Шығын жоқ.

6. Электр энергиясына шығындар.

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

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

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

4.4 Кесте

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

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

Жалпы шығындар	Өлшем бірл.	Мәні
Диспергатор "КОЛТЕК ДН 3130"	Тг	57472704
Ағымдағы жөндеуге арналған шығындар	Тг	-
Ыстық мұнай өңдеу 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-ға қарсы диспергатор)

Мұнай өндіру өсімін есептеу

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

$$Q_{қос} = Q_2 - Q_1 \quad (4.11)$$

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

Әрбір ұңғыма бойынша мұнай өндіру көлемін есептеу

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

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

Пайдалану коэффициентін есептеу

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

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

Диспергаторды қолданғанда:

$$K_{\text{э2}} = \frac{365 - 11}{365} = 0,97$$

Нақты қолданылатын әдіс кезінде:

$$K_{\text{э1}} = \frac{365 - 20}{365} = 0,95$$

Мұнай өндіру өсімін есептеу:

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

Жылына өңдеу саны-72;

1 өңдеу үшін пайдаланылатын мұнай мөлшері-25 т;

Ұңғымалар саны-1;

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

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

$$Q_{\text{доп}} = 14749,54 + 1800 = 16549,54 \text{ т / жыл}$$

4.6 Кесте - Ұңғыманы пайдалану режимін оңтайландыру нәтижелері

№ Ұңғыма	Ингибиторды енгізгенге дейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул	Ингибиторды енгізгеннен кейінгі орташа тәуліктік дебит, т / тәул	Өсім, т/тәул.	Ингибиторды енгізгенге дейін мұнай өндіру(Q_1), т / жыл	Ингибиторды енгізгеннен кейін мұнай өндіру(Q_2), т / жыл	Қосымша мұнай өндіру, т / жыл
103	65,2	104,32	39,12	21679	36428,54	16549,54

Экономикалық тиімділікті мына формула бойынша есептейміз:

$$\text{Эффект} = P - \Delta \text{Э} = 636677353 \text{ тг.} - 442905987 \text{ тг.} = 193771366 \text{ тг} \quad (4.14)$$

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

$$P = Q_{\text{доп}} \cdot C = 16549,54 \text{ т / жыл} \cdot 38471 \text{ тг / т} = 636677353 \text{ тг} \quad (4.15)$$

мұнда $Q_{\text{доп}}$ - мұнайды қосымша өндіру, т/жыл; C - Росстаттың деректері бойынша ішкі нарықта мұнайды сатудың орташа бағасы, тг./т;

$\Delta \text{Э}$ - шығындардың құндық бағасы:

$$\Delta \text{Э} = C_2 \cdot Q_{\text{доп}} + Z_{\text{сумм.}} = 23138 \text{ тг. / т} \cdot 16549,54 + 59982730 \text{ тг.} = 442905987 \text{ тг} \quad (4.16)$$

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

$$C_2 = \frac{Q_2 \cdot C_1 + Z_{\text{сумм.}}}{Q_2 + Q_{\text{доп}}} \quad (4.17)$$

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

4.7 Кесте - Салыстырмалы тиімділігін бағалау кестесі

Аты	Ингибиторды енгізгеннен кейін мұнай өндіру өзгерісі (т / жыл)	Ингибиторды енгізгеннен кейін мұнай өндіру проценттік өзгерісі (%)	Құны (тг)	Энергия шығындары (тг)	Жалпы шығын (тг)
<i>СНПХ-7821</i>	10596	52,7	57744057,6	1503360	59247417,6
<i>Дн 3130 КОЛТЕК</i>	14749,54	68,04	57472704	1127520	58600224
Өзара эффективтілік қатынасы	4153,54	15,34	271353,6	375840	647193,6

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

$$Z_{сумм.} = 2228650 \text{ тг / жыл} + 57754080 \text{ тг / жыл} = 59982730 \text{ тг / жыл} \quad (4.18)$$

ҚОРЫТЫНДЫ

Парафинды тұндыру сынақтары үшін әртүрлі құрамы бар жабындардың жеті түрі дайындалды. Zn-Fe немесе Zn-Ni-Fe жабындары белгілі бір дәрежеде, бірақ айтарлықтай емес, көміртекті болат бетінің антипарафиндік қасиеттерін жақсартып алады. Фосфорды енгізу жабын бетінде арнайы пластина микроқұрылымының пайда болуына әкелуі мүмкін. Белгілі бір р мөлшері Zn-Fe-P жабындары үшін де, Zn-Ni-Fe-P жабындары үшін де парафинға қарсы қасиеттерді едәуір жақсартып алады. 2. Беткі парафинға қарсы тұндыру қасиетіне ықпал ететін факторларға жабынның құрылымы мен құрамы, сондай-ақ шикі мұнайдағы судың мөлшері кірді. Нәтижесінде белгілі бір пластина құрылымы бар Zn, Ni, Fe және P бар жабын 10-дан 90% - ға дейін шикі мұнайдағы көміртекті болатқа жағылған кезде парафиндың тұрақты және қайталанатын тұндыру қабілетін қамтамасыз ете алады. [1, 7]

АШПШ жинақталуына қалыптасу мен қарқындылыққа әсер ететін факторлар анықталды, олардың процеске әсер ету дәрежесі. Қысымның, температураның, ағынның қозғалыс жылдамдығының төмендеуі және 40-80% диапазондағы суланудың жоғарылауы АШПШ түзілу процестерін күшейтеді; газға қанығудың төмендеуі құрылымды және баяу балқитын шөгінділердің пайда болуына әкеледі [8, 9]

Пайдаланылган әдебиеттер тізімі

1. Preparation of anti-wax coatings and their anti-wax property in crude oil Weiping Li, Liqun Zhu, Huicong Liu, Junyun Zhai. *Journal of Petroleum Science and Engineering*
2. Bhat, N.V., Mehrotra, A.K., 2005. Modeling of deposit formation from “waxy” mixtures via moving boundary formulation: radial heat transfer under static and laminar flow conditions. *Ind. Eng. Chem. Res.* 44, 6948–6962.
4. Chi, Y., Daraboina, N., Sarica, C., 2016. Investigation of inhibitors efficacy in wax deposition mitigation using a laboratory scale flow loop. *AIChE J.* 62, 4131–4139.
5. Chi, Y., Daraboina, N., Sarica, C., 2017. Effect of the flow field on the wax deposition and performance of wax inhibitors: cold finger and flow loop testing. *Energy Fuel.* 31, 4915–4924.
6. El-Gamal, I.M., Gad, E.A.M., 1998. Low temperature rheological behavior of Umbarka waxy crude and influence of flow improver. *Colloids Surf., A* 131, 181–191.
7. Fan, K., 2017. Wax Deposition of Waxy Crude Oil and Water-In-Oil Emulsion. Ph.D. Thesis. China University of Petroleum, Beijing.
8. Fan, K., Huang, Q., Li, S., 2016b. Determination of the optimizing operating procedure for DSC test of wax-solvent samples with narrow and sharp wax peak and error analysis of data reliability. *J. Therm. Anal. Calorim.* 126, 1713–1725.
9. Fowkes, F.M., 1964. Attractive forces at interfaces. *Ind. Eng. Chem.* 56, 40–52. Han, S., Zhang, J., Zhu, L., 2016. Effect of the amount and the composition of precipitated n-alkanes on the yield stress of wax-decane gels. *J. Petrol. Sci. Eng.* 147, 228–236.
10. Hoffmann, R., Amundsen, L., 2010. Single-phase wax deposition experiments. *Energy Fuel.* 24, 1069–1080.
11. Janamatti, A., Lu, Y., Ravichandran, S., Sarica, C., Daraboina, N., 2019. Influence of operating temperatures on long-duration wax deposition in flow lines. *J. Petrol. Sci. Eng.* 183, 106373.
12. Jia, X., Ren, L., Tong, J., et al., 1993. Wettability of chemical unsmoothed surfaces and rough surfaces. *Trans CSAE* 9, 9–13.
13. Злобин, А. А. К вопросу о механизме действия ингибиторов для защиты от АСПО /А. А. Злобин, И. Р. Юшков // Вестник Пермского университета. – 2011. – Вып. 3(12). – С.78-83.
14. Комплексная технология для удаления и предупреждения образования АСПО // Нефтесервис. – 2010. – С. 96-97.
15. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, В. В. Шайдаков, А. Р. Хафизов и др. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
16. Шаммазов, А. М. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости /А. М. Шаммазов, Ф. Р. Хайдаров, В. В. Шайдаков. – Уфа: Монография, 2003. – 232 с.
17. Пат.на полезную модель №38469 Рос. Федерация, МПК С10G 33/02/

Устройство для магнитообработки жидкости / М. Н. Персиянцев, В.В. Шайдаков, А. Б. Лаптев, В. И. Максимочкин, А. В. Емельянов. - №2002127715/20; заявл.16.10.2002; опубл. 20.06.2004. Бюл. №17.

18. Филаткин, А. Н. Магнитная активация жидкости как метод борьбы с осложнениями в нефтепромысловом оборудовании /А. Н. Филаткин А. В. Третьяков // Сборник тезисов докл. науч.-практ. конф.молодых ученых ХантыМансийского автономного округа. Когалым: КогалымНИПИнефть, 2003. – 210 с.

19. Ковач В. И., Аливанов В. В., Шайдаков В. В. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии //Нефтяное хозяйство. – 2002. – №10. – С. 126-128.

20. Пат. №2132930 Рос. Федерация, МПК GE21B37/06. Устройство для дозированной подачи реагента в скважину / Н. Н. Хазиев, В. Ф. Голубев. – №9711825/03; заявл. 30.10.1997; опубл. 10.07.99. Бюл. №19.

21. Jiang, H., 2010. Design and Management of Oil Pipeline. M. Petroleum industry press. Jones, H., 1971. The surface energy of solid metals. Met. Sci. J. 5, 15–18.

22. Beshagina, E.V. BlochageSpecilicsin Model Petroliferous Systems /E.V. Beshagina V.V. Loscutova, N. V. Yudina, A. A. Krutey//Procedia Chemistry. – 2014. –Vol. 10. – Pp. 229-235.

23. Иванова, И. К. Подбор потенциально эффективных реагентов для удаления нефтяных отложений по результатам кинетического анализа процесса их растворения/И. К. Иванова // Технические науки – от теории к практике. – 2013. – №17.

24. Иванова, И.К. Изучение процесса растворения асфальтеносмолопарафиновых отложений с позиций формальной кинетики / И. К. Иванова, А. А. Рыкунов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №11. – С. 108-110.

25. Иванова, И. К. Применение уравнения Ерофеева-Колмогорова для описания кинетики растворения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) /И. К. Иванова, А. А. Рыкунов, Е. Ю. Шиц // Руды и металлы. – 2011. –№3-4. – С.73-74.

26. Иванова, И. К. Использование газового конденсата дл борьбы с органическими отложениями в условиях аномально низких пластовых температур / И. К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №12. –С. 90-101.

27. Иванова, И. К. Кинетические параметры процесса растворения АСПО в некоторых углеводородных растворителях /И. К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Химия в интересах устойчивого развития. – 2010. – Т18, №6. – С. 735-739.

28. Миннивалеев, А. Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений /А. Н. Миннивалеев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Нефтегазовое дело: электрон.журн./УГНТУ. – 2013. – №2 <http://www.ogbus.ru.138>

29. Ибрагимов, Н. Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана /Н. Г. Ибрагимов. – М.: Недра, 2005.– 316 с.

30. Коваль, П. В. Гидравлика и гидропривод горных машин /П. В. Коваль. – М.: Машиностроение, 1979, 320 с.
31. Пат.на полезную модель №113181 Рос. Федерация, МПК В08В9/055. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. Ю. Давыдов. – Заявл. 22.12.2010; опубл. 10.02.2012. Бюл. №4. – С.1-2.
32. Рогачев, М. К. Исследование влияния магнитного поля на температуру насыщения нефти парафином нефти Урманского месторождения /М. К. Рогачев, М. И. Кузьмин, П. В. Рошин, Л. К. Васкес Карденас // Международный науч.-исслед. журн. – 2013. – №7-5(14).
33. Кузьмин, Н. М. Исследование влияния намагниченности НКТ на скорость их коррозии в скважинах Урманского нефтяного месторождения / Н. М. Кузьмин, Р. Р. Гумеров, С. А. Шадымухамедов, А. Ю. Карпов, М. К. Рогачев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С. 66-68.
34. Багринцева, К. И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К. И. Багринцева, А. Н Дмитриевский, Р. А. Бочко. – М., 2003. – 264 с.
35. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Нефтегазовое дело: электрон.журн./УГНТУ. –2011, №1. – С.268-284.
36. Тронов, В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними/В. П. Тронов. М.: Недра, 1970. – 192 с.
37. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб.пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
38. Горошко, С. А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения Прибрежное: автореф. дис... канд. техн. наук. – Краснодар, 2003. 39 Сорокин, С. А. Особенности физико-химического механизма образования I
39. АСПО в скважинах /С. А. Сорокин, С. А. Хавкин // Бурение и нефть. – 2000. –№10. – С. 30-31.
40. Минеев, Б. П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти /Б. П. Минеев, О. В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. –2004. – №12. – С. 41-43.
41. Небогина, Н. А. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий /Н. А. Небогина. И. В. Прозорова, Н. В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №1. – С. 21-23.
42. Шарифуллин, А. В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, А. Т. Сулейманова // Технологии нефти и газа. – 2006. – №6. – С. 19-24.
43. Баймухаметов, М. К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана: автореф. дис... канд. техн. наук. – Уфа, 2005.
44. Сергиенко, С. Р. Высокомолекулярные углеводородные соединения нефти /С. Р. Сергиенко, Б. А. Таилова, Е. И. Таталаев. – М.: Недра,

1959, 412 с.

45. Марьин В. И. Акчурин В. А. Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналит. обзор. - Саратов: Изд-во ГосУНЦ. Колледж, 2001. – 156 с.

46. Сорокин, А. В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины /А. В. Сорокин, А. В. Табакаева // Бурение и нефть. – 2009. – №2. – С. 25-26.

47. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче /Н. Г. Ибрагимов и др. – Уфа, 2003. 302 с.

48. Ибрагимов, Г. З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник /Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

49. Петрова, Л. М. Влияние отложений в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений /Л. М. Петрова, Т. Р. Форс, Т. Н. Юсупова и др. // Нефтехимия. – 2005. – Т. 45, №3. – С. 189-195.

50. Шарифуллин, А. В. Состав и структура АСПО Татарстана / А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, Р. Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – №4. – С. 34-41.

ҚЫСҚАРТУЛАР ТІЗІМІ

АШПШ - асфальт-шайырлы-парафин шөгінділер

ББЗ - беттік белсенді заттар

БОТЭС - батырмалы ортадан тепкіш электрлі сорап

Колтек ДН - Колтек диспергатор нефтяной

ПОЭ - полиэтиленоксид

СНПХ - самотлорнефтепромхим

СКҚ - сорапты компрессорлық құбыр

ШСҚ - штангалы сораптық қондырғы

ШАЗ - шайырлы асфальтен заттары

WAT - (wax appearance temperature) кристалдану температурасы

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Бақытали Ержігіт

Название: Мұнай өндіру процесінде АШПШ-мен күресу әдістерін тиімділігін арттыру

Координатор: Алмабек Касенов

Коэффициент подобия 1:1

Коэффициент подобия 2:0.9

Замена букв: 19

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

15.01.2021

Дата



Подпись Научного руководителя

Бақытали Ержігіттің

7M07202 – «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша магистр дәрежесін алу үшін ұсынылған «Мұнай өндіру процесі кезінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру» тақырыбындағы магистрлік диссертациясына ресми ғылыми жетекшінің

ПІКІРІ

Парафинді шайырлар шикі мұнайды өндіру, тасымалдау және сақтау кезінде парафинді кристаллдардың пайда болу температурасынан төмен болған кезде тұнуға бейім. Парафиннің шөгінділері сұйықтықтың тұтқырлығын арттырады және жабдықтар мен құбырлар арқылы ағуды қиындатады. Бұл құбырдың көлденең қимасының ауданын азайтады, жеткізу қысымын арттырады және тіпті бітелген апаттарға әкеледі.

Беті кедір-бұдыр металл бетіндегі парафиндың мөлшері тегіс бетке қарағанда әлдеқайда көп екендігі анықталды. Кейбір басқа зерттеулер көрсеткендей, шыны қапталған құбыр қабырғасы кәдімгі көміртекті болат құбырмен салыстырғанда күшті гидрофильді қасиеттері мен тегіс бетінің арқасында парафинға қарсы жақсы қасиеттерді көрсетті. Ян Фригард (Британ Колумбия Университеті) жүргізген зерттеу көрсеткендей, арнайы гидрофильді беттік-белсенді заттардың қосылуы парафин кристалдарын қайтаратын құбыр қабырғаларында жұқа су қабығының пайда болуына байланысты парафиндың тұндырылуына жол бермейді.

Бұл жұмыста туындаған мәселелерге ұсыныстар айтылды.

Қарастырылған әдістерінің ішінде құбыр ішкі жабынын ауыстыру асфальтосмолдық және парафинді шөгінділерге қарсы техникалық және экономикалық тұрғыдан тиімді болып табылатынына көз жеткізілді.

Зерттеу нәтижелері бойынша Сәтбаев Университетіндегі "Сатпаев оқулары – 2020" конференциясында "Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша магистр дәрежесін алу үшін ұсынылған «Мұнай өндіру процесі кезінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру» тақырыбында ғылыми мақала жарияланды және баяндалды.

Жалпы жұмыс жеткілікті деңгейде орындалды және аяқталды, осыған байланысты оң бағаға лайық, ал оның авторы Бақытали Е. 7M07202 – «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша магистр атағын беруге лайық деп есептейміз.

Ғылыми жетекші:
тех. ғыл. кандидаты
профессор



А.К. Касенов

магистрлік диссертацияға
РЕЦЕНЗИЯ

Бақытали Ержігіт

7M07202 – «Мұнай инженериясы»

Тақырыбы: «Мұнай өндіру процесі кезінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру»

Орындалды:

а) түсініктеме 40 бет

ЖҰМЫСҚА ЕСКЕРТУ

Жұмыс бойынша ескертулер бар:

1. Диссертацияда зерттеу пәні бойынша зерттеушілердің жұмыстарына сілтемелер аз.

ЖҰМЫСТЫҢ БАҒАСЫ

Жұмыста мұнай өндіру кезіндегі асфальтосмолдық және парафиндік шөгінділердің алдын алу үшін бірнеше әдістер қарастырылған, соның ішінде құбырдың ішкі жабынын ауыстыру әдісіне аса қатты назар аударылып отыр.

Ізденуші Бақытали Е. диссертация тақырыбы бойынша зерттеу жұмыстарын жүргізу барысында келесі ғылыми нәтиже алынған:

- Зерттеу мәселесі бойынша ғылыми-техникалық әдебиеттерді талдау ауыр жоғары тұтқыр мұнайларды сусыздандыруда қолданылатын технологиялық шешімдердің негізгі кемшіліктерін анықтауға мүмкіндік берді.
- Теориялық және эксперименттік зерттеулер көрсеткендей, ауыр мұнайларды сусыздандыру процесінде электр өрісінің біркелкі еместігін терең дегидратацияны қамтамасыз ететін негізгі технологиялық фактор ретінде қолдануға болады.
- Теориялық және эксперименттік зерттеулер жоғары сапалы мұнай алу үшін дегидратация процесінің оптималды параметрлерін анықтауға мүмкіндік берді.
- Автор ұсынған ауыр мұнайларды сусыздандыру үшін электр өрісін қолдану әдісі оның тиімділігін көрсетті.

Зерттеу нәтижелері бойынша Сәтбаев Университеті жанындағы "Сәтбаев оқулары – 2020" конференциясында "Мұнай өндіру процесі кезінде асфальтосмолдық және парафинді шөгінділермен (АШПШ) күресу әдістерінің тиімділігін арттыру" тақырыбында ғылыми мақала жарияланған.

Көрсетілген ескертулер магистрлік диссертацияның құнын түсірмейді ал авторы Бақытали Е. 7M07202 – «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша сәйкес «магистр» академиялық дәрежесін ашық түрде қорғағаннан кейін лайық деп санаймын.

Рецензент

Тех. ғыл. кандидаты



А.А. Исмаилов

« »

2021 ж.