

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ. И. Сәтбаев атындағы
Қазақ ұлттық техникалық университеті

А. С. Ысқақ

ҰҢҒЫЛАРДЫ КҮРДЕЛІ ЖАҒДАЙЛАРДА ПАЙДАЛАНУ

Университеттің Ғылыми-әдістемелік кеңесі
оқу құралы ретінде ұсынған

Алматы 2014

ЖОК 522.32 (075.8)

ББК 33.36 я 73

Ы 88

Ы 88

Ысқақ А.С. Ұңғыларды күрделі жағдайларда пайдалану: Оқу құралы.
– Алматы: ҚазҰТУ, 2014. – 202 б.

Сурет 73. Кесте 16. Әдебиеттер тізімі – 30 атау.

ISBN 978-601-228-604-5

Оқу құралы кіріспе және жеті бөлімнен тұрады. Ол мұнай және газ кенорындарын игеру және пайдалану аймағында мамандандырылатын жоғарғы оқу орындарына арналған. Мұнда мұнайды өндіру тәсілдерін таңдау, өнімдегі механикалық қоспалар, асфальтті-шайырлы-парафинді түзілімдер және олармен күрес, неорганикалық тұз түзілімінің алдын алу және жою әдістері, гидрат және олармен күрес әдістері, мұнайкәсіпшілік жабдықтарының коррозиясы және оларды қорғау, газ мөлшері жоғары мұнайларды өндіру атты тараулар қарастырылған.

Мұнда мұнай және газ өндіру кезінде пайдаланатын ұңғылардағы қиындақтар түрлері, олардың пайда болу шарттары, механизмдері және әртүрлі күрес әдістері қарастырылған.

Оқу құралының мақсаты – осы күрделі жағдайларда ұңғыларды дұрыс пайдалануды жете меңгеру. Сонымен қатар, әртүрлі пайдалану тәсілдерінде қажетті әдістер мен тәсілдерді тиімді және орынды пайдалануға үйрету.

Оқу құралы 5В070800-Мұнай газ ісі мамандығындағы бакалавр студенттері мен магистранттарына арналған және олардың білімдерін жетілдіруге ықпал етеді.

ЖОК 522.32 (075.8)

ББК 33.36 я 73

Пікір жазғандар:

Нұрбекова К.С., техн.ғыл.кандидаты, доцент, ҚазҰТУ

Өмірзақова Э.Ж., техн.ғыл.кандидаты, ассоц.профессор, КҚУ;

Абдели Д.Ж., техн.ғыл.док-ры, профессор, КБТУ

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің 2014 жылғы басылым жоспары бойынша басылды.

ISBN 978-601-228-604-5

© Ысқақ А.С., 2014

© ҚазҰТУ, 2014

КІРІСПЕ

Мұнай кәсіпшілігінің дамуының қазіргі кезеңі көптеген кенорындарды игерудің мәнді қиындықтарымен сипатталады. Жеңіл алынатын қорлардың тозуына байланысты мұнай өндірудің негізгі бөлігі жағымсыз геология-физикалық сипаттамалары бар кеніштерге келеді: өнімді қабаттардың көпаярустылығы және терең орналасуы, коллекторлардың біртекті еместігі және өткізгіштіктерінің төмендігі, олардың біртекті тарамауы, қабат қысымының, температураның, тұтқырлықтың аномальды жоғары көрсеткіштері, парафин, шайыр, асфальтен және коррозиянды-белсенді газдардың болуы.

Мұнай кенорындарын рационалды игеру және меңгерудің маңызды мәселелерінің бірі – қабат сұйығын жербетіне шығару тәсілдерін дұрыс таңдау. Ұңғыларды пайдалану тәсілінен тәуелді шығындар мұнай өндірудің шығындар құрылымында мәнді болып табылады. Жалпы мәселе кенорынды игерудің барлық кезеңінде аз шығынмен, көзделіп отырған сұйық көлемін алуды қамтамасыз етуге тіреледі.

Тәжірибе көрсеткендей көптеген кенорындарда табиғи қабат энергиясының қоры барлық алынатын мұнай қорын алуға қажетті энергиядан асады, бірақ оларды қолдану қабаттарды игеру қарқындылығын төмендетеді. Қосымша энергияны жербетінен беру игеру қарқындылығын арттырады және соңғы мұнай бергіштікті көбейтеді. Сонымен, мұнайды өндіру тәсілдерін таңдау, мұнай кенорындарының энергетикалық күйін, мұнайды өндіруге кететін барлық шығындарды ұстау және қабаттардың тиімді мұнай бергіштігін қамтамасыз ету – тиімді игеру жүйесінің негізгі мәселелерінің бірі болып табылады.

Бірақ, игеру жобаларда ұңғылардың пайдалану тәсілін таңдау қазіргі уақытқа дейін жеткілікті негіздеусіз жүзеге асырылып жатыр. Осындай жағдай күрделі қиындықтарға және қайтарылымсыз шығындарға әкеледі.

Осындай мәселелерді шешудің дұрыстығы қиындықтардың пайда болу механизмдерінің теориялық негіздерін білетін, олардың пайда болу ерекшеліктерін ғылыми-зерттеу және тәжірибелік жұмыстарды жүргізу жағынан дағдыланған, тиімді қорғау шараларын және жою әдістерін білетін маманды дайындау дәрежесінен анықталады.

Оқу құралында отандық және шет елдік ғалымдар мен зерттеушілердің теориялық және тәжірибелік нәтижелері жинақталған және жүйелендірілген. Сонымен қатар, жоғарыда келтірілген қиындықтарды оқып білу болашақ мұнайшы мамандарына фундамент болып, технологиялық үрдістерді және жабдықтарды жақсарту үшін қажет деп саналады.

1. МҰНАЙДЫ ӨНДІРУ ТӘСІЛДЕРІН ТАҢДАУ

1.1. Газсұйықты көтергіштердің жұмыс істеу теориясының жалпы нұсқасы

Ұңғы түбінен сұйықтың жер бетіне көтерілуі екі энергияның есебінен – қабаттың табиғи энергиясынан және әртүрлі тәсілдерімен жер бетінен ұңғыға берілетін энергия арқасында жүзеге асырылады. Егер мұнай немесе газсұйықты қоспа (мұнай, су, газ) тек ғана табиғи немесе жасанды түрде қабат энергиясын ұстау арқасында болса, онда ол мұнай өндіру тәсілін фонтанды деп атайды. Әдетте бұл өндіру тәсілі мұнай кеніштерін игерудің бастапқы кезеңінде қолданылады, яғни қабат қысымы жеткілікті болып, ұңғы түбіне сусыз немесе аз суланған мұнай келеді. Қабат қысымын жасанды түрде ұстау арқылы бұл тәсілді одан кейінгі кезеңдер де қолдануға болады. Фонтанды өндіру тәсілі ең тиімді және экономды болып табылады. Бірақ оны жүзеге асыру қабат өнімділігінен және тұтқырлық, тығыздық, мұнайдың газбен қанығу қысымы, газдың болуы сияқты қабат мұнайының қасиеттерінен тәуелді.

Газсұйықты қоспа арнайы саға жабдықтары арқылы өтіп, өлшеу құралдарына, кәсіптік құбырөткізгішке, сүзгіш қондырғылары мен мұнай, газ және суды жинау, дайындау кәсіптік құралымдарға келіп түседі. Сол қоспаның кәсіпшілік құбырөткізгіштерде қозғалуын қамтамасыз ету үшін ұңғы сағасында қажетті кері қысымды ұстайды. Осынының негізінде келесі энергетикалық балансты құруға болады:

$$W_{\kappa} + W_{\text{ж}} = W_1 + W_2 + W_3 ,$$

мұнда W_{κ} –қабаттан келетін энергия; $W_{\text{ж}}$ – жер бетінен берілетін энергия; W_1 –ұңғы түбінен сағаға дейін сұйықты және газды көтеруге жұмсалатын энергия; W_2 –саға жабдықтарынан (штуцерлерден) қозғалу газсұйықты қоспаның жұмсайтын энергиясы; W_3 – ұңғы сағасынан алыс жерге сұйық және газ арынымен жұмсалатын энергия.

Ұңғы түбінде сұйық және газ потенциалды энергияға ие

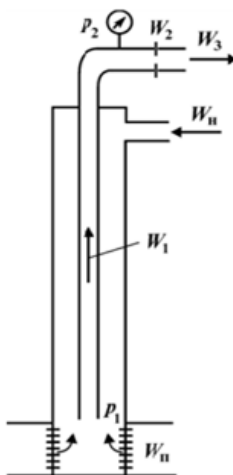
болады. Осы энергияның мөлшері сұйық энергиясы W_c және газ энергиясымен W_r анықталады (сурет 1.1). Потенциалды энергия (Джоульмен) – ол ұңғы түбінен бірнеше биіктікке H 1 тонна сұйықты көтеруге жұмсалатын жұмыс энергиясы.

$$W_{ж} = 1000hg = 9,81 \cdot 10^3 h \quad (1.2)$$

Егер сұйықтың көтерілу биіктігін H түп қысымы p_T , арқылы өрнектейтін болсақ, онда келесіні аламыз:

$$h = (p_m - p_0) / \rho_c g \quad (1.3)$$

мұнда p_0 – атмосфералық қысым, Н/м²; $p_{ж}$ – сұйықтың тығыздығы кг/м³; g – еркін түсу үдеуі, м/с.



1.1-сурет Ұңғыдағы энергия балансы

Сонда $W_{жс} = 10^3 (\rho_T - \rho_0) \rho_c \quad (1.4)$

Изотермиялық үрдісте еркін газдың кеңеюінің энергиясы

$$W_2 = \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_T}{p_0} \quad (1.5)$$

мұнда Γ_0 – 1 тонна сұйықтан еркін түрде ұңғы түбіне

келетін газ көлемі, м³.

(1.5) теңдеуінде Γ_0 мөлшері ұңғы оқпанында атмосфера-лық қысым және орташа температурада өлшенеді. Әрбір мұнай тоннасында еріген түрде газ мөлшері болады, ол p_T қысымына тең болғанда ұңғы сағасына дейін қысымның төмендеуінде ерітіндіден бөлініп шығады.

Осы газ бірнеше мөлшерде энергияға ие, оны W_0 деп белгілейік. Сонымен, ұңғы түбінде сұйық пен газдың потенциалды энергиясы:

$$W_n = 10^3 (\rho_T - \rho_0) + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_T}{p_0} + W_0 \quad (1.6)$$

Бұл энергияны барлығы пайдаланбайды, себебі сағада қарсы қысым p_2 болады. 1 тонна сұйықты қысым p_T дан p_2 – ге дейін өзгергенде көтеруге жұмсалатын газсұйықты қоспаның W_1 энергиясы келесідей анықталады:

$$W_n = 10^3 (\rho_T - \rho_0) p_{ac} + \Gamma_0 p_0 \ln \frac{p_T}{p_0} + A_1 \quad (1.7)$$

мұнда A_1 – қысым p_T дан p_2 – ге дейін өзгергенде мұнайдан бөлінген газдың энергиясы.

Фонтанды ұңғыларды пайдалану кезінде түптегі қысым қанығу қысымынан көбінесе үлкен болады. Осы кезде $\Gamma_0 = 0$, яғни сұйықтың көтерілуі сұйық энергиясының және ұңғы оқпанында бөлінген газдың энергиясының есебінен болады.

Келесі формула бойынша $p_T < p_{кан}$ болғанда ұңғы оқпанында бөлінген газ мөлшері Γ_{01} есептеледі:

$$\Gamma_{01} = \Gamma_0 - \alpha \left(\frac{\rho_T - \rho_0}{2} - \rho_0 \right) \quad (1.8)$$

α – мұнайда газдың еру коэффициенті, м³/(м³·Па).

Егер $p_T > p_{кан}$ болса, онда (1.8) формуласында p_T орнына $p_{кан}$ қою қажет. Ұңғының фонтандауы келесі шартты орындағанда болуы мүмкін:

$$W_n' \geq W_1 + W_2 + W_3 \quad (1.9)$$

Осы шарттан және фонтанды көтергіштің тиімді жұмыс жасау режимінде меншікті газ шығымы үшін А.П. Крыловтың эмпирикалық тәуелділігін ескеріп келесіні аламыз:

$$(1 - n_B) \left[\Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_T - p_0}{2} - \rho_0 \right) \right] \geq \frac{2.77 \cdot 10^{-4} \rho_{ж}^2 L^2}{20.5 (\rho_T - \rho_0) \ln \frac{p_T}{p_0}} \left(1 - \frac{p_T - p_0}{\rho_{ж} g L} \right) \quad (1.10)$$

мұнда n_B – сұйықтың сулануы, өлш.бірлік; d- фонтанды (сорапты-компрессорлы) құбырлардың диаметрі,м; L- көтергіш ұзындығы, м.

(1.10) теңсіздігінен Γ_0 , d, L, p_2 , $\rho_{ж}$, n_B сияқты берілгендердің комбинациясында фонтандауды қамтамасыз ететін қажетті ең кіші түптегі қысымды ρ_T анықтауға болады.

Мұнайды өндіру бойынша заманауи техникалық әдебиеттерде, оқу құралдарында және оқулықтарда ұңғыларды пайдалану тәсілдерін топтастырудың бірқатарлары келтірілген. Оның ішінде А.Н. Адонинмен келтірілген негізделген топтастыруды және оған мұнайды өндірудің жаңа техникасы мен технологияларын ескеріп қосымша мәліметтерді енгізумен қарастырайық. Жалпы барлық өндіру тәсілдерін төрт топқа бөлуге болады.

1. Артезианды фонтандау. Бұл кезде сұйықтың жер бетіне көтерілуі пайдалану объектісінен келіп түсетін сұйықтың гидростатикалық арын есебінен, яғни жұмыс істеп тұрған ұңғыдағы түп қысымы p_T есебінен жүзеге асырылады. Осы кезде газдың сұйықты көтеру жұмысында қатысы болмайды. Сондықтан ұңғының артезианды фонтандау шарты келесі теңсіздік болады:

$$p_2 \geq p_{кан} \quad (1.11)$$

яғни ұңғы сағасындағы қысым мұнайдың газбен қанығу қысымына тең немесе үлкен болуы қажет. Бұнымен қатар артезианды фонтандау суды өндіру кезінде немесе су айдау ұңғыларында судың төгілуінен де болады.

Артезианды фонтандау түп қысымы гидростатикалық

қысым артқанда да болады, яғни

$$p_T > g \rho_{\text{кос}} H \quad (1.12)$$

мұнда $\rho_{\text{кос}}$ – сумұнай қоспаның тығыздығы, кг/м³; H – ұңғы тереңдігі, м.

Артезианды фонтанды көтергіштің жұмысында қысым балансының жалпы теңдеуі

$$p_c = p_{\text{гс}} + p_{\text{үйк}} + p_2 \quad (1.13.)$$

мұнда $p_{\text{гс}}$, $p_{\text{үйк}}$ – сәйкес ұңғыдағы сұйық бағанасының гидростатикалық қысымы және сорапты-компрессорлы құбырда (СКҚ) үйкеліске кететін қысым шығыны; p_2 – ұңғы сағасындағы қысым.

Үйкеліске кететін қысым шығынын Дарси-Вейсбах формуласымен анықтайды:

$$\rho_{\text{үйк}} = 8\lambda Q_{\text{ж}}^2 \rho_{\text{ж}} L / \pi^2 d^5 \quad (1.14)$$

мұнда λ – гидравликалық кедергі коэффициенті; $Q_{\text{ж}}$ – ұңғы дебиті; L – СКҚ ұзындығы; d – СКҚ-ның ішкі диаметрі.

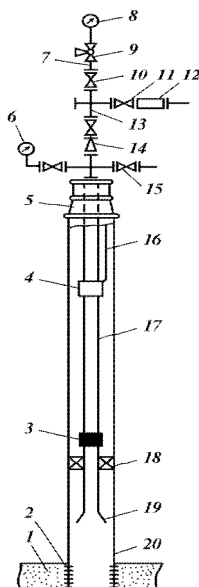
2. Мұнай өндірудің фонтанды тәсілі. Жоғарыда айтылғандай фонтанды тәсіл – өндірудің ең тиімді тәсілі. Сұйықты көтеруге қосымша шығындарды қажет етпегендіктен, ол өте арзан болып саналады (сурет 1.2).

Басқа тәсілдермен салыстырғанда, оның бірқатар артықшылықтары бар:

- ұңғы жабдығының қарапайымдылығы;
- жер бетінен ұңғыға энергия берілмейтіні;
- кең аумақта ұңғы жұмысының режимін реттей алу мүмкіндігі;
- барлық жаңа әдістермен ұңғы және қабаттарды зерттеуді орындай алу ыңғайлылығы;
- ұңғыны қашықтан басқара алу;
- ұңғының жөндеу аралық кезеңінің ұзақтылығы.

Мұнай және газ өндірілетін мұнай кенорындарының геология-физикалық жағдайлары әртүрлі. Олар өнімді қабаттың тереңдігімен, мұнай-газ-су қанықтыратын тау

жыныстарының сипаттамалары және беріктігімен, қабат температуралары және қысымдарымен т.б. ерекшеленеді. Осы факторлардың ескеруімен фонтанды ұңғыны жабдықтау сұлбасы таңдалады. Фонтанды ұңғының жабдықтау сұлбасы 1.2-суретте келтірілген.



1.2-сурет. Фонтанды ұңғының жабдықтау сұлбасы:

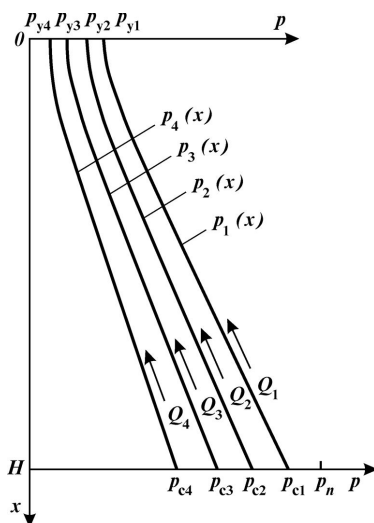
- 1 – қабат; 2 – перфорация интервалы;
 3 – түптегі штуцер; 4 – қысып-ұстағыш;
 5 – тізбек басы; 6, 8 – манометрлер;
 7 – лубрикатор; 9–11, 15 – ысырмалар;
 12 – саға штуцері; 13 – крестовина;
 14 – катушка; 16 – импульсті желі;
 17 – СКҚ; 18 – пакер; 19 – табанды воронка;
 20 – шегендеу тізбегі.

Сұлбаның негізгі элементтері: тізбек басы 5, әртүрлі операцияларды орындау үшін лубрикаторы 7 бар фонтанды арматура, сорапты-компрессорлы құбырлар 17. Фонтанды көтергіштің дірілдеп жұмыс істеуіне байланысты пакер 18 немесе табанды воронка 19 орнатылады. Жоғары өнімді қабаттарда апаттарды тоқтату үшін СКҚ қысып-ұстағышпен 4 жабдыкталады. Осылармен қатар штуцер, қорғау клапандары, сынама алу құрылғысы және бақылау аспаптары орнатылады.

(1.10) шартының бұзылуы газсұйықты қоспаның сағаға келмеу жағдайын көрсетпейді. Көтергіштің жұмыс жағдайының нашарлауы (газ факторының төмендеуі, түп қысымының азаюы, суланудың артуы және т.б.) оның өнімділігінің

төмендеуіне, толығымен тоқтауына дейін апарады.

Осымен байланысты фонтанды ұңғылар жұмысын жақсартудың басқа әдістері ұсынылған. [3, 4, 5.]. Осы мәселені шешу үшін бір фонтанды көтергіштің ұзындығымен әртүрлі жұмыс шарттарында қысымның $p(l)$ және температураның $T(l)$ таралу қисықтарын пайдалану ұсынылған (сурет 1.3.).



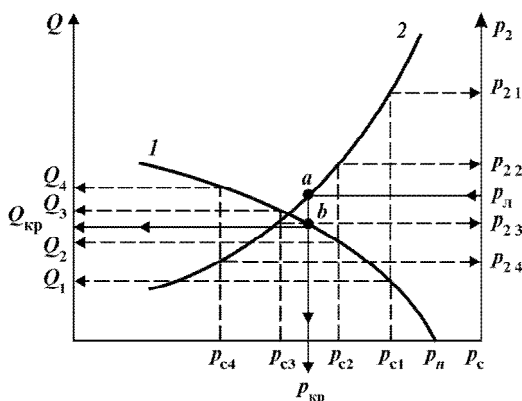
1.3-сурет. Фонтанды көтергіштің әртүрлі жұмыс режимдерінде қысымдардың таралу қисықтары

Қысымның $p(l)$ және температураның $T(l)$ таралу қисықтарын тұрғызу үшін қабат және көтергіштің бірігіп жұмыс істеуіне мүмкіндік беретін ұңғы дебитін және оған сәйкес түп қысымының мәндерін беру қажет. Осы кезде ұңғы өнімінің коэффициентінің дұрыстығы маңызды болып келеді. Егер өнімділік туралы нақты мәлімет болмаса, онда кез келген инженерлік есептеулер мүмкін болмайды. Бұл мұнай өндіруде өткізілетін геология-техникалық шаралардың тиімділігін бағалау және ұңғы жұмыстарын жақсарту есептеріне қатысты.

Фонтанды көтергішті таңдау мәселесін шешу үшін көтергіш өнімділігінің Q (ұңғы дебиті) және саға қысымының p_2 түп қысымынан $p_{мын}$ тәуелділік графиктерін тұрғызу қажет, яғни $Q=f(p_{мын})$ және $p_2 = \varphi(p_{мын})$. (сурет 1.3.). Бұл графиктер

көтергіштің берілген диаметрі және ұзындығымен әртүрлі әдістемелер бойынша тұрғызылады. Жинау жүйесіндегі құбырөткізгіштікте өндірілетін өнімнің қозғалу кезінде бастапқы қысым болатын, сағадағы қысым фонтанды ұңғының жұмыс сипаттамасының негізгі болып табылады.

Сонымен, осы қысымның мәнін біліп, графиктерде (сурет 1.4) p_2 осінде $p_2 = p_{\text{л}}$ нүктесін табамыз. Сосын, $p_2(2)$ графикпен қиылысқанға дейін горизонтал сызығын жүргізіп, сағадағы қажетті сәйкес қысымға тең a нүктесін табамыз. a нүктесінің абсцисс осіне проекциясы осы режимдегі түп қысымды $p_{\text{мұн}}$ анықтайды. 1 қисығымен вертикальдың қиылысуы (b нүктесі) ұңғының критикалық дебитін $Q_{\text{кр}}$ көрсетеді.



1.4-сурет. Ұңғының фонтандау шарттарын анықтайтын графиктер

Оның артып кетуі саға қысымының азаюына әкеледі. Сонымен, вертикальдан сол жақтағы ұңғының фонтандау аумағы, a және b нүктесі арқылы өтетін – нақты емес, ал оң жақтағы режимдер аумағы жүзеге асатын болып келеді, себебі p_2 , $p_{\text{мұн}}$, Q шарттарында қабат энергиясы сұйықты көтеру үшін қажеттісінен артады.

Ұңғы өнімі белгілі дәрежеде сулануға жетіп, қабат қысымы түсіп және қабаттан келетін газ көлемі азайған кезде, берілген режимде ұңғының фонтандауын қабат энергиясы қамтамасыз ете алмайды.

Сұйықты көтеру үшін жер бетінен белгілі көлемде сұйық берілуі қажет.

3. Мұнайды газлифтілі тәсілмен өндіру. Газлифтілі тәсілмен мұнайды өндіру кезінде жетіспейтін энергия жер бетінен арнайы арна бойынша сығылған газ энергиясы түрінде беріледі.

Газлифт екі түрге бөлінеді: компрессорлы және компрессорсыз. Компрессорлы газлифтте ілеспелі газды сығу үшін компрессорлар, ал компрессорсыз газлифтте қысыммен болатын газ кен орнындағы газ немесе басқа көздерден алынатын газ қолданылады. Басқа механикаландырылған тәсілдермен салыстырғанда газлифтің келесі артықшылықтары бар:

- Кенорынды игерудің барлық кезеңдерінде жоғарғы техникалық көрсеткіштермен үлкен тереңдіктерде көп көлемде сұйық алуға мүмкіндік беруі;

- Ұңғы жабдығының қарапайымдылығы және оған қызмет көрсету ыңғайлылығы;

- Оқпанның үлкен қисаюына қарамастан ұңғыны тиімді пайдалану;

- Жоғары температуралы қабаттарда және үлкен газ факторларында ұңғыларды қиындықсыз пайдалану;

- Барлық кешенді зерттеу жұмыстарын жүргізу мүмкіндігі;

- Мұнай өндіру үрдістерін толығымен автоматтандыру және телемеханизацияландыру;

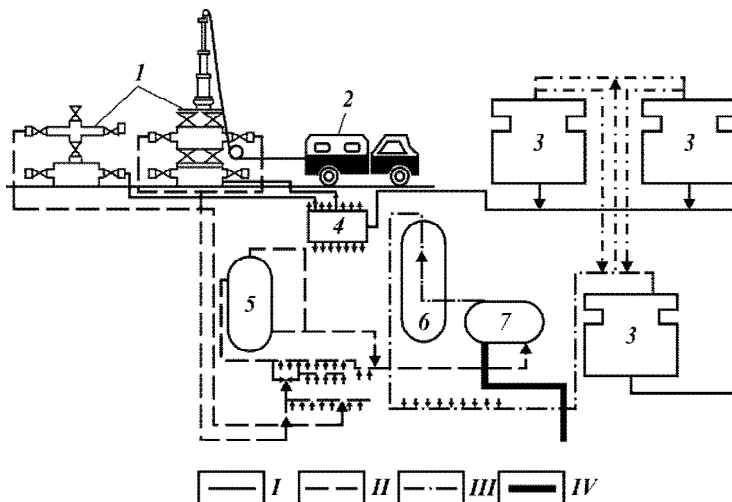
- Жабдықтардың және жүйенің жоғары сенімділігіне байланысты ұңғы жұмысында жөндеу аралық кезеңнің ұзақ болуы;

- Бір немесе бірнеше қабаттарды бірізгілікте бөлек пайдалану мүмкіндіктері.

Газлифтінің кемшілігі бастапқыда жоғары қаржыландыру, қорсиымдылығы және металсиымдылығы.

Жұмыс агентінің қысымы ұңғының берілген дебитін қамтамасыз ететін жүйені пайдалануына және құрылуына ең аз шығын кететін шарттарынан таңдалады және қазіргі жүйелерде 10-11 МПа, ал кей жағдайларда 15 МПа-ді құрайды. Элементтерінің саны көп және күрделі жабдықтар компрессорлы газлифт жүйелерінде қолданылады. Қазіргі газлифтілі кешен тұйықтал-

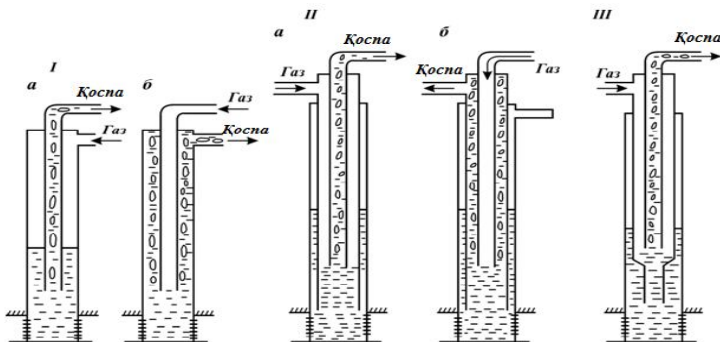
ған саңылаусыздандырылған жоғары қысымды жүйе болып келеді (сурет1.5).



1.5-сурет. Газлифітілі кешеннің тұйықталған цикл сұлбасы:
I – жоғарғы қысымды газ; II – төмен қысымды газ; III – сепарацияға дейін ұңғы өнімі; IV – мұнай; 1 – ұңғылар; 2 – жетекші агрегат; 3 – компрессорлы станциялар; 4 – газ бөлетін батарея; 5 – өлшегіш сепаратор; 6 – абсорбер; 7 – топтық сепаратор

Әр ұңғы үшін сығылған газды тиімді тарату мәселесін шешу нәтижесінде келесі режимге ауыстыруға дейін ұстайтындай газ айдаудың белгілі бір режимін тағайындайды. Оны тұрақтандыру үшін ұңғыға газ айдайтын жұмыс желісінде орнатылған дифманометрдегі өлшеу шайбасындағы қысым өзгеру параметрі қабылданады. Ұңғының ең тиімді белсенді жұмысын қамтамасыз ететін газлифтілі қондырғы және жабдықты таңдау пайдалану объектілерінің тау-геологиялық және технологиялық игеру жағдайларынан, ұңғылар конструкцияларынан және пайдалану режимдерінен тәуелді.

Ұңғыға түсірілген құбырлар қатарларының саны, олардың өзара орналасуы және жұмыс агентін және газсұйықты қоспаны қозғалуын бағыттауына байланысты түрлі жүйелер бар (сурет 1.6).



1.6-сурет. Газлифтілі көтергіштер жүйелері:

- I – бірқатарлы сақиналы және ортаңғы лифт жүйелері;
II – екіқатарлы сақиналы (а) және ортаңғы (б) лифті жүйелері;
III – сақиналы жүйенің біржарым қатарлы лифті.*

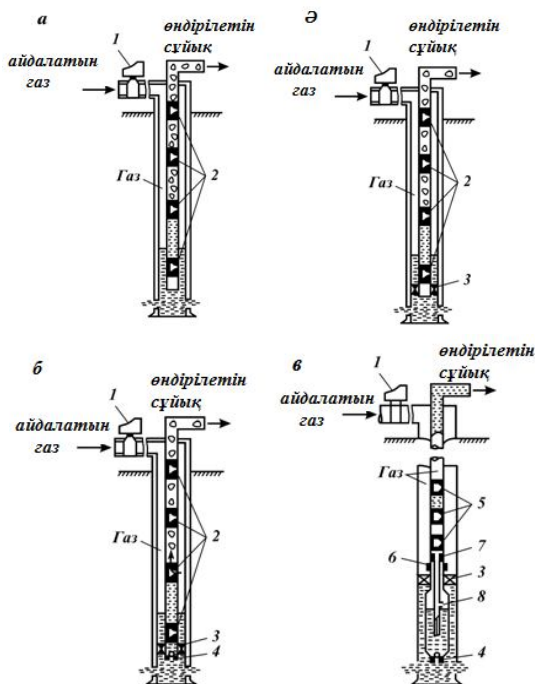
Көрсетілген газлифтілі көтергіштер жүйелерінің артықшылықтары және кемшіліктері бар.

Құбырлы және сақиналы кеңістіктердің ұңғы түбімен байланысу дәрежесіне байланысты газлифт қондырғылары ашық, жартылай жабық және жабық болып бөлінеді (сурет 1.7).

Ашық қондырғы (1.7а-сурет) ұңғыға СКҚ-ны пакерсіз түсіреді, оның салдарынан құбырлар іші және құбыр сыртындағы кеңістікте қатынайтын түйтікшелер болады. Бұл ең арзан және қарапайым қондырғыларды пакерді пайдалану мүмкін емес немесе қажет емес жағдайларда қолданылады. Ашық қондырғылардың негізгі кемшіліктері ұңғының түбі үнемі құбырлар арқылы құбыр сыртындағы кеңістікпен байланысқан, ол құбыр сыртындағы кеңістікте сұйықтың динамикалық деңгейінің тұрақты болмауына және оның салдарынан ұңғы дебитінің төмендеуі, көтергіштің дірілдеп жұмыс жасауына әкеледі.

Жартылай жабық қондырғы (сурет 1.7 ә) ашық қондырғыға қарағанда ұңғы түбінен және СКҚ ішінен құбыр сыртындағы кеңістікті оқшаулайтын пакердің болуымен өзгешеленеді және ол құбыр сыртындағы қысым ұңғының түп қысымы мен дебитіне әсер еткізбейді.

Жабық қондырғы (1.7б-сурет) жартылай жабыққа қарағанда СКҚ табанына қосымша пакермен жабдықталған. Сонымен, өнімді қабат тек қана құбыр сыртындағы кеңістіктен емес, сонымен қатар құбырмен де окшауланған. Ұңғыны газлифтілі клапандар арқылы іске қосқан кезде құбырлардағы үлкен қысымдар әсер етуі мүмкін жағдайда маңызды болады. Бұған камералы газлифтілі қондырғыны жатқызады (1.7в-сурет).



1.7-сурет. Газлифтілі қондырғыларды жабдықтау сұлбалары: а – ашық қондырғы; ә – жартылай жабық қондырғы; б – жабық қондырғы; в – камералы газлифт; 1 – реттеуіш-клапан; 2 – газлифтілі клапандар; 3 – пакер; 4 – кері клапан; 5 – жеңілдеткіш газлифтілі клапандар; 6 – камералы газлифтілі клапан; 7 – камералы құбырдың ілінбелі ниппелі; 8 – жеңілдететін тесік немесе клапан

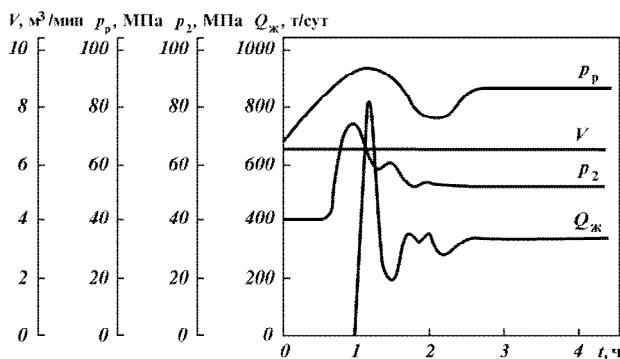
Газлифтілі ұңғыларды пайдаланудың қазіргі жаңа технологиясы арнайы конструкциялы терең клапандарды

кеңінен қолдануды қарастырады. Олар арқылы құбырлар және құбыр аралық кеңістікпен байланыс орнатылады немесе тоқтатылады, сонымен қатар СКҚ-ға газ айдауды реттейді. Ұңғыны іске қосқан кезде жіберу қысымын төмендетудің ең тиімді құралы газлифтілі клапандар болып табылады.

Газлифтілі ұңғының жіберу қысымы сұйықтың статикалық деңгейіне көтеру құбырларының табанын батырудан, шегендеу тізбегі мен көтеру құбырларының диаметрлерінің қатынасынан және лифтінің жұмыс жүйесінен тәуелді.

Жіберу қысымы әрдайым жұмыс қысымынан үлкен. Газлифтілі клапандардың болуы ұңғыны іске жұмыс қысымымен жіберуге мүмкіндік береді.

Ұңғыны іске қосу кезінде газлифтілі ұңғының жұмыс параметрлерін маңызды өзгерту 1.8-суретте көрсетілген. Одан көретініміз, бастапқы кезінде газ кеңістігінде қысым өседі, содан кейін көтеру құбырларының табаны арқылы газдың өтуі және сұйықтың бір бөлігі шығарылғаннан ұңғы өзіне сәйкес динамикалық деңгейімен және осы деңгейге сәйкес жұмыс қысымымен қалыптасқан режимге өтеді.



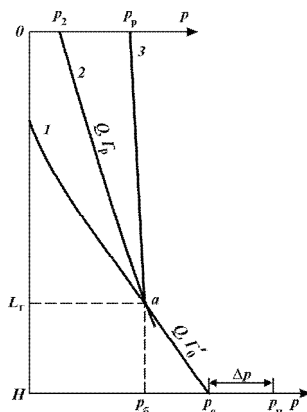
1.8-сурет. Сақиналы жүйедегі газлифтілі ұңғылардың жұмыс сипаттамаларын жіберу кезеңінде өзгерту:

V – жұмыс газының шығымы; p_p – сағанадағы сақиналы кеңістікте газдың жұмыс қысымы; p_2 – буферлік қысым; $Q_{ж}$ – сұйық бойынша ұңғы дебиті

Газлифт жұмысының режимін таңдау принциптері.

Газлифтілі ұңғының жабдығын және режимін таңдау газсұйықты қоспаның көтергіштікте қозғалу кезіндегі қысымның таралу қисықтарын пайдалану негізінде жасалады. Айдалатын газдың меншікті шығымы мен айдау қысымы ең маңызды өлшемдер болып келеді. Сонымен қатар ұңғы жұмысының жағдайын жақсарту мәселері әртүрлі болады. Мысалы, газдың жұмыс қысымына шектеу қойылмайды; газдың жұмыс қысымы шектелген; газдың меншікті шығымы шектелмеген; сұйықты көтеру энергиясының меншікті шығымы ең төмен болуы қажет және т.б.

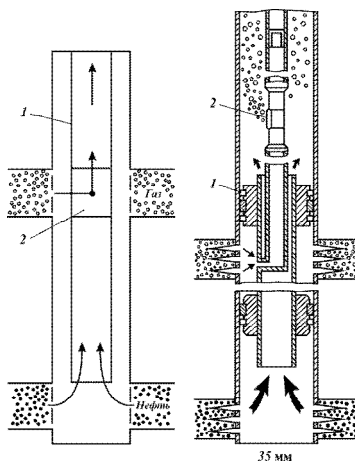
Газлифтілі көтергіштің бірнеше жұмыс параметрлерін график түрінде анықтау сұлбасы 1.9 суретте келтірілген. Сұлбада көрсетілгендей, жоғарыдан төмен қарай қысымдардың таралу қисықтарын есептеу және тұрғызуды екі сызық (1 және 2) қиылысқанша (нүкте a) жалғастыру қажет. Осы нүктенің ордината осіне проекциясы СКҚ-ға газды енгізу тереңдігін L_T , ал абсцисса осіне проекциясы енгізу нүктесінде айдалатын газдың жұмыс қысымын анықтайды.



1.9-сурет. Қысымдардың таралу қисықтары бойынша газлифтілі ұңғы жұмысының бірнеше параметрлерін анықтау:

- 1 – төменнен жоғары қарай тұрғызылған қысымның таралу қисығы;
- 2 – жоғарыдан төмен қарай тұрғызылған қысымның таралу қисығы;
- 3 – шегендеу тізбегі мен СКҚ арасындағы сақиналы кеңістікте қысымның таралу қисығы.

Ең тиімді жүйе газды өндіруге жабдықталған ұңғыдан сығылған газды алу және ұңғы ішінен газлифт құру (сурет 1.10).



1.10-сурет. Ұңғы ішіндегі газлифт сұлбасы: 1- көтеру құбырлар тізбегі; 2-газды шығындаудың түптік реттеуіші

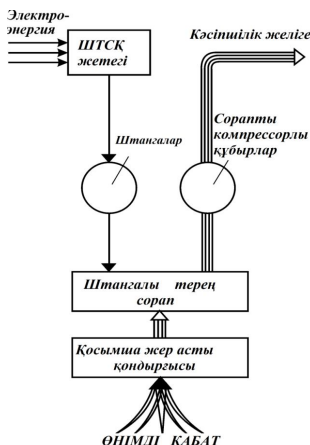
Ұңғы ішіндегі газлифт – сұйықты көтерудің ең тиімді тәсілі. Газды жоғарыда немесе төменде орналасқан газ қабатынан арнайы түптік реттеуіш арқылы жүзеге асырады.

Ұңғы ішіндегі газлифті қолдануда газды жинауға, оны таратуға арналған жерүстіндегі газқұбырларын құру және газды дайындауға арналған қондырғыларды (кептіру, сусыздандыру, күкіртсутектен тазалау) құру, салу қажеттілігі болмайды. СКҚ-ның табаны арқылы көтергішке жоғары қысымды газды енгізумен байланысты көтергіште жоғары термодинамикалық арын тиімділігі қамтамасыз етіледі. Егер компрессорлы және компрессорсыз газлифтіде ең жақсы режимдерде термодинамикалық тиімділік 30-40%-ды құрса, ал ұңғы ішіндегі компрессорсыз газлифтте оның мәні 85-90%-ға жетеді. [6].

4. Мұнайды өндірудің сорапты тәсілінде, сұйықты жер бетіне көтеру сырттан берілетін энергияның көмегімен жұмыс жасайтын гидравликалық машиналар арқылы жүзеге асырылады.

Штангалы терең сорап (ШТС) жер бетінде орналасқан және терең сораппен жалғанған бірлік немесе дифференциалды

түрдегі жетегі бар, электрқозғалтқыштан немесе газды қозғалтқышпен жұмыс жасайтын сорап. Штангалы терең сорапты қондырғының блок-сұлбасы 1.11. суретте келтірілген.



1.11-сурет. Штангалы терең сорап қондырғысының (ШТСҚ) блок-сұлбасы [7]

Қондырғы жетек, сорапты штангалар, терең сорап, қосымша жерасты жабдықтар және сорапты-компрессорлы құбырлардан тұрады. Көптеген кен орындарда өндіру ұңғыларының 70%-ы әрекеттегі қоры штангалы терең сораптармен жабдықталған. Олардың көмегімен 30% мұнай өндіріледі. ШТСҚ-ны әртүрлі жағдайларда – тәулігіне жүзден астам тонналы ұңғы дебиттерінде, және тереңдігі 2000 м астам ұңғыларды қолдануға болады. Бірақ қазіргі кезде ШТСҚ-ны дебиті 30–50 м³ дейін ұңғыларда қолданылады.

Батырмалы ортадан тепкіш электр сорап (БОТЭС).

Штангалы терең сорапты қондырғылардың, оның қолдануын шектейтін бір қатар кемшіліктері бар. Олардың бірі, өте терең, яғни тереңдігі 4,5 км-ге дейін жететін тереңдіктерді қолдана алмайтындығы және салыстырмалы түрде өнімділігінің аздығы.

Үлкен көлемде сұйықты алу үшін ортадан тепкіш сораптарды қолдану тиімді әрі экономды болып келеді, себебі

олар штангалы сораптарға қарағанда үлкен арындарды құра алады. Қозғалтқыш пен сорап біртұтас батырмалы агрегат болып келеді: электроэнергия көтергішке параллель орналасатын арнайы кабельмен жіберіледі.

Қазіргі батырмалы ортадан тепкіш сорап өнімділігі 200 ден 2000 м³/тәу дейін, ал сорылатын сұйық бағанасының арыны бірнеше метрден 3000 м-ге дейін барады. БОТЭС-тің үлкен артықшылығы-қызмет көрсетудің жеңілдігі және ШТСҚ-ға қарағанда жөндеу аралық кезеңнің ұзақтылығы 2 есе артуында.

ШТСҚ-мен салыстырғанда БОТЭС-тың пайдалы әсер коэффициенті жоғары және ол 0,63 құрайды.

Бұрандалы сорап қондырғылары (БСК). Батырмалы электр сорап қондырғыларының жұмыс тиімділігінің төмендеуі жоғары тұтқырлы мұнайларды және сумұнайлы эмульсияларды сору кезінде, сонымен қатар сораптың қабылдау жерінде еркін газдың көп болуы кезінде болады. Осыған байланысты электржетегі және штангалар тізбек жетегі бар батырмалы бұрандалы сораптар өндіріліп, кең қолданыс табуда.

Олар басқа сораптарға қарағанда бірқатар артықшылыққа ие. БОТЭС-пен салыстырғанда бұрандалы сораптар жұмысы кезінде сұйықтың қозғалуы дірілдеусіз жүреді, яғни тұрақты сумұнайлы эмульсияларды болдырмайды. Клапандардың жоқтығы және күрделі еместігі конструкцияның қарайымдылын білдіреді және гидравликалық жоғалуларды төмендетеді. Бұл сораптар механикалық қоспалары бар сұйықтарға жоғары төзімді, дайындау және пайдалануға жеңіл, әрі тиімді.

Батырмалы диафрагменді электрлі сорап қондырғылар (БДЭСҚ). Соңғы жылдары мұнай өндіру кәсіпшілігінде келесі өзгерістер орын алды:

- 1) Сорапты ұңғылар саны өсуде;
- 2) Қатаң ауа-райы бар аймақтар және қиын жерлерде орналасқан кенорындар енгізілуде;
- 3) Жоғары тұтқырлы мұнаймен қаныққан аз өнімді кабаттарды игеру жеделдетуде;
- 4) Аз дебитті ұңғылар саны көбейіп, олардың маңыздылығы өсуде.

Осы жағдайларды ескеріп, ұңғыларды сенімді пайдалану үшін батырмалы диафрагменді электр сораптар өңделіп, шығарылған. Сораптың конструкция ерекшелігі орындау органдарының алынатын сұйықтан майысқақ диафрагмамен окшаулануы және осы элементтердің таза сұйықпен толтырылған саңылаулы орында жұмыс жасауы болып табылады. Поршенді сорапқа қарағанда ерекшелігі жұмыс үрдісі алынатын сұйықтың соруы мен айдауы арқылы жүзеге асырылады.

Гидравликалық жетегі бар батырмалы поршенді сорап (БПС). Гидропоршенді сорапты қондырғалар деп жерүстінде күшті сорабы және поршенді сораппен поршенді гидравликалық қозғалтқыштан тұратын ұңғы агрегатынан құралған гидрожетек қондырғысын айтады. Гидропоршенді сорап өте үлкен тереңдіктен (4000м дейін) сұйықты 0,6-ға тең пайдалы әсер коэффициентімен алады. Көбінесе бұл сорап түрлері АҚШ және Ресейде қолданылады.

Арынды сорап қондырғылар (АСҚ). Мұнай кәсіпшілік тәжірибеде ең жаңа және перспективалы сораптардың бірі арынды сорап қондырғылары. Бұл сорапты қолдану кезінде батырмалы қондырғыға энергия сығылған сұйықтың энергиясы түрінде жетеді. Арынды сораптар басқа салалар да кең қолданыс тапты, ол оның конструкция қарапайымдылығы, қозғалатын бөлшектердің болмауы, жоғары сенімділігі және күрделі жағдайларда: көп мөлшерде механикалық қоспалардың болуы, жоғары температуралық ортада жұмыс істей алуына байланысты болды.

1.2. Мұнайды өндіру тәсілдерін таңдаудың принциптері

Ұңғыларды пайдалану тәсілін таңдау мұнай кенорындарын игерудің кешенді жобалауының негізгі мәселесінің бірі. Ол жобаның негізгі элементтерімен тығыз байланыста болып және мұнай өндірудің көрсеткіштеріне әсерін тигізеді. Бұл принцип игерудің технологиялық сұлбаларын және жобаларын құрудың барлық қазіргі әдістемелерінде енгізілген, бірақ ол толық көлемде сирек орындалады.

Мұнайды өндіру тәсілі шектелген мерзімге және жобаның гидродинамикалық параметрлерін тағайындау және есептеуден кейін таңдалған, яғни бұл элементке үлкен көңіл бөлінбеген. Осының нәтижесінде тәжірибеде ұңғыға пайдалану тәсілін таңдау кездейсоқ сипаттамаға ие болып, көп жағдайда уақыт өту барысында өзгертін ұңғының ағымдағы сипаттамасына негізделеді. Осыдан, көне кен орындарда пайдалану тәсілдерін жиі ауыстырылуы байқалады, мысалы БОТЭС-тан ШТСҚ-ға немесе керісінше, ШТСҚ-дан газлифтқа және т.б. Бұларды ауыстыру қолданыстағы кенішті игеру жүйесінің параметрлерімен келісуісіз өткізіледі.

Жаңа концепцияда ұңғыларды пайдалану тәсілі кенорынды игеру жүйесінің нұсқаларында анықталатын параметрлермен қатар қарастырылуы қажет. Осымен қатар, пайдалану тәсілдерде ұңғыдан өндіру мүмкіншілігі пайдалану тізбектің диаметрінен тәуелді болады. Сонымен, ұңғыларды пайдалану тәсілдері игеру жобасындағы басқа элементтермен тығыз байланыста болуы қажет. Осындай байланыстың болмауынан жағымсыз жағдайлар болады (бастапқы орналастыруға кететін қосымша шығын, ол қабылданған жүйені бұзуға әкеледі) немесе кенорынды меңгеру қарқындылығының тоқтауына әкеледі. Ұңғының соңғы жұмыс сипаттамалары, яғни дебит, өнімнің құрамы, саға қысымы мен температурасы, жерүстіндегі инженерлі құрылымдар жұмыстарының бастапқы шарттары болып саналады. Мұнда лақтыру желісінің, құбырөткізгіштердің диаметрлері және олардың ұзындықтарынан анықталатын саға қысымдардың мәндері маңызды болып келеді. Ұңғы сағасындағы үлкен қысым жерүстіндегі сораптардан өндіру сұйықты ішкікәсіптің тасымалдауы бойынша жұмысын жерасты жабдыққа ауыстырады. Өндірудің сорапты тәсілдерінде ол жабдықтың жұмыс сенімділігін төмендетеді, ал газлифтінде – көтергіштің пайдалы әсер коэффициентінің күрт төмендеуіне соқтырады.

Осындай қиындықтар болмауы үшін, біріншіден мұнай өндіру тәсілдерін игерудің барлық мерзіміне таңдау керек, екіншіден, фонтандау кезеңі аяқталған соң тек ғана бір механикаландырылған тәсілді таңдауға ұмтылу қажет. Механикаландырылған тәсілді ауыстыру қажеттілігі болса,

ауыстырылатын тәсілдің негізгі пайдалану жабдығының нақты амортизациялауының орташа мерзімдерімен келісу қажет.

Игеру жүйесінің нұсқаларын құру кезінде өндіру тәсілін ескеру қарастырылатын нұсқалар санының өсуінің жобалау үрдісін қиындатады. Бірақ жобаны осындай тәртіппен құру өте үлкен қателіктерден сақтайды және халықшаруашылық жағынан экономиялы және тиімді болады.

Мұнайды өндіру тәсілі мен қабатқа әсер ету қарқындылығының тығыз байланысын ескеру қажет. Өнімді қабатқа суды айдауды реттеу арқылы ұңғыларда қажетті динамикалық деңгейді ұстау, сонымен қатар сұйықтың көтерілу биіктігін, түп үстіндегі сұйық бағанасының мәнін реттеуге болады. Кей жұмыстарда көрсетілгендей, сорапты тәсілдер үшін өнімділігі, сенімділігі, ПӘК-ті, экономдылығы сұйықтың көтерілу биіктігіне тікелей тәуелді, ал газлифтілі тәсілдер үшін көтергіш құбырларды салыстырмалы батыруынан тәуелді. Осыған байланысты әртүрлі қарқындылықта су айдаудың бірқатар нұсқаларының техника-экономикалық жақтарын салыстыруды әртүрлі пайдалану тәсілдерімен біріктіріп қарастыру немесе бір тәсілдің мүмкіншілік шектерінде ұңғының басқа жұмыс істеу шарттарына жауапты болуын қарастыру маңызды болады.

Сонымен, мұнай және мұнайгаз ұңғыларынан мұнайды өндіруді таңдау –оны ары қарай тиімді пайдаланудың негізі. Ол бірқатар кешенді себептерден тәуелді, бірақ нәтижелі фактор – экономикалық тиімділік болып келеді.

Ұңғыларды пайдалану тәсілін таңдаудың негізгі жағдайлары келесі:

1. Сұйықты көтерудің әрбір тәсілінің ұңғыны пайдалану кезінде артықшылықтары және кемшіліктері болады. Жоспарланған дебит және ұңғының «өмірі» кезіндегі салыстырмалы төмен пайдалану шығындары тәсілді таңдаудың негізі болады.

2. Ұңғыларды әртүрлі тәсілдермен пайдалану көрсеткіштерін бір-бірімен салыстырып, содан кейін олардың экономикалық жағын бағалайды.

3. Тәсілді таңдау кезінде өндіріс мәдениетін және қызмет көрсету персоналының қажетті квалификациясын ескеру қажет.

Кесте 1.1
Пайдалану тәсілдерінің технологиялық және экономикалық тиімділігін бағалау.

Көрсеткіштер	Пайдалану тәсілі					
	ШТС	ШВС	БОТЭС	ГВС	АС	ҮГЛ
Күрделі қаржы	Төмен, тереңдігі және өнімділігі артуымен өседі		Төмен, қуаты артуымен өседі.	ШТС-пен бірдей болады. Топты жауыла төмендейді, бірақ ол технологияны қиындайды.	БОТЭС-пен бірдей, бірақ қуат артуан сайын өседі.	Ортаңдандырылған өлдірудің есебінен төмендейді, бірақ компрессорлық станциялардың құрылымдарынан өседі.
Жерасты жабылғы	Көп түрлілігімен сипатталады	Көр түрлілігі. Статор үшін эластомерді таңдау қиындылығы бар.	Өлшемділігінің көптілігі. Кабельден конструкция қиындайды.	Өлшемділігінің көптігі, СКК екіші тізбегі. Түсіру-көтеру үрдістерінеіз СКК-мен сораптың түсірілуі мен көтерілуі	Механикалық қоспаар болуы мүмкін. Қозғалу бөлшектері жоқ, ұзақ мерзімді, жөндеу қарапайымдылығы	Газ компрессор қондырғысының қарапайымдылығы. Ұңғы жабылған ТКО үшін арқан техникасын қолдану.
Пайдалы әсер коэффициенті	ПЭК=50-60% кезінде $K_p=0,8 \div 1$	50-70%	Жоғары өнімді ұңғылар үшін $50\%, Q_{\Sigma} \leq 160 \text{ м}^3/\text{сут}$ болғанда төмендейді.	$\Gamma > 17 \text{ м}^3/\text{м}^3$ кезінде 30-40% төмендейді	30% күшті сұйықтың жұмыс қысымы және сорапты батырудан тәуелді.	5-10% ілуіңжерді қолданудың арқасында артады.
Реттеу мүмкіндігі	Қарапайым $S, d_{\text{дп}}$ өзгеруімен орындалады	Шектеулі ротор қаламын өзгертумен орындалады.	Шектеулі – дәл таңдау қажет етеді.	Жақсы $R_p, Q_{\Sigma, ж}$, сәйкес сорапты таңдаумен	Өте жақсы – $V_r, СКҚ$ диаметрін өзгертумен	Жақсы – V_r өзгертумен
Мәселелер	Сапаның тек сұйықтың өтуі	Эластомердің бұзылуы-салық арқылы қысылуы	Үлкен шекте қуатты қажет етуі	Механикалық қоспаң болуы 1,5% диаметрі 15мм аспауы керек; оны майлау қажеттілігі	$K_p > 0,35$ болғанда компрессор сенімді болады, газды келтіру	V_r (газ көлемін) өлшеу және реттеу
Пайдалану шығындары	$H_p=2250 \text{ м}$ және $Q_{\Sigma} < 64 \text{ м}^3/\text{сут}$ болғанға дейін төмен	Төмен, статордың ұзақмерзімділігін тәуелді	ЖАК төмендеген кезде өседі. $N_{\text{ж}}$ үлкен болғанда өте жоғары болады.	ЖАК төмендеген кезде өседі. ШТС-қа қарағанда жоғары	Төмен, компрессордың бағасы және газ көлемінен V_r тәуелді	

1.1-кестенің жалғасы

Көрсеткіштер	Пайдалану тәсілі	ШБС	БОТЭС	ГВС	АС	УГЛ	КТЛ
Сенімділігі	Өге жатыр, қиылыстар болғанда төмендейді,	Эластомер сенімді болғанда, жақсы	Температурада және ұңғыға сорарты дұрыс таңдаудан тәуелді	Жүйе жұмысын сенімді бақылауда, жақсы	Сопло және диффузоры дұрыс таңдау және $P_{с.к} < 28$ МПа, болғанда жақсы	Дұрыс жобаланған әдісте: V_r және P_r типті мөндерінде өге жақсы	
Пайдалану шарттары (шектеулері)	Шегендеу тізбегі диаметрі 140мм, $Q_{ж} < 80 \text{ м}^3/\text{сүт}$ кезінде $H_{с.т} < 2300 \text{ м}$ және $Q_{ж} < 2.5 \text{ м}^3/\text{сүт}$ кезінде $H_{с.т} \leq 4560 \text{ м}$	Шегендеу тізбегінің диаметрі 140мм аз емес және түсіру тереңдігі 1500м дейін	$N_{т.т}$ және температурасы шектеу, $D_{с.к} < 300 \text{ мм}$, $H_{с.т} < 3000 \text{ м}$	Параллелді түсіруде $D_{с.к} > 200 \text{ мм}$, $P_{с.к} < 35 \text{ МПа}$, $H_{с.т} \leq 5200 \text{ м}$	$H_{с.т} = 6100 \text{ м}$ дейін, қалпаңдары БОТЭС – тей болады.	$Q_{ж} > 160 \text{ м}^3/\text{сүт}$ болғанда, $D_{с.к} > 178 \text{ мм}$, $d_{т.т} = 89 \text{ мм}$, $P_{ж} > 10 \text{ МПа}$, $H_{с.т} \leq 4050 \text{ м}$	Ұңғыдағы сұйықтың деңгейі 3000м –ден жоғары
Сорартың қабылдау жеріндегі шарттар	$P_{т.т} > 0.35 \pm 0.7 \text{ МПа}$	$P_{т.т} < 0.7 \text{ МПа}$	$P_{т.т} = 1.75 \text{ МПа}$, $\beta_t < 5\%$	$P_{с.к} < 0.7 \text{ МПа}$	$P_{т.т} > 2.3 \text{ МПа}$ болғанда $H_{с.т} = 1500 \text{ м}$	305м тереңдікте $H_{с.т} = 3000 \text{ м}$ $P_{т.т} > 7 \text{ МПа}$ кезінде $\Delta P_{т.т} = 0.7 \text{ МПа}$	$H_{с.т} = 3000 \text{ м}$ кезінде $P_{т.т} > 1.75 \text{ МПа}$ шарттар ауыстыру камерасын қолдану кезінде жақсарыды
Қондырғыны пайдалану тереңдігі	$Q_{ж} < 80 \text{ м}^3/\text{тәу}$, кезінде $H_{с.т} = 2300 \text{ м}$ дейін $Q_{ж} \leq 2.5 \text{ м}^3/\text{тәу}$ кезінде $H_{с.т} \leq 4560 \text{ м}$	$H_{с.т} \leq 1500 \text{ м}$	$H_{с.т} \leq 3000 \text{ м}$	$P_{с.к} < 35 \text{ МПа}$ кезінде $H_{с.т} \leq 5200 \text{ м}$	$H_{с.т} \leq 6100 \text{ м}$	$d_{т.т} = 73 \text{ мм}$ кезінде $H_{с.т} \leq 3050 \text{ м}$, $I > 170 \text{ мм}^3/\text{м}^3$, $P_{ж} = 10 \text{ МПа}$, $Q_{ж} < 160 \text{ м}^3/\text{тәу}$	$H_{с.т} > 3000 \text{ м}$ кезінде $H_{с.т} > 3000 \text{ м}$
Жоғарғы дебит	Қанағаттандырылады $H_{с.т} = 300 \text{ м}$ кезінде $Q_{ж} = 640 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 1500 \text{ м}$ және $Q_{ж} = 160 \text{ м}^3/\text{тәу}$	$Q_{ж} = 320 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 610 \text{ м}$ кезінде $Q_{ж} = 32 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 1500 \text{ м}$ мүмкін	$Q_{ж} = 640 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 1200 \text{ м}$ болғанда жоғары. Қуатын жоғарылату қажет.	$P_{с.к} = 24.5 \text{ МПа}$ кезінде $Q_{ж} = 480 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 1200 \text{ м}$, $Q_{ж} = 160 \text{ м}^3/\text{тәу}$ және $H_{с.т} = 3050 \text{ м}$ жақсы	Қажетті қуат кезінде $Q_{ж.т.т} = 240 \text{ м}^3/\text{тәу}$	$P_{т.т} = 10 \text{ МПа}$, $I = 170 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ кезінде $Q_{ж} < 800 + 1600 \text{ м}^3/\text{тәу}$	нашар- $Q = 32 \text{ м}^3/\text{тәу}$
Төмен дебит	$Q_{ж} = 160 \text{ м}^3/\text{тәу}$ кезінде өге жақсы	$Q_{ж} = 64 \text{ м}^3/\text{тәу}$ кезінде ПӘЖ төмен	$Q_{ж} = 16 + 48 \text{ м}^3/\text{тәу}$	1200-1300м тереңдіктен қанағаттандырады, $H_{с.т} = 3600 \text{ м}$ кезінде $Q_{ж} = 12 \text{ м}^3/\text{тәу}$	$H_{с.т} = 1200 \text{ м}$ кезінде $d_{с.т.т} = 32 \text{ мм}$ қанағаттандырады	$Q_{ж.т.т} = 32 \text{ м}^3/\text{тәу}$ кезінде қанағаттандырады	$Q_{ж.т.т} = 48 \text{ м}^3/\text{тәу}$ кезінде жақсы

Тәсілі таңдау кезіндегі техника, технология, сату конъюнктурасына байланысты шектеулер уақыт өте өзгеруі мүмкін, сондықтан есептеулерді кезеңмен қайталау керек. Механикаландырылған өндіру технологиясында қолданылатын пайдалану тәсілдерін таңдау негізін құраушы көрсеткіштерін қарастырайық:

- 1) Штангілі терең сорап (ШТС);
- 2) Штангілі бұрандалы сорап (ШБС);
- 3) Батырмалы ортадан тепкіш электр сорап (БОТЭС);
- 4) Диафрагменді сорап (ДФС);
- 5) Гидробатырмалы сорап (ГБС);
- 6) Арынды сорап (АС);
- 7) Үздіксіз газлифт (ҮГЛ);
- 8) Кезеңді газлифт (КГЛ);
- 9) Плунжерлі газлифт (ПГЛ).

Нәтижелі көрсеткіштер 1.1 кестеде көрсетілген. Олар ориентациялы және Ресей, АҚШ ұңғыларын пайдалану тәсілдерін талдау материалдары негізінде алынған. Бірақ, осы талдауға методологиялық жүгіну және көптеген бағалауды қолдануға болады.

Өндіру тәсілдерін таңдау мәселесінің тиімді шешімі кез-келген пайдалану тәсілінің техника-экономикалық есептері үшін белгілі мәліметтердің жинағы болуы қажет.

1.3. ШТСҚ қолданумен мұнайды күрделі жағдайларда өндіруде жаңа технологиялық және техникалық шешімдер

Қалыпты жағдайларға газ факторы көп емес, кез келген батырмалы сораптардың жұмысына газдың байқалмайтын әсері, құмбөлінусіз, орташа тұтқырлы мұнайды беретін, жерасты жабдығының белсенді тоттануынсыз, бейорганикалық тұздар және парафиннің маңызды бөлінуі болмайтын тік ұңғылар жатады.

Аталған бір немесе бірнеше қиындататын факторлары бар ұңғы біреуінен екіншісіне ауысады: құмбөлінетін, газбөлінетін, тұзтүзілетін және т.б.

ШТСҚ пайдалануды қиындататын факторлар, ол: ұңғы оқпанының үлкен ауытқуы (қисаюы), алынатын сұйықтың жоғары тұтқырлығы, құмның болуы, тұздар және парафиннің түзілімдерінің пайда болуы, штангалы терең сораптың жұмысына ілеспелі газдың кері әсері. Осылармен қатар, өндірілетін мұнайдың жоғары тұтқырлы болуы және жоғары тұтқырлы сумұнайлы эмульсиялардың пайда болуы сораптың жұмысын мүлдем нашарлатады.

Жоғары тұтқырлы мұнайларға қабат жағдайларында тұтқырлығы 30МПа-с-дан асатын мұнайлар жатады [8]. Жоғары тұтқырлы мұнайлар үш топқа бөлінген. Бірінші топта тұтқырлығы 30-100 мПа-с, екінші топқа 100-500 мПа-с, үшінші топқа -500 мПа-с асатын мұнайлар жатады.

Қазіргі уақытта ШТСҚ арқылы жоғары тұтқырлы сұйықты көтерудің мәселесін бірнеше жолдармен шешеді. Оның бірі – сұйықтың тұтқырлығын қабатта пайдалану, тізбекте немесе сорапты-компрессорлы құбырларда төмендетеді. Қолданылатын тәсілдер өзінің техникалық жүргізілуі бойынша әртүрлі болып, екі топқа бөлінеді: ұңғыға химиялық реагенттер-деэмульгаторлар, еріткіштерді айдау және сорапқа дейін сұйықтарды қыздырып жіберу.

Деэмульгаторларды қолдануды теориялық және тәжірибелік аспектілері бойынша авторлардың жұмыстарында қарастырылған. [9,10, 12-15].

Деэмульгаторларды ұңғыға айдау мұнай өндіру тәжірибесінде тиімді болып саналады. Өйткені химреагенттерді құбырсыртындағы кеңістікке және штангалы сораптың қабылдау жеріне айдау тәсілдері жан-жақты сыналып, оң нәтиже алған. Осы мақсатта бірнеше дозаторлар (мөлшерлегіш) ойластырылып, шығарылған. Авторлардың айтуы бойынша химреагенттерді штангалы сораптардың қабылдау жеріне жіберу ең тиімдісі.

Сұйық немесе мұнайдың құрылымына механикалық әсер ету, оны бұзу максатындағы тәсілдер кең тараған. Осындай әдіс «Туймазанефть» МГӨБ (Башқорстан) БОТЭС-пен жабдықталған ұңғыларды пайдалануда өңделіп, қолданылған. [11].

Ұңғы қыздырғыштарын бұрыннан қолданып келеді. 1УС-1500 ұңғыларын қыздыру үшін кәсіпшілікте арнайы жабдық

кешенін меңгерген. Кешеннің негізгі торабы – ТЭН электрқыздырғышы – U тәріздес немесе тік түтікшелі қыздырғыш элементтерден тұратын үшфазалы кедергі пеші. Ол жабдыктан босатылған ұңғыға арқан-кабельмен түсіріліп, біршама уақыт ұсталады. Қыздырғыштың қуаты 88 кВт, ал қыздыру температурасы 125 °С дейін.

Тұтқырлы мұнай және сумұнайлы эмульсияны өндірудің отандық және шетелдік техника мен технологиясы бұл сұйық түрлері ньютондық емес сұйықтар қатарына жататынын және олардың тиімді тұтқырлығы алынатын сұйықтың сулануына және олардың құбырларды қозғалу режимдеріне тәуелді екенін дәлелдейді. Көптеген кенорындарда полирленген штоктың жүріс санын азайтуға, сораптар, құбырлар және штангалар диаметрлерін үлкейту сияқты технологиялық шараларды жасайды.

1.4. Газ көбейген жағдайларда БОТЭС-пен жабдықталған ұңғыларды пайдалану тиімділігін арттыру жолдары

Газ үнемі мұнаймен бірге ілесіп жүреді және оның мөлшері әрдайым кең шекте өзгеріп отырады. Сұйықтың оқпан бойымен қозғалу кезінде бөлінетін газ мөлшері тұрақсыз шама және ол газсұйықты қоспа сипаттамасы мен термодинамикалық жағдайлардан тәуелді болып келеді. БОТЭС-ң қабылдау аймағында жүйенің термогидродинамикалық теңдігі күшейеді.

Сепарация коэффициенті (құбырсыртындағы кеңістікке өткен газ көлемінің сораптың қабылдауындағы жалпы газ көлеміне қатынасы) сұйық дебитінен, шегендеу тізбек пен қозғалтқыш арасындағы саңылаудан және сұйықтағы газдың салыстырмалы жылдамдығынан тәуелді екені белгілі. БашНИПИнефть зерттеулерінен 50-350 м³/ тәу дебитті ұңғылар үшін сепарация коэффициентін K_C анықтаудың аналитикалық тәуелділігі алынған:

$$K_C = \frac{1}{\frac{0.52 Q_{ж}}{\pi(R_K^2 - R_H^2)(1 - 0.069) Q_{ж}} + 1} \quad (1.15)$$

мұнда $Q_{ж}$ – сорапқа түсетін сұйық мөлшері, R_K , R_H – сәйкес пайдалану тізбек және сораптың қабылдауының радиустары, $\beta = V_T / (V_T + Q_{ж})$ – сораптың соруқұрылғысына сұйықтың түсінден бұрын арындағы көлемді газ мөлшері; V_T – сорапқа өтетін газ мөлшері; $v_{гв}$ – сұйықта газ түйіршіктерінің қалқып шығу жылдамдығы.

Сораптың жұмыс бөлшектерінде газдың әсері біріншіден, жұмыс дөңгелегі мен сұйық арасында энергия алмасудың нашарлауымен, екіншіден, сұйықтан газдың қарқынды бөлінуіне жағдайлар жасалған кезде байқалады. Осы жағдайларда сораптың параметрлері нашарлайды.

Пайдалану тәсілін таңдау және қаба-ұңғы жүйесінің тиімді жұмыс режимін жобалау кезінде газ факторы ең маңызды болып табылады.

БОТЭС-пен жабдықталған ұңғыларда газбен күрес әдістері келесілер:

- Қабылдау жеріндегі қысым сораптың тиімді беруін қамтамасыз ететін және оның жұмысын тұрақтандыратын аймаққа сорапты түсіру;

- Әртүрлі конструкторлы сепараторларды қолдану;

- Диспергирлейтін құралдарды сораптың қабылдауына орнату;

- Газды құбырсыртындағы кеңістікке еріксіз ығыстыру;

- Аралас сораптарды қолдану.

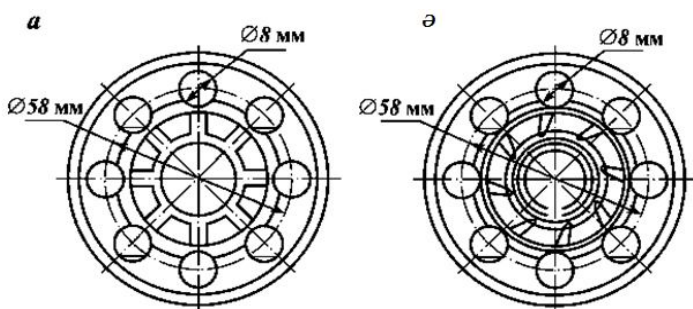
Аталған әдістердің қысқаша сипаттамалары төменде келтірілген.

Мұнайдың газбен қанығу қысымына тең немесе оған жақын қысымды сораптың қабылдауына құру. Әдіс өте кең тараған, өйткені ұйымдастыру және технологиялық жағынан қарапайым. Бірақ бұл әдіс үнемді емес, себебі оны жүзеге асыру үшін сорапты үлкен тереңдіктерде түсіруді қажет етеді. Сонымен, ол СКҚ, кабель, электроэнергия және түсіру-көтеру операцияларының шығындары кетеді.

Сепараторларды қолдану. Бұл әдісте сораптың қабылдауына арнайы құрылғыны қолданады, ол сұйық пен газды бөліп, газды құбырсыртындағы кеңістікке лақтырады. Батыс Сібірдегі кенорындарда МН-ГСЛ5 сепараторын УЭЦН

М5-125-150 қондырғысымен пайдаланғанда көлемді газ мөлшері 0,806 тең болысымен БОТЭС-ң ұзақ мерзімде жұмысы байқалған.

Диспергаторларды қолдану. Әртүрлі зерттеулер нәтижелері бойынша, газсұйықты қоспаның жұқа дисперсті құрылымының пайда болуынан диспергаторлар қабылдауына 0,1 ден 0,25 дейін көлемді газ мөлшерінің мүмкін мәнін арттыруға мүмкіндік береді. Диспергаторлар конструкциялары әртүрлі және негізгі шартты орындау қажет, яғни БОТЭС қабылдауында ағынның тиімді турбулизациясын құру. Ортадан тепкіш сораптың турбулизатор конструкциясының бірі 1.12–суретте келтірілген. Диспергатордың бұл конструкциясы бірнеше өзгертілген сорап сатыларынан тұрады. Бұл түрдегі диспергаторлар ағынның күшті турбулизаторы болып келеді және газсұйықты қоспа құрылымын тиімді теңестіруді қалыптастырады.



1.12-сурет. Ортадан тепкіш электр сораптың турбулизаторы:

А – бағыттауыш аппарат; б – жұмыс дөңселегі

Диспергаторлар сораптың ішіне және сыртына бастапқы жұмыс сатыларының орнына қойылады. Суланған ұңғыларда диспергаторларды қолдану тиімді, себебі тұтқырлы эмульсияның құрылымын бұзады.

Газды құбырсыртындағы кеңістікке мәжбүрлік лақтыру. Ұңғыны пайдалану кезінде газдың бір бөлігі сұйықтан бөлініп құбырсыртына жіберіледі. Онда ол жиналып, сұйықты сораптың қабылдауына дейін ығыстырып, одан

сорапқа өтіп оның беруін төмендетеді немесе құрғақ үйкелу режимінде апатты жұмысты тудырады. Сонымен қатар, газ қабат қысымына кері қысым тудырып, сұйықтың ағысын азайтады. Құбырсыртындағы кеңістіктен газды автоматты түрде жұмыс жасайтын сағалық және ұңғыдағы кері клапандар, эжекторлар арқылы лақтыру тәсілдері белгілі. Осы технологияларды оқып білгеннен кейін өндірістік тексеруге енгізу шешімі қабылданған.

Аралас сораптарды қолдану. Газдың зиянды әсерін азайтады, егер сораптың қабылдауында бірқатар сатылар санын үлкен берістегі сатылармен ауыстырса. Каналдардың үлкен көлемімен бұл сатылар қабылдауға газсұйықты қоспаның көп түсуін қамтамасыз етеді. Қоспа көлемі кіші сатыларға түскен соң сұйықта газдың еруі және сығылу есебінен азаяды. Осымен сораптың тиімді беруіне жетуге болады.

Аралас сораптар қабылдауында газсұйықты қоспаның тиімді көлемін келесі формуламен анықтайды:

$$Q_0 = Q_{\text{тиім}} \left(1 + \frac{\beta}{1-\beta} \right) \quad (1.16)$$

мұнда $Q_{\text{тиім}}$ – сораптың тиімді беруін қамтамасыз ететін сораптың қабылдауында сұйық фазаның көлемді шығымы; β – сораптың қабылдауында көлемді газ шығымы.

Қабылдауында үлкен беріліске ұсынылатын сатылар саны

$$n = (p_{2c} - p_{1c}) / p_{\Pi}$$

Мұнда p_{2c} – соңғы қабылдау сатылардың шығатын жеріндегі қысым; p_{1c} – сораптың қабылдауындағы қысым; p_{Π} – бір қабылдау сатымен туындайтын қысым.

2. ТАСЫМАЛДАҒАН ЖӘНЕ ӨНДІРІЛГЕН ӨНІМДЕГІ МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАЛАР

Мұнай кенорындарының кәсіпшілік құбыр арқылы тасымалданатын және өндірілетін өнімдерінде бір немесе бірнеше түрлі механикалық қоспалар кездеседі. Негізінен ол ұңғының түп аймағын (ҰТА) алынып шыққан тау жыныстары және металл коррозиясының өнімдері. Механикалық қоспалардың құрамы, 1 г/л артық, ол мұнай ұңғымаларының жұмысын біршама қиындатады, тереңдік-сорапты қондырғының жөндеу аралық периодын азайтады. Механикалық қоспалар кездесетін өнімді кәсіпшілік құбырлар арқылы тасымалдау да қиындайды.

2.1. Құммен бірге сұйықты алу жағдайында ұңғыларды айдалану

Мұнайды ұңғымадан өндіргенде, әлсіз цементтелген жыныстардан құралған қабаттың түп аймағы (ҚТА), ұңғыманың түп аймағында құм тығыны пайда болатын және тереңдік-сорапты қондырғы арқылы пайдаланылып жатқан режим бұзылуы құмның шығуынан болуы мүмкін.

Құммен күресудің әдістерін келесідей бағытта бөлуге болады:

- Ұңғымадағы сұйықтықты жинауды реттеу арқылы ұңғымаға қабаттан құмның келмеуін шектеу;

- әртүрлі құрылымды түптік сүзгіштерді қолданып және ҚТА құмын химиялық реагенттермен бекіту арқылы қабаттан ұңғымаға құмның келіп түсуіне кедергі жасау;

- әртүрлі қондырғылар, сүзгіштер, құм якорлерін пайдаланып сораптың қабылдағышына келіп түсетін құм мөлшерін азайту;

- ұңғыманың түп аймағында жиналған құмды периодты түрде жою;

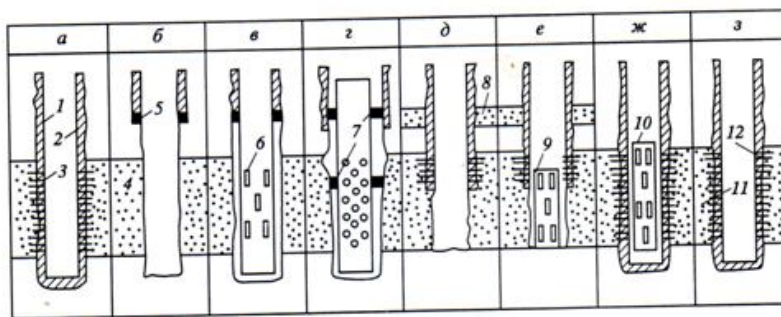
- ұңғымаға келіп түскен құмды пайдалану тізбегі және сорап құбыры арқылы бетке шығару әдісімен ұңғыманы пайдалану.

2.1.1. Ұңғыдан сұйықты алуды реттеу

Сұйықтықты жинауды реттеу кейбір жағдайларда ұңғымаға құмның түсуін азайтады немесе толығымен алдын алады. Бірақ, тәжірибе көрсеткендей, ұңғымаға құмның келуін тоқтату және бір уақытта жөндеу аралық периодын арттыру есебінен мұнай пайдалануды экономдау үшін рационалды тәртіпті жинау оңай емес. Сондықтан бұл әдісті әдетте құм айқындалуымен және күрестің басқа әдістерімен бірге жүргізеді.

2.1.2. Қабаттан құмның келіп түсуіне кедергі жасау

Құмның түсуіне кедергі жасауды алғашқы сатыда жүргізеді, яғни ұңғыманың түп аймағының конструкциясын жинау арқылы ұңғыманы жобалау және құрастыру. Ұңғыманың түп аймағының негізгі конструкциялар типі 2.1– суретте келтірілген [16]. Түп конструкциясын жинау факторлары мыналар: объектті пайдалануды жинау, коллектор типі, өнімді қабаттың механикалық қасиеттері және оның шөгу шарты.



2.1-сурет. Ұңғыманың түп аймағының конструкциясының негізгі типтері (а-з)

1 – шегендеуші тізбек, 2 – цементті сақина, 3 – перфорация аймағы, 4 – өнімді қабат, 5 – тізбек сыртындағы пакер, 6 – тізбектегі сүзгіш, 7 – сүзгіш ілмегі, 8 – сулы қабат, 9 – сүзгіш – хвостовик, 10 – гравийлі сүзгіш, 11 – ену аймағы, 12 – тампонажды материал сүзгіші

Ашық түпті конструкцияны қолдану шарты (2.1б-г-сурет): тампонажды материалды қолдануға мүмкіндік бермейтін жағдайда, коллектор біртекті түйіршікті және жарықшақты типті; коллектордың қимасына жақын орналасқан сулы немесе газды қабат болмайды, оның табанында су жоқ; коллектор қатты жыныстардан тұрады; объекті пайдаланудың бөлек әдісі қолданылады.

Жабық түпті конструкцияны келесі жағдайларда қолданады (2.1а-сурет): кеуекті немесе жарықшақты біртексіз коллекторда, онда тұрақты немесе тұрақсыз жыныстар кезектесіп келеді, сулы- және газды қабатшалар әртүрлі қабат типтерімен алмастырылған; біртексіз қабаттарды жақын орналасқан газсұмұнайлы алмастырғыш қабаттардан оқшаулау мақсатымен бекіту; коллекторда, кеуектілік және өткізгіштік қасиеті жоғары жыныстар болғанда; бірігіп, бөлек немесе біріккен-бөлек объектіні пайдалануды қамтамасыз ету керек кезде. Аралас типті түп конструкциясы (2.1д-е-сурет) келесі жағдайларда қолданылады: кеуекті немесе жарықшақты типті біртекті коллекторда және арынды горизонттар жақын орналасқанда немесе қабат жабынында газды телпектердің болу жағдайында, сондай-ақ кеуекті және жарықшақты жыныстардың өткізгіштігі төмен болғанда; қатты тау жыныстарынан тұратын, ұңғыманы пайдаланғанда қабатқа депрессия түсіргенде тұрақтылықты сақтайтын коллекторда; өнімді объектіні бөлек пайдалану әдісінде.

Әлсіз цементтелген, кеуектілігі және өткізгіштігі түйіршікті коллектордан тұратын қабаттың бұзылуы және ұңғымаға құм түсуі болған жағдайда 2.1-суретте көрсетілген ж,з нұсқаларының түп конструкциясын қолданамыз [16].

Бұл конструкцияларда ҚТА ұңғымаға құмның түсуін азайту үшін жасанды бөгетті пайдалану қарастырылады, ол механикалық сүзгіштер (2.1-сурет, ж) немесе мұндай аймақтарды арнайы құраммен бекіту, ол қатқаннан кейін ҚТА кеуекті және өткізгіш орта ретінде түзіледі (2.1-сурет,з).

Орташа және ірі түйіршікті құмтастары (түйіршік өлшемі 0,25-1 мм) бар ұңғымаларда 2.1-суреттің ж, с келтірілген түп конструкциясы, ал ұсақ түйіршікті құмтастар (түйіршік өлшемі

0,10-0,25 мм) үшін (2.1-сурет, ж, з). Құм түсуінің алдын алу нұсқаларында үшін құралған конструкция технологиясы (2.1-сурет) біріншіден цементтелген пайдалану тізбегінің және түп сүзгішінің (саңылаулы, сыммен орау, металлокерамикалық, титанды) бірігуінде негізделген, перфорация аралығында орналасқан.

Осындай түп конструкциясы үшін әлсіз цементтелген қабаттың шекті мүмкін депрессиясы мынадай теңдеумен анықталады:

$$\Delta p \leq \frac{c \varepsilon r \ln(R_k/r_c)}{6k} \quad (2.1)$$

Мұндағы c – тау жыныстарының бірігу күші, МПа ($c=0,2-1,4$ МПа); ε – кеуекті каналдардың беріктік коэффициенті.

$$\varepsilon = m_3/m_n \quad (2.2)$$

r_c – ұңғыма радиусы, м; R_k – қоректік контур радиусы, жақындағы пайдалану ұңғымасына дейінгі қашықтықтың жартысына тең, м; k – жыныс өткізгіштігі, мкм²; m_3 , m_n – сәйкес тиімді және толық кеуектілік.

Түптік сүзгіштің қуыс енін Z мына шарттан таңдайды:

$$Z = 3d_1 + d_2 \quad (2.3)$$

мұндағы d_1 , d_2 – сәйкесінше қабат құмының түйіршіктерінің ең ұсақ және ең ірі өлшемдері, мм.

Түп конструкциясында, 2.1, 3 суретте көрсетілген, құм түсуді перфорация каналында өткізгіш тампонаж Контерн-2 типті материалдан жасанды сүзгіш жасау жолы арқылы алдын алады. Бұл үшін тізбекті перфорациялағаннан кейін ағыс шақырады, қабатты 1-5 тәулік ішінде өңдейді, қабаттың өткізгіштігін тексереді және тампонажды құрам айдайды.

Контерн-2 өткізгіш полимерлі тампонажды материал ВНИИКРнефть (Ресей) жасалған және өз құрамында ТС-10, уротропин, ШРС-С жинақтағыш, шлақты бірігіп жуғанда алатын, кен және тұздар (хлорлы натрий), және күйдіргіш натрий негізінде су ерітіндісі бар. Материалдың сығылуға алғашқы беріктігі 6МПа құрайды, ал одан тұзды шайғаннан

кейінгі – 3,5-нан 5-ға МПа дейін. Сәйкесінше тастың өткізгіштігі 0,12 – 0,20 және 1 – 5 мкм² тең.

Тұзды жинақтағышты жуу жасанды сүзгіш арқылы концентрациясы 0,5-0,1%, перфорацияның 1 м аралығына 1-2м³ есебінен, БӨЗ су ерітінділерін айдағаннан кейін іске асырылады. Материал қышқыл әсеріне тұрақты және 200⁰С температураға дейін бұзылмайды. ҚТА Контарен-2 мен бекіткеннен кейінгі қабатқа шекті мүмкін депрессиясы 3 МПа аспауы керек.

2.1.3. Қорғаныс жабдықтарын қолдану

Ұңғыманың жұмысы кезінде түсетін құмның санын азайту үшін, тереңдік сораппен жабдықталған, екі түрлі қорғаныс жабдықтарын пайдаланады: сүзгіштер және құм якорлары.

Негізінен қуысты, сымды, гравийлі, минералды – немесе металлокерамикалық *сүзгіштерді* пайдаланады. Саз болмаған жағдайда оларды қолдану қанағаттандырыллық нәтиже береді, ерекше керамикалық сүзгілерді қолдану, төмен дәрежеде ұсақ құм кольматациясымен зақымданған.

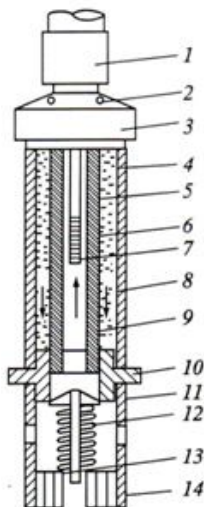
Сүзгішпен құмды бөлу, ол сүзгіш тұлғасының қалтасына шөгілу болып табылады немесе айырылған құмның ұңғыма түбінде жиналуы. Соңғы жағдайда ұңғыма түбін жиналған құмнан уақыт өткен сайын тазартып отыру керек. Сорапты сүзгілердің жағдайын жақсарту үшін мақсатты түрде оларды құмды қалтамен бірге пайдаланады.

Құмға қарсы сүзгіштер, мұнай ұңғымаларында қолданатын, келесі талаптарға сай болуы тиіс:

- жоғары өткізгіштік қасиетіне ие;
- олардың ұяшықтарының кеуектері құммен немесе саз бөлшектерімен толып қалмауы тиіс;
- берік, коррозияға қарсы қасиеті бар, арзан және құрылымы бойынша қарапайым.

Сымды құмға қарсы сүзгіш тік ені 3-мм және ұзындығы 150мм қуыстары бар тұлғадан тұрады. Тұлғасына, сыртқы бұрандасы бар, d=2мм сымды орайды. Сонымен қатар сымдар ені 0,25-0,30 мм және ұзындығы 3-4мм қуыс тудырады. Сымды сүзгіш құм аз ұңғымаларда пайдаланылады.

Гравийлі құмға қарсы сүзгіш 2.2-суретте көрсетілген.



2.2-сурет. Гравийлі құмды сүзгіш

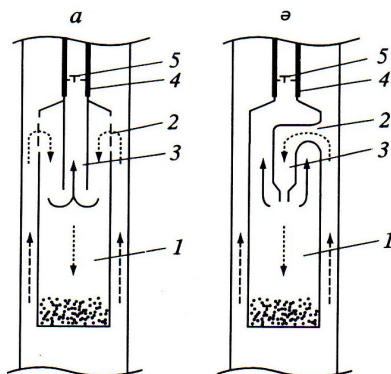
Сүзгіш сұйықтың ұнғыдан сүзгішке келіп түсуіне арналған сыртқы тесіктері 8 бар құбырдан 4 тұрады. Құбырға 4 жоғарғы жағынан ауыстырғыш 3, ал төменгісінде – құмды клапанның ауыты жалғанған. Ортаңғы құбыр 6 тесіктерімен 9 ауыстырғышқа 3 пісірілген. Құбыр 6 жоғарғы ұшымен штангалы сораптың муфтасына 1 кіргізіледі, ал төменінде сүзгіштің құмды клапан ауытына 10 жалғанады. Ішкі құбыр 7 ұсақ тесіктерімен жоғарғы ұшымен нипель арқылы штангалы сораптың қабылдағыш клапан конусына бұралады. Құмды клапан конусы 11 арнайы серіппе 12 арқылы, штокта 13 орналасқан өз ауытына ығысады. Ортаңғы және сыртқы құбырлар арасындағы кеңістік 5 гравиймен толтырылады.

Сыртқы құбырдың 4 тесігінен өтіп, сұйықтық гравиймен толтырылған кеңістікке келіп түседі және тесікке 9 жетіп, жинақ камерасы болып табылатын, орташа құбырдың 6 ішіне құйылады. Тесіктер 2 сүзгінің жоғарғы бөлігінде жиналған газдың шығуына арналған. Жинақ камерасынан сұйықтық ішкі құбырдың тесігі арқылы штангалы сораптың қабылдағышына

түседі. Бүйір терезелері бар құбыр түтікшесі 14, ауыт 10 және құмды клапанның табанын өзара байланыстырады. Құбыр аралық камераны 4 және 6 тазартқанда немесе оны жаңа гравиймен толтырғанда ауытты 10 бұрап шағырады. Сүзгіш арқылы қозғалып келетін жинақ камерасындағы құм шөгеді және жиналу мөлшеріне байланысты ұңғы түбіне лақтырылады.

Гравийлі сүзгіш жұмысы құмның аз концентрациясында және салыстырмалы түрде құм мөлшері көп, бірақ кезеңді түрде пайдаланылатын ұңғыларда ұзақ және тиімді болады.

Әлдеқайда тереңдік сораптың сору клапанына бекітілетін құмды якорь жағымды әсер береді. Әсер етуі бойынша құм якорьлер гравитациялы айырғыштар класына жатады, олардың принциптік сұлбасы 2.3-суретте көрсетілген [20].



2.3-сурет. Құмды якорьлердің принциптік сұлбасы

а – тік типті якорь, ә – бағытталған типті якорь. I – якорьдің жинақ-тұлғасы, 2 – тесік, 3 – құбыр, 4 – якорьдің сораппен байланыс түйіні, 5 – сораптың сору клапаны. I – өнімнің сұйық фазасы, II – сұйықтық-механикалық қоспа (құм), III – механикалық қоспалар.

Бағыттауыштар: → (I), → → (II), → → (III)

2.3, а суретіндегі якорь шартты түрде тік деп аталады: тұлға I мен құбыр 3 арасындағы сақиналы кеңістікке ұңғы өнімі келіп түседі, ал сұйық фаза құбыр 3 арқылы сораптың сору клапанына 5 жылжиды. 2.3, ә суреттегі якорь кері бағытталған деп аталады: ұңғы өнімі құбырға 3 келіп түседі, ал сұйық фаза тұлғамен I

құбыр 3 арасындағы сақиналы кеңістіктен сораптың 5 сору клапанына түседі.

Тік типті якорьде сұйық фазаның (сақиналы кеңістік) төмен түсетін ағын жылдамдығы және жоғары көтерілетін ағын жылдамдығы құм бөлшектерінің шөгу жылдамдығынан аз болуы тиіс, кері бағытталған типті якорьде төмен қозғалып бара жатқан ағынның жылдамдығы және сақиналы кеңістіктен жоғары көтерілетін ағынның жылдамдығы құм бөлшектерінің шөгу жылдамдығынан аз болуы тиіс.

Шөгілген құм якорьдің жинақтау-тұлғасында жиналып, оны жерасты жөндеу кезінде жербетіне шығарып тазалайды. Құм якорьлерін қолдану кезінде ұңғының түп аймағында құм тығындарының пайда болу ықтималдығы азаяды.

Құмды якорьлерді қолдану тәжірибесі көрсеткендей, кері бағытталған типті якорьлердің тиімділігі тік якорьлердің тиімділігінен жоғары болады.

2.1.4. Құм тығындарын жою

Құм тығындарының пайда болуы ұңғыны пайдалану режимінің бұзылуына, мұнай берілісінің азаюына немесе мүлдем тоқтап қалуына алып келеді. Тығындар СКҚ және пайдалану тізбегінде түзілуі мүмкін. Кейбір жағдайларда олардың қуаты бірнеше жүздеген метрге дейін жетеді.

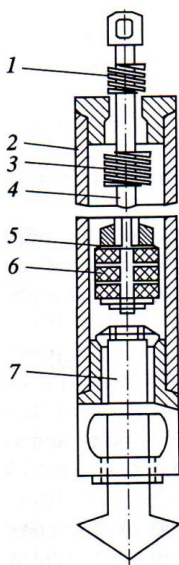
Құм тығындарын жою үшін әртүрлі әдістер қолданылады. Мысалы, оларды жоюдың қарапайым қауға арқылы түрі бар, оны ұңғыға арқан арқылы түсіреді және тығынға 10-15 м қалғанда тоқтатады. Нәтижесінде соққы әсерінен клапан ашылады, және құмның біршама мөлшері қауғаға түседі. Көтерілу үрдісі кезінде клапан жабылады. Жербетінде құмнан тазартылған қауғаны ұңғыға қайтадан түсіреді.

Қарапайым желонкадан басқа [17] поршеньді қауғаны пайдаланады (2.4-сурет).

Поршеньді қауғаның жұмыс істеу принципі келесідей. Қауғаны түсіру кезінде поршень 3 жоғарғы бөлікте тұрады, тығынға жеткенде ауырлық күші әсерінен шток 4 төмен қарай түседі. Поршеннің 6 шектік жүріс жағдайын серіппелер 1,3

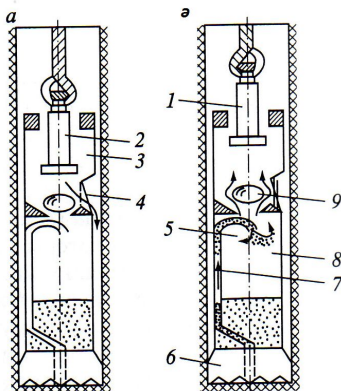
қадағалайды. Поршеньнің ең төмен шектік орналасуында, сұйықтық қауғаның төменгі бөлігінен поршеньнің тесігі арқылы жоғарғы бөлікке өтеді. Поршеньді 6 көтерген уақытта ондағы тесіктер, стреженге 7 бос отырғызылған жалпы қақпақ 5 арқылы жабылады. Бұл жағдайда алдымен шток 4 көтеріледі, ал тұлға поршень жоғарғы жағдайға жеткенше орнында тұрады. Поршеньнің қозғалысы кезінде оның астында бос кеңістік пайда болып және қауғаның ішіне құм сорылып түседі.

Сондай-ақ, қауғаның жұмыс көлеміндегі қысымның күрт өзгеруінен жұмыс істейтін автоматты қауғалар да қолданылады.



2.4-сурет. Поршеньді қауғаның принципті сұлбасы
1, 3 – серіппелер, 2 – тұлға, 4 – шток, 5 – қақпақ, 6 – поршень,
7 – стержень

Кей жағдайда құм тығындарын ұңғыға болатты арқан арқылы түсіретін ағынды гидробур арқылы бұрғылайды. Гидробур (2.5а-суреті) тығынды жоюға арналған соққылы типті кашаудан 6, қауғадан 5, тығынды жою аймағындағы сұйықтың циркуляциясына арналған плунжерлі сораптан 1 тұрады.



2.5-сурет. Төмен (а) және жоғары (ә) жүріс кезіндегі гидробур жұмысының принципті сұлбасы

1, 2 – сорап плунжері, 3 – тұлға, 4 – клапан, 5 – қауға, 6 – қашау, 7 – құбыр, 8 – қауға тұлғасы, 9 – клапан

Гидробурдың жұмыс істеу принципі төмендегідей. Жабдық түпке келіп тірелгеннен кейін өз салмағының және инерция күшінің әсерінен сорап плунжері 2 клапан 4 тесігі арқылы сұйықты 3 тұлғадан ығыстыра отырып, төмен қарай қозғайды. Жабдықты көтергенде (2.4ә-сурет) плунжер жоғары қарай ауысады, нәтижесінде сұйық қауға тұлғасынан 8 клапан 9 арқылы сорылады. Сонымен қатар құбыр 7 арқылы қауғаға сұйық құм бөлшектерімен сорылады, олар құбырдан 7 шыққаннан кейін желонка түбінде шөгіледі. Қауғадан құмды жою үшін жербетінде бірінші қашауды 6 шығару керек.

Ұңғыны құм тығындарынан қауға және гидробурмен тазалау тиімділігі аз, оларды тығын қуаты аз және терең емес ұңғыларда қолданады.

Ұңғыларды құм тығындарынан тазартудың ең тиімді әдістері ол су, мұнай немесе басқа сұйықпен жуу болып табылады. Ұңғыға тығынға дейін жуу құбырларын түсіреді. Осы құбырлар немесе құбыраралық кеңістік арқылы қысыммен сұйықтық айдайды. Ағынның гидромониторлық әсерінен тығын шайылады, және құм сұйықпен бірге құбыраралық кеңістіктен (немесе құбырдан) жербетіне шығады. Тығынды жуу шамасына байланысты жуу құбырларын төмен түсіре береді. Тығынды

шайғаннан кейін салыстырмалы ұңғыдан шығатын таза сұйықтыққа дейін ұңғыны жуады.

Жуу әдістерін тік, кері және аралас деп ұңғымаға сұйықты енгізу бағытына байланысты бөледі. Тік жуу кезінде жұмыс сұйықтығын тығынға дейін түсірілген құбырлар тізбегі арқылы айдайды.

Сол немесе басқа жуу әдісі тығынды түзетін жыныс құрамына және оның беріктігіне байланысты таңдалады. Егер түптегі тығын тығыз емес, борпылдақ екені анықталса, оны өшіру сұйықтығы арқылы тік жуу әдісімен жоюға болады.

Жуу сұйықтығын таңдау өнімді қабаттың геолого-пайдалану сипаттамасына тәуелді. Ең тиімді жуу агенті – су. Бірақ кейбір жағдайларда ол ұңғыны меңгеру және пайдалануға кедергі келтіруі мүмкін. Сондай-ақ мұнайды, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) су ерітіндісін, төмен су бергіштігімен саз ерітіндісін, эмульгаторы бар гидрофобты эмульсияны және т.б. қолданады.

Жуу жұмыстарын жүргізгенде ұңғы сағасын арнайы арматурамен бекітеді. Ұңғыны жуу үшін бұрғылау сораптарын және УК-100х200 немесе АЗИНМАШ-32М типті қозғалмалы сорапты агрегаттарды пайдаланады.

2.1.5. Құмды толығымен жербетіне шығару тәртібі

Өртүрлі құм сүзгіштері, құмды және газқұмды якорьлерден басқа, сорапты құмның жағымсыз әсерінен кәсіпшілікте кеңінен техника және технологиялық іс шаралар қолданылады.

Кез келген жағдайда, ұңғыға қабаттан құм келіп түскенде, түптен ұңғы сағасына дейін алынатын сұйықтың жылдамдығы тек барлық құм фракциясын алып шығып қоймай, сонымен қатар оның ағынындағы белгілі шығын концентрациясының артуының алдын алу үшін оның жылдамдығы жеткілікті болуы тиіс [18]. Сонымен қатар, шығынды концентрация салыстырмалы түрде жоғары болса, оны азайту үшін іс шаралар жасау қажет.

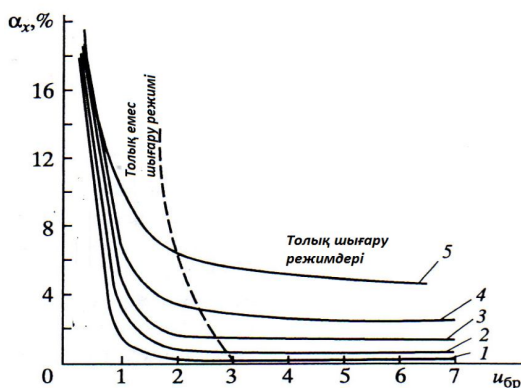
Шығынды концентрацияны сұйық және құм шығынын уақыт бірлігі бойынша анықтайды. Құм концентрациясын ағында шынайы концентрация деп атайды, жоғары көтерілетін

ағында ол шығын мөлшерінен жоғары. Сәйкесінше, негізгі мақсат құмның барлық қозғалу жолында шынайы концентрация шығынды концентрациядан ерекшеленбеу керек.

2.6 суретте А.Н. Адонин ұсынған вертикальды ағындағы құмның шынайы концентрациясының (α_x), құмның әртүрлі шығынды концентрация (α_0) мәндері үшін ағынның өлшемсіз жылдамдығына ($u_{бр}$) тәуелділік диаграммасы берілген:

$$u_{бр} = \frac{Q_{ж}}{\omega F} = \frac{P_{ж}}{\omega} \quad (2.4)$$

мұндағы $Q_{ж}$ – сұйықтық шығыны, ω – сыртқа шығару сұйықтығындағы құмның бос шөгу жылдамдығы, F – құбыр тізбегі немесе сорапты құбыр және штанга арасындағы сақиналы кеңістіктің көлденең қимасының ауданы, $P_{ж}$ – сұйықтың көтерілу ағынының жылдамдығы.



2.6-сурет. Құмды шығару диаграммасы
 α_0 тең: 1 – 0,001, 2 – 0,005, 3 – 0,01, 4 – 0,02, 5 – 0,04.

Тәжірибеде ω құмның үлкен фракциясының бос шөгуінің орташа жылдамдығы ретінде табылады, пайдаланылып жатқан кабаттан құмның үлгісінің орташа 10% құрайды.

Шығынды концентрацияны (α_0) алынып жатқан сұйықтықтағы құм көлемінің сұйықпен құмның қосынды шығынына қатынасы арқылы табады:

$$\alpha_o = \frac{q_{\pi}}{Q_{ж} + q_{\pi}} \quad (2.5)$$

Диаграммдан байқағанымыздай, өлшемсіз жылдамдық азайғанда құмның $u_{бр}$ шынайы концентрациясы жоғары мәндерге ие болады, ол шығынды концентрациядан бірнеше есе жоғары болады. Ерекше түрде концентрацияның күрт артуы егер $u_{бр}$ 2,5 аз болған жағдайда байқалады. Сондықтан $u_{бр} = 2,5$ мәні шекті мүмкіндік мәні ретінде қарастырылады, яғни ағынның өлшемсіз жылдамдығы барлық жерінде 2,5-ден кем болмауы керек. Бұл ұңғы өнімінде құм кездесетін жағдайда, ұңғыны рационалды пайдаланудың нақты негізгі қағидасы болып табылады.

Әрбір шоғырдың немесе қабаттың жағдайында сұйықтың шығынының минимальді мүмкін мәні бар кесте құрылады, «құмды» ұңғымаларда әртүрлі диаметрлі көтергіштер мен құбырлар үшін. Есептің маңызы жоғарыда аталған әдіспен ω мәнін табу.

Бұл шарт сақталмаған жағдайда және құм айқындалған сорапты ұңғымаларда құмның шығынды концентрациясы 0,5-1% тең болса, құмның концентрация көлемі артады, ол қабаттың сүзгіш бөлігінде шөгуіне алып келеді және ұңғымаға сұйықтың түсуін болдырмайды.

$u_{бр} = 2,5$ тең сорапты құбырдың кез келген өлшемі үшін сұйықтың минимальді шығынын, яғни вертикальды сұйық ағыны құммен қозғалғанда, келесі формуламен табады:

$$Q_{ж, min} = 0,216 \cdot 10^6 F \omega \quad (2.6)$$

мұндағы $Q_{ж, min}$, м³/тәул; F – м² және ω – м/с.

Құмның еркін шөгуінің жылдамдығы (ω , м/с) мына формуламен анықталады:

$$\omega = \frac{1}{18} g \frac{\rho_2 - \rho_1}{\nu \rho_1}$$

мұндағы g – шөгудің алғашқы жылдамдығы, м/с; g – еркін түсу үдеуі, м/с²; ρ_1 – сұйықтың тығыздығы, кг/м³; ρ_2 – құм тығыздығы, кг/м³; ν – сұйықтың кинематикалық тұтқырлығы, м²/с; d_k – құмтас диаметрі, м.

Тәжірибеде толық штангалы немесе аз көлемді сорап қондырғылары, шартты диаметрі 48 және 60 мм СКҚ түсіреді, қырғыш-құйындатқыштар және тереңдік штуцерлер қолданылады, сорапты қондырғыларды бірқалыпты түсіреді, сондай-ақ сұйықтың құбыраралық кеңістікке құйылуын реттейді.

Құбырлы штангалар. Сорапқа құмның көп мөлшерде келіп түсуі кезінде құбырлы штангалар қолданылады. Сонымен қатар шығарылатын сұйықтық, тереңдік-сорапты цилиндрінен өтіп, құбырлар желісіне түседі, сол арқылы жер бетіне көтеріледі. Құбырлы штанга ретінде шартты диаметрі 48мм және аяғымен сыртқа отырғызылған диаметрі 33 және 42 мм тегіс СКҚ қолданады, олар бір уақытта сораптың плунжеріне көтеріп-түсетін қозғалыс беретін звено, және ұңғымадан алынатын сұйықты жербетіне беретін құбыр болып табылады.

Сұйықтың сорапты құбырларға түсуінің алдын алу және оны сорап цилиндрімен бөлу үшін құбырлы штангалар сорапты құбырдың плунжері оқшау тормен байланыстырылған, соңғы жағдайда оларға салынбалы сорапты жалғау үшін штокты құбырмен алмастырады, плунжермен оқшау ауыстырғышты байланыстыраты.

Шығарылатын сұйықтық сорап цилиндрімен бөлінген жағдайда цилиндрмен плунжер аралығына құмның түсу жағдайы мүмкін болмайды, плунжердің тоқтауы, тығындардың және плунжердің тозуы азаяды. Құбырлы штангаларды қолданғанда өткізгіш құбыр қимасымен клапан ұясының арасындағы аудан кішірейгеннен сұйық жолдың барлық бөлігінде қозғалысы бірқалыпты болады. Сорапты құбырдың ауданына қарағанда құбырлы штанганың қимасының ауданы азайғанда сұйықтың жоғары көтерілу ағынының жылдамдығы артады, сәйкесінше құмды жербетіне көтеру жағдайы жақсарады.

Шығымы және құм мөлшері ұңғымаларды пайдалану үрдісінде, түпте құм тығынының алдын алу және сұйық ағынының жылдамдығын арттыру үшін диаметрі 28 және 32 мм аз көлемді сорапты құбырларды пайдаланады, 48 мм СКҚ және муфта диаметрімен азайтылған 15мм штангада сүзгіш аймағына дейін түсіріледі. Құбырмен штанга арасындағы көлденең қима

азайғанда жоғары көтерілетін ағынның жылдамдығы артады және сораптың цилиндріне ұңғыма сағасына дейін сұйықтың бірқалыпты қозғалысы қамтамасыз етіледі.

Қырғыш-құйындатқыштар. Плунжердің жиі тоқтап қалуының себебі сорапты құбырлардағы сұйықтың қозғалысы жылдамдығының жеткіліксіздігі және ұңғыны жиі тоқтату болып табылады. Плунжердің тоқтап қалуын болдырмау үшін қырғыш-құйындатқыштарды қолданады, олар сорапты штангалар тізбегінде орналасады, ол сұйықтың құйынды қозғалысын тудырады, яғни сорапты құбырлардың қабырғасында құмның түзілуін болдырмайды. Саны бойынша жеткілікті қырғыш-құйындатқыштарды пайдаланғанда құм сыртқа шығарылады. Тербелмелі станок тоқтатылған жағдайда сұйықтан түсетін құм айдау клапанына емес, қырғыштың сыртқы бөлігіне шөгеді.

Құмды жербетіне шығаруды азайту үшін келесі технологиялық әдістер қолданылады.

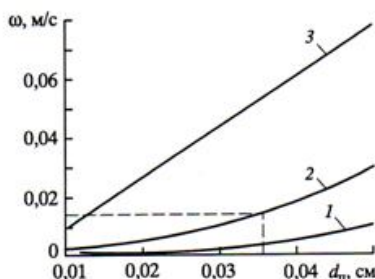
Ұңғыманы бірқалыпты іске қосу әдісі. Құмды ұңғымалардың бірқалыпты жұмысын тек сұйықты жинау жолымен ғана емес, сонымен қатар бірқалыпты іске қосу арқылы да реттеуге болады, ол алғашқы сұйықты жинаудан жоғарғысына бірқалыпты өтуде қорытындыланады. Әдетте басында минималды сұйықты жинауды орнатады, оған аз депрессия сәйкес келеді, ол ұңғымаға құмның түсуін шақырмайды. Кейін сұйықты жинуды арттыру үшін бірнеше рет тереңдік-сорапты қондырғының параметрлерін өзгертеді (жүріс ұзындығын және тербеліс санын өзгертеді). Әрбір жаңа режимде ұңғы біраз уақыт үздіксіз жұмыс істейді, ол кезде шығарылып жатқан сұйықтың ішіндегі құм концентрациясын бақылайды. Сонымен, сұйықты жинаудың тиімділігін белгілі шамаға жеткізгенше тереңдік сорапты қондырғының параметрлерін біртіндеп арттыра бастайды.

Құм бөлінетін ұғыдан мұнайды құбыраралық кеңістікке сұйықтық құю арқылы алу әдісі. Бұл технологиялық үрдісті құм мөлшері көп ұңғымаларды пайдаланғанда түпте құм тығындарының алдын алу үшін қолданады. Тығыннан түпті тазартқаннан кейін тереңді сорап немесе сораптың қабылдағышының астындағы хвостовик ұңғының сүзгіш аймағына түсіріледі немесе жоғарғы

тесіктерде орналастырады, ол «түп – сорап қабылдағышы» аралығында жоғары көтерілетін сұйықтық жылдамдығының артуына алып келеді, құм бөлшектерінің шөгуін болдырмайды.

Сораптың жұмысы кезінде құбыраралық кеңістікке құмнан тазартылған мұнай немесе сұйықтық айдайды. Ұңғымағы сұйықтық құю құмның шығынды концентрациясын алынып жатқан сұйықпен, құм концентрациясы жоғары) араласуының есебінен төмендетеді.

Сұйықтың көлемдік шығыны, әртүрлі құм фракцияларын жербетіне шығарылуына қажет, қарапайым график бойынша анықталуы мүмкін (2.7-сурет).



2.7-сурет. Сұйықтың көлемдік шығынын анықтау
1,2 – кинематикалық тұтқырлығы 0,1 және 0,5 см²/с сәйкесінше
мұнай, 3 – су

Есептеуді ҚТА ұңғымаға түсетін ең ірі құмтастардың диаметрі арқылы жүргізеді. Өлшеу жылдамдығын анықтау үшін абсцисс осінен нүкте аламыз, құм тастардың есептік диаметріне сәйкес және сұйықтық тұтқырлығының қисығына сәйкес қиылысқанша вертикаль сызамыз. Сонымен ординат осімен горизонтальдардың қиылысында бізге қажет жылдамдық бар.

Ұңғымадан құмды алып шығуға қажет сұйықтық көлемі:

$$Q = \frac{\pi(D_B^2 - d_{ш}^2)v}{4} 86400$$

мұндағы D_B – сорапты құбырлардың ішкі диаметрі, м; $d_{ш}$ – сорапты штанганың диаметрі, м; v – жоғары көтерілген сұйықтың жылдамдығы, ол қозғалмайтын сұйықтықтағы

құмтастардың еркін құлау жылдамдығынан 2 есе жоғары болуы тиіс, м/с.

Әдетте тәжірибеде $v=2\omega$ (2.7 теңдеу қараңыз) қолданады. Ұңғының берілген шығымын біле отырып, құятын сұйықтың көлемін анықтау қиын емес.

Өндірісте құбыраралық кеңістікке сұйықтық құюдың келесі әдістерін қолданады: өздігінен құю, біріктіріп құю, орталықтандырылған және арнайы мөлшерлегіш сораптармен құю. Үрдісті сенімді реттеуді мөлшерлегіш қондырғылар қамтамасыз етеді, олардың көмегімен керекті өнімділікті таңдап, керек уақытта өзгерте аламыз.

2.2. Айдалатын ортада механикалық қоспаларды жою

Кәсіпшілік құбырлармен айдалынып жатқан өнімде механикалық қоспалардың шамасы көп емес, негізінен Орал-Поволжья кенорындары үшін, 10-130 мкм шегінде [21], бөлшектердің жартысының көлемі 20 мкм төмен 50% құрайды.

Механикалық қоспалар коррозия өнімі және саз немесе кварц түріндегі жыныстар, сондай-ақ органикалық тұздар бөлшегімен сипатталады. Өлшемдеріне байланысты олардың құбыр қабырғаларында шөгуі жүреді.

[19] жұмыста сұйық ағынының критикалық жылдамдығының бағасы келтірілген, онда механикалық қоспалар сұйықтықпен бірге құбыр қабырғасында шөкпей қозғалады. Өлшемі 20 мкм артық темір сульфиді, 40 мкм артық кварц және 100 мкм артық агломерленген бөлшектер, 80 % суланған Арлан кенорындарында кездеседі, құбыр қабырғаларында ағын жылдамдығы 0,446 м/с кем шөгеді. Сонымен диаметрі 20 мкм темір сульфиді тұнбаға 1800м кейін түседі. Көрсетілгендей, мысалы, 273мм диаметрлі құбырда механикалық қоспа бар фазалардың бөлінуі төменнен жоғары қарай 810-нан 10 мг/л дейін өзгереді.

Механикалық қоспалар, ағыспен жылжитын, құбырдың ішкі жағындағы коррозия-эрозиялық бұзылуды бастайды. Құбыр қабырғасында механикалық қоспалардың тұнуы гальваникалық булардың «құбыр металы – түзілім» пайда болуынан құбырдың коррозиясына алып келеді. Коррозияның

тоқтауына тығыз кальцит және барит қабықшасының түзілуі әсер етеді. Кеуекті және тығыз емес түзілімдер, сол байланыстардың, керісінше коррозияның өсуіне әсерін тигізеді.

Жоғары дисперсті механикалық қоспалар, коррозия өнімдері, адсорбциямен гидрофобталған нафтенді қышқылдар және шайыр, қорғаныс қабатшасы эмульсия тамшыларының құрамына кіреді, олардың тұрақтылығын арттырады.

Мұнайдағы, мұнай өңдейтін кәсіпорын және экспорт арқылы келген механикалық қоспаның негізгі үлесі бақылануда және анықталған мөлшерден аспауы өажет. Негізінен, Ресейде (МЕСТ 9965-76) тауарлы мұнайдағы механикалық қоспа 0,05% артық болмауы тиіс. Механикалық қоспаларды сумен бірге мұнайды дайындау кезінде сусыздандыру және тұзсыздандыру үрдісінде жояды.

Кәсіпшілік тәжірибеде осындай қоспаларды жоюдың кең таралған әдісі – тұндыру, сүзгішпен және физика-химиялық әдіспен бірге қолданады.

3. АСФАЛЬТТИ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ТҮЗІЛІМДЕР (АШПТ) ЖӘНЕ ОЛАРМЕН КҮРЕС

3.1. АШПТ -дің жалпы сипаттамасы және құрамы

"Асфальтті-шайырлы-парафинді түзілімдер" (АШПТ) терминін мұнай кәсіпшілік тәжірибесінде асфальтенді-шайырлы-парафинді мұнайлардың сыртқы факторлар әсерінен бөлінетін бір бөлігі және құбырлардың, жабдықтардың, мұнайға қаныққан жыныстардың беттерінде жиналады деп түсіндіреді.

АШПТ қара-қоңыр немесе қара, қатты немесе сұйық, тұтқырлығы температура артқан кезде айтарлықтай төмендейтін жоғары тұтқырлы мазь тәрізді масса. АШПТ-дің мұнай кәсіпшілік жабдығының ағынды бөлігінде және құбырлардың ішкі бетінде жиналуы жүйенің өнімділігінің төмендеуіне (сурет 3.1), ұңғылар жұмысының тазалау аралық кезеңінің және сорапты қондырғылар жұмысының тиімділігінің азаюына алып келеді.



3.1-сурет. СКҚ-да асфальтті-шайырлы-парафинді түзілімдер

АШПТ -дің түзілу қарқындылығы және құрамы өндірілетін мұнайдың қасиеттері мен құрамы, өнімді горизонттардың термобаралық және гидродинамикалық жағдайлары, ұңғымаларды меңгеру және пайдалану әдісімен анықталады [1].

АШПТ-дің химиялық құрамы парафин, церезин, асфальтті-шайырлы заттар, коррозия өнімдері және тау жыныстарының ұсақ бөлшектері мен аздаған су мөлшерінің әсерінен жабдықтың механикалық тозуынан құралады.

3.1.1. Парафиндер мен церезиндер

АШПТ құрамына кіретін парафиндердің басым көпшілігі молекуладағы көміртек атомдарының саны C_{16} -дан бастап жоғары болатын қаныққан көмірсутектер $C_n H_{2n+2}$. Қалыпты жағдайларда ($0^\circ C$, 0,101 МПа) бұл қатты кристалл заттар. Соңғы жағдайда парафин кристалдарында олардың кристалл торға байланысуына кедергі келтіре отырып беттік-белсенді заттар (ББЗ) адсорбцияланады.

Церезиндер парафиндерден жоғары молекулалық массасы, тұтқырлығы және тығыздығымен ерекшеленеді. Кейбір авторлар церезиндер (C_{36} - C_{55}) қалыпты және изо-құрылымды ұзын бүйірлік тізбектері бар нафтенді (циклдық) көмірсутектер деп санайды. Церезиндердің ерекше белгісі-кристалдары парафин кристалдарына қарағанда ұсақтау.

Парафин кристалдарының екі модификациясы бар [22]. Бірінші модификациясы тіпті парафиннің балқу температурасына дейінгі жоғары температурада өмір сүруге қабілетті. Ол серпімділігімен және жекелеген бөлшектерінің сығу кезінде ағуымен немесе бірігуімен сипатталады. Парафиндер сыртқы түрі талшыққа ұқсайтын салыстырмалы ірі, ұзын кристалдар түрінде кристалданады. Екінші модификациясы тек төмен температураларда тұрақты. Ол кристалл зат және қаттылығымен, нәзіктігімен және жекелеген бөлшектерінің өзара бірігуіне қабілетсіздігімен ерекшеленеді. Бұл модификация жұқа пластинкалар түрінде кристалданады.

Қиын еритін парафиндері басым шикі мұнайдан түзілген кезде АШПТ пластинкалар түрінде кристалданады. Алайда шикі парафинді мұнайда табиғи ББЗ болуы себебінен парафиндердің бөліну процесі дендритті кристаллизация сұлбасы бойынша жүруі мүмкін. Сонымен бірге мұнайдан кристаллизацияның жалғыз центрінен және дара монокристалды тордан пайда

болған парафин монокристалдары емес, кристаллизацияның көптеген центрлерінде түзілетін поликристаллды элементтер бөлінеді. Дендритті кристаллизация кезінде парафинді мұнайлардың суында маңызды рөл атқаратын кеңістікті кристалл тор түзілмейді.

Парафин кристаллизациясының мұнайдың суу процесіне әсер ету механизмі туралы болжам бар, оған сәйкес мұнай тұтқырлығының өзгеруі парафин кристалдарының бөлініп, кристалл торға бірігуіне негізделген. Осылайша, құрылымдық сууға дейін болатын мұнайдың сууы кезінде пайда болатын тұтқырлық аномалиясы концентрацияларының төмендігінен немесе кристалдардың байланысуына кедергі келтіретін заттардың болуынан әлі өзара байланыспаған парафин кристалдары (кейбір жағдайларда- ультрамикроскопиялық кристалл ұрықтары) түріндегі дисперсті фазаның пайда болуымен түсіндіріледі. Суыған мұнайлардың араластырған кезде жануы және оларды суу температурасынан төмен температураларда қайта айдау мүмкіндігі кристалл парафин тордың бұзылуымен және оның сұйықтықтан босатылуымен түсіндіріледі. Араластыру кезінде жағылған мұнайларды сақтау құрылымдық суу температурасының қалпына келуі рекристаллизация әсерінен кристалл тордың қалпына келуіне негізделеді. Парафинді мұнайға ББЗ қосу кезінде дендритті кристаллизация тудыруға және оның суу температурасын төмендетуге (депрессия) болады. Парафиндердің органикалық еріткіштерде ерігіштігі жоғары, ол молекулалық массаның артуымен төмендейді және температураның артуымен жоғарылайды. Парафиндер суда және спиртте ерімейді.

Тазартылған парафин иіссіз, дәмсіз, ұстап көргенде аздап майлы түссіз немесе ақ кристалл масса.

Химиялық тұрғыдан парафиндер көптеген химиялық реагенттерге қатысты инертті. 140 °С кезінде олар ауа оттегісімен майлы қышқылдарға дейін тотығады.

3.1.2. Асфальтенді – шайырлы қосылыстар

Мұнайларда негізгі көмірсутектермен қатар әртүрлі мөлшерде «асфальтті-шайырлы заттар» (АШЗ) терминіне біріктірілетін генетикалық тұрғыдан сан алуан гетерогенді қосылыстар болады. Бұл заттардың құрамына тұрақты элементтер ретінде көміртек, сутек, оттегі кіреді, әрдайым дерлік оларда күкірт, азот, металдар (Fe, Mg, Ni және басқа). Көміртекті қаңқада АШЗ молекулаларының 80- 90 % болады. Орта есеппен көміртектің әрбір 50 атомына максимум 2-3 күкірт атомы, 1,5-2 азот атомы және 2-3 оттегі атомы келеді.

АШЗ олардың түрлі еріткіштерге қатынасына байланысты төрт топқа бөлінеді:

1. Карбоидтер – күкіртті көміртеkte ерімейтін заттар, CS_2 ;
2. Карбендер – CS_2 - де еритін, бірақ тетрахлорметанда ерімейтін заттар, CCl_4 ;
3. Асфальтендер – CS_2 , CCl_4 еритін, бірақ төмен қайнайтын қаныққан (шекті) көмірсутектерде ерімейтін заттар;
4. Мальтендер – төмен қайнайтын қаныққан көмірсутектерде еритін заттар; мальтендер тобына шайырлар мен майлар кіреді.

Ерігіштік негізінде бөлу мұнайдың компоненттері ассоциаттар болатын дисперсті жүйе [2] екендігі туралы тұжырымға сәйкес келеді. Осындай ассоциаттардың дисперстілігі дисперсті ортаның құрамы және сыртқы жағдайларымен анықталады.

Асфальтендер мысалында АШЗ қасиеттерін қарастырайық.

Унгер теориясы бойынша асфальтендер жеке компоненттер болып табылмайды, ал орталығында тұрақты еркін радикалдар орналасқан ассоциативті комбинациялар құрайды. Асфальтті-шайырлар қатысатын химиялық және физико-химиялық процестер ұжымдық сипатқа ие.

Ассоциаттардың тұрақтылығы байланыс беріктігі бойынша ажыратылатын молекулааралық әсерлесуге тәуелді. АШЗ талдау кезінде температураның аз ғана артуы алғашқы ассоциаттардың бұзылуына алып келуі мүмкін, сонымен қатар құрылымы өзгерген төмен массалы ұнтақтар түзіледі.

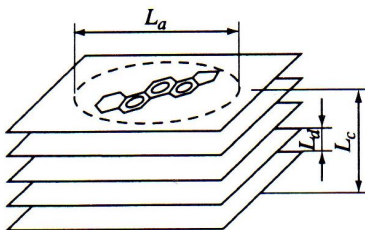
Мұнайлы дисперсті жүйелер жағдайында молекулааралық әсерлесу энергиясына екі парамагнитті бөлшектердің немесе

парамагниттік және диамагниттік бөлшектердің әсерлесуі үлкен үлес қосуы мүмкін. Мұнайлардың парамагнетизмінің болуы мұнайлар және битумдардың электронды парамагнитті резонанс (ЭПР) спектрі бойынша 1956 ж. Н.С. Гарифьянов және Б.М. Козыревпен анықталды. Мұнай парамагнетизмі мұнайлардағы бірікпеген электрондардың болуымен тікелей байланысты. Бұл электрондардың көзі болып ванадий (ванадилпорфиринді кешеннің құрамында бірікпеген 3d –электронның болу есебінен) және ауыр мұнай фракциясындағы ароматты көмірсутектердегі еркін қанықпаған көміртек байланыстары табылады.

Шайырлар диамагнитті молекулалардан, ал асфальтендер-парамагнитті молекулалардан тұрады, және парамагнитті молекулалар рекомбинациялары және диамагнитті молекулалар гомолиз реакциялар арасында кері тепе-теңдік бар деп санайды.

[23] жұмысында авторлар асфальтендер ассоциаттар дисперстілігін олардың массалық құрамын А шайырдың массалық құрамына С қатынасымен берген. А/С параметрінің артуымен мұнайда ассоциаттар тұрақтайтын компоненттердің аздығынан тұрақтандырылады, ол мұнайдың парафинмен қанығу температурасын төмендетеді (мұнайдан парафин бөлінетін кездегі температура), ал А/С параметрінің үлкен емес мәндерінде-қанығу температурасының артуына алып келеді.

Асфальтен құрамды жүйелердің құрылымын көбінесе «сэндвичті» (бумалы) немесе фракталды модельдер ретінде қарастырады (сурет 3.3).

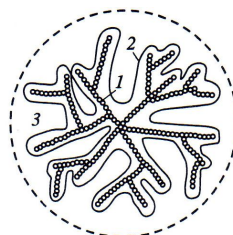


2.3-сурет. «Сэндвич» моделі

L_a – қатпар диаметрі;

L_d – қатпарлар Арақашықтығы;

L_c – бума қалыңдығы



2.4-сурет. Фракталды құрылым.

1– асфальтендердің парамагнитті каркасы; 2-шайырмен құралған сольвантті қатпар; 3-

дисперсионны орта

«Сэндвич» моделі 1961 ж. Йенмен ұсынылған және ол зарядтардың ауысу комплексондар және тұрақтандырылған солвантті қатпаршалармен аралары байланысқан параллельді нафтенароматты қатпарлар болып келеді.

Асфальтендердің құрылымы мен геометриясын санды баяндату фракталдар жайлы теория шегінде қарастырылады. Физикалық жүйелерде фласталді кластерлер деп, бөлшектердің диффузионды қозғалысы кезіндегі ассоциациялану нәтижесінде пайда болатын құрылымдарды айтады. Мұндай кластерлер жапырақталған құрылымдар сипатына ие. Мұнай жүйелерінде көбінесе фракталды құрылымдар болуы ықтимал, себебі мұнай жүйелеріндегі әртүрлі компоненттер молекулаларының диффузионды қозғалысынан заттың реттелген таралуы бұзылады.

Мұнайда асфальтендердің болуы шайырға қарағанда азырақ және ол 0 ден 2%-ға дейін ғана болады. Асфальтендер – кара түсті аморфті қатты заттар. Асфальтендердің молекулалық массасы кең көлемде 1500 ден 10 000-ға дейін өзгереді, ал салыстырмалы тығыздығы бірден үлкен. Олар күкірттен (0-9%), оттегі (1-9%) және азоттан (0-1,5%) құралады. Ысытқаннан және тоттықтындырудан кейін асфальтендер өте қатты және күрделі модификацияланған жоғары молекулалы органикалық қосылыстар болып келетін карбендер мен карбоидтарға айналады.

АШЗ-дың көп бөлігін тұтқырлы, сұйық немесе қатты, бірақ пластикалы болатын шайырлар құрайды. Шайырлардың салыстырмалы тығыздығы 0,99 дан 1,08-ге дейін өзгереді. Молекулалық массасы 450-1500 аралығында болады. Ауада 100-150⁰С-қа дейін қыздырғанда шайырлар тотықтанып, асфальтендерге айналады. Шайырлар құрамына 3-12% оттегі, күкірт, азот және 9-11% сутек кіреді. Мұнайдың құрамында көп мөлшерде шайырдың болуы оған жоғары тұтқырлықты береді.

Асфальтендер мен шайырлардың өзара ұқсастықтары болса да, олардың айырмашылықтары да бар. Асфальтендер майларда коллоидті жүйелерді пайда болдырады және мұнайда ісінеді. Ал шайырлар майлар мен қатар табиғи ерітінділерді пайда болдырады және асфальтендер үшін дисперсті орта бола алады.

3.1.3. Су және минералды заттар

АШЗ-да судың болуы оларды жоюды жоғары құрылымды тұтқырылығынан қиындатады. Судың АШЗ-дағы мөлшері мұнайда болуына қарағанда көп немесе аз болуы мүмкін.

Микроскопиялық зерттеуде [59] мұнайда және АШЗ-да судың әртүрлі дисперсті дәрежелері көңіл аударттырады. Мұнайда су эмульсиялары әдетте, жартылай дисперсті. АШЗ-да судың көп бөлігі жоғары дисперсті фаза түрінде болады.

АШПТ-ң минералды компоненттері әртүрлі дәрежелі дисперсті тау жыныстар бөлшектерімен, металдар тотығымен, металорганикалық қосылыстармен құралған. АШПТ-да олар мұнайға қарағанда көп. АШПТ-ң бейорганикалық бөлігінің құрамы рентгенспектралды анализ бойынша 3.1-кестеде келтірілген.

3.1-кесте

Мұнайдың АШПТ бейорганикалық бөлігінің құрамы
(Өзен кенорны)

АШПТ сынамасын алу жері	Компоненттердің құрамы, % (сал)					
	SiO ₂	CaO	K ₂ O	Al ₂ O ₃	Fe ₂ S ₃	MnO
Ұңғы	70,25	11,25	0,9	2,45	15,1	0,05
Резервуар	7,0	3,55	0,2	1,3	87,9	0,05

3.1-кестедегі мәндер АШПТ бейорганикалық бөлігінің құрамындағы өзгешіліктер олардың пайда болу орындарына (шарттарына) байланысты болатынын көрсетеді. Ұңғы қабырғаларында көбінесе тау жыныстарының қалдықтары, ал резервуарларда – коррозия және металдардың механикалық тозу өнімдері.

3.1.4. Құрылымды-топты қоспа

[22] жұмысы авторларының ойлары бойынша АШПТ-ға мұнайда нашар еритін, мұнайға қарағанда тығыздығы жоғары заттар айналады және сондықтан олар гравитациялы немесе

ортадан тепкіш күштердің әсерінен түзіледі, сонымен қатар “мұнай-тау жынысы” “мұнай-металл” “мұнай-су” араларындағы шекараларында беттік белсенділігі бар заттар айналады. АШПТ құрамының кең ауқымда болуы оларды зерттеп білуді қиындатады. Бұл түзілімдерді мұнай сияқты құрылымды топтардың концентрациясы ретінде сипаттауға болады.

3.2-кестеде келтірілген мәліметтер АШПТ-да мұнайға қарағанда минералды заттар, шайырлар, асфальтендер, карбендер, және карбоидттардың көп мөлшерде болатынын дәлелдейді.

АШПТ тығыздығы мұнай тығыздығынан жоғары және сусыздандырылған үлгілерде олар жуықтап бірге тең болады.

3.2-кесте

Мұнай және АШПТ құрамы
(Өзен мен Жетібай кенорындары)

Зерттеу объектісі	Жалпы құрамы, % (сал.)			Органикалық бөліктің құрамы, % (мас.)				Күкірт мөлшері, % (сал.)	Үлгінің салыстырмалы тығыздығы
	Органикалық заттар	Минералды заттар	Су	Майлар	Силикагельді шайырлар	Асфальтендер	Карбен мен карбоидтар		
Өзен кенорны									
мұнай АШПТ	63,6	8,3	28,1	81,3	13,7	3,1	1,9	0,23	0,884
	59,9	16,7	23,4	72,5	17,4	6,3	3,8	8,19	1,003
Жетібай кенорны									
мұнай АШПТ	70,1	6,2	23,7	88,3	7,8	2,3	1,6	0,29	0,860
	46,4	14,9	38,7	68,9	20,1	6,9	4,1	2,96	0,948

Құбыр бетінен әртүрлі қашықтықта орналасқан АШПТ қабаттарының топтық құрамы мен қасиеттері әртүрлі болады (3.3-кесте) [24]. Құбыр металының бетіне жақын болған сайын АШПТ құрамында карбен, карбоид және минералды заттар мөлшері көбейеді. Бұл бір жағынан мұнайдың жұқа қабаттарында полимеризация және полеконденсация реакцияларын жеделдететін металдың каталитикалық әсеріне, екінші жағынан түзілімдердің пайда болу генезисіне байланысты, себебі металға тікелей жанасқан АШПТ қабаты кейін пайда болған жабын қабаттарына қарағанда ерекше құрамға ие.

3.3-кесте

Металл бетінде АШПТ қатпарлар құрамы мен қалыңдығы
(Өзен кенорны)

Сынама алу орыны	Қабат қалыңдығы АСПО, мм	Жалпы құрамы АСПО, % (мас.)			Органикалық бөлік құрамы АСПО, % (мас.)			
		Органикалық заттар	Минералды заттар	Су	Майлар	Шайырлар	Асфальтендер	Карбен мен карбоидтар
СКҚ								
Бет жағы Сыртқы қабат Ішкі қабат	16	59,8	12,4	27,8	70,5	18,7	6,0	4,8
	1-16	67,0	8,6	24,4	71,3	18,0	5,9	4,8
	0-1	65,59	16,2	17,9	53,4	27,9	6,4	12,3
Резервуар								
Түп Сыртқы қабат Ішкі қабат	170	81,5	6,2	12,3	62,5	31,4	5,6	0,5
	1-170	82,2	5,9	11,9	64,6	29,6	5,3	0,5
	0-1	66,7	11,4	21,9	55,9	32,8	9,2	2,1

Органикалық түзілімдер майдағы және шайырлардағы парафиндер, асфальтендер және минералдық қоспалардың кристалдарының жоғары дисперсті суспензияларынан тұрады. Бұл суспензиялар мұнайдың көлемінде оны өндіру және тасымалдау жағдайында қайта дерлік ерімейтін және диспергирленбейтін қатты аморфты денелердің қасиеттеріне ие.

АШПТ-ны микроскопиялық зерттеу кезінде [22] екі түрлі құрылымдар табылған. Біріншісі мұнайдағы қатты компоненттердің полидисперсті суспензиясы. Екінші типті шөгінділер – бұл көбінесе кері типті ірі дисперсті (су глобулаларының диаметрі 10-60 мкм) эмульсия, онда су глобулалары түзілімдер каркасын құрайтын (эмульсияның жоғары концентрациясы есебінен) үлкен қалыңдықтағы қабаттармен тұрақты стабилизацияланған.

АШПТ-ның екі түрінің де құрылымды-топтық құрамы жақын және органикалық еріткіштерде ерігіштігі бірдей. Алайда екінші типті түзілімдерде механикалық берік кеңістіктік құрылымдардың пайда болуы салдарынан олардың техникалық жуу құралдарының сулы ерітінділерімен және еріткіштерімен шайылуы айтарлықтай төмен. Бірінші типті "аморфты" түзілімдерді жою. Олардың компоненттерінің жоғары эмульгирлеуші қасиетіне байланысты қиындатылған, ал құрылымдық АШПТ

жою кезінде олардың құрылымдық - механикалық қасиеттері де маңызды рөл атқарады.

Осылайша АШПТ компоненттерінің бір бөлігі молекулярлық-дисперсті күйдегі, екіншісі коллоидты бөлшектер түріндегі, үшіншісі беттерінде шайырлы және басқа да ББЗ адсорбирленген ірі қатты ерімейтін түзілімдер түрінде, ал төртіншісі мұнайдағы түрлі табиғи эмульгаторлармен стабилизацияланған су эмульсиясы болатын күрделі дисперсті жүйе.

Сондай-ақ АШПТ түрлі кенорындар мұнайларының құрамына кіретін қатынастары кең интервалдағы және айырмашылықтары үлкен түрлі кластар байланыстарының қоспасы болып табылады. Сондықтан нақты бір кенорын үшін АШПТ – мен күресу әдістерін таңдау кезінде сол кенорын мұнайының құрамы мен қасиеттерін толық талдау қажет.

3.1.5. АШПТ-ң жіктелуі

АШПТ-ны жіктеудің бірнеше нұскалары ұсынылған.

Қалыптасу жағдайлары бойынша АШПТ-ны екі түрге бөледі: парафинді түзілімдер және шөгінділер (донналы түзілімдер).

Парафинді түзілімдер негізінде қатты көмірсутектер СКҚ және кәсіпшілік жабдық бетінде жылу берілу бағыты бойынша кристаллизацияланған кезде мұнайды өндіру процесінде қалыптасады.

3.4 -кесте

Минералды қоспалардың мөлшеріне байланысты АШПТ-ны жіктеу

АШПТ түрі	П/(А+С)	Түрі	Минералды қоспалар мөлшері, %(сал.)
Асфальтенді (А)	< 1	A ₁	0-0,2
		A ₂	0,2-0,5
		A ₃	>0,5
Парафинді (П)	>1	П ₁	0-0,2
		П ₂	0,2-0,5
		П ₃	> 0,5
Аралас(СМ)	=1	СМ ₁	0-0,2
		СМ ₂	0,2-0,5
		СМ ₃	>0,5

Шөгінділер негізінен резервуарлардың, ыдыстардың донналы бөліктерінде және ағынның төмен жылдамдықтарында сұйықтықта АШПТ бөлшектері мен механикалық қоспалардың седиментациясы нәтижесінде құбырлар мен құбырлар тізбегінің төменгі бөлігінде қалыптасады. Түзілімдер мен шөгінділер құрамдары бойынша бірдей, бірақ соңғысының құрылымы тығыз.

3.4 [1] кестеде АШПТ-ның органикалық компоненттер мен механикалық қоспаларға байланысты жіктелуі берілген. Парафиндер (П) мөлшерінің асфальтиндер мен шайырлардың жалпы мөлшеріне (А+С) қатынасына байланысты түзілімдерді үш негізгі топқа бөлуге болады:

Асфальтинді, $P/(A+C) < 1$;

Парафинді, $P/(A+C) > 1$;

Аралас, $P/(A+C) = 1$;

АШПТ-дағы минералды қоспалар мөлшеріне байланысты әртүрлі түзілімдерді қосымша үш түрге бөледі: минералды қоспалары аз, орташа және көп.

АШПТ-ның құрамын, типін және түрін білу түзілімдермен күресу оңтайлы әдісін нақты анықтауға және химиялық реагенттер ассортиментінен ең тиімді қашықтатқыштарды немесе ингибиторларды таңдауға мүмкіндік береді.

Мұнай кәсіпшілігі тәжірибиеде және ғылыми-техникалық әдебиеттерде мұнайдың асфальтенді-шайырлы-парафинді компоненттерін көбінесе жай ғана парафиндер деп, АШПТ-ны – парафин түзілімдері деп, ал асфальтенді-шайырлы-парафинді компоненттері көп мұнайды – жоғары парафинді деп атайтынын айта кету қажет. Әрі қарай баяндаманы жеңілдету үшін мұнайдың жеке компоненттерін ажырату қажет болатын жағдайларды қоспағанда терминология немесе аббревиатура қолданылады.

3.2. АШПТ пайда болу шарттары мен механизмі

АШПТ-ның қалыптасуына келесі қажетті жағдайларды анықтауға мүмкіндік берген көптеген зерттеулер [1,2] белгілі:

– мұнайда жоғары молекулалы көмірсутектер бірінші кезекте парафиндердің болуы;

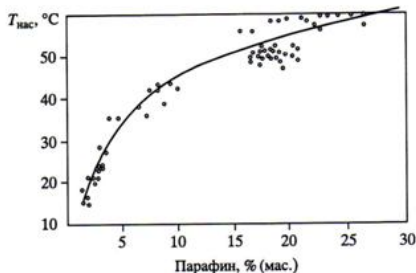
– мұнай ағысы температурасының одан қатты фаза бөлінуі жүретін мәнге дейін төмендеуі;

– температурасы төмен беттің болуы, онда байланысы берік жоғары молекулалық түзілімдердің берілген технологиялық режимде газ сұйық қоспаның немесе мұнайдың ағыны мен бұзылуын болдырмайтын көмірсутектер кристалданады.

Сондай-ақ түзілімдердің қарқынды қалыптасуына әсер ететін немесе бөгет болатын көптеген факторлар бар. Бұл факторлардың негізгілеріне мыналарды жатқызуға болады: ағын жылдамдығы, газ факторы, қоспаның әрбір фазасындағы көмірсутектер, құрамы жабдық бетінің жағдайы, ұнғы өнімінің сулануы және т.б.

3.2.1. Температуралық градиенттің маңызы

Көптеген зерттеушілердің пікірі бойынша парафиннің түзілуін анықтайтын фактор өнімнің қозғалу жолындағы температураның төмендеуі болып табылады: ұнғымалардың көтергіш тізбектерінде және атқылау сызықтарында, кәсіпшілік жинау пункттерінің резервуарларында және т.б. Мұнайдағы парафиннің берілген мөлшерінде температураның төмендеуі одан төмен шамада оның қатты фазаға ыдырауына алып келеді. Мұнайдан парафиннің бөлінуі басталуы мұнайдың парафинмен қанығу температурасымен немесе парафиннің кристаллизациясы басталатын температурамен анықталады [25], олар зертханалық жағдайларда, әдетте фотометрлік әдістермен бағаланады. (3.5-сурет.)

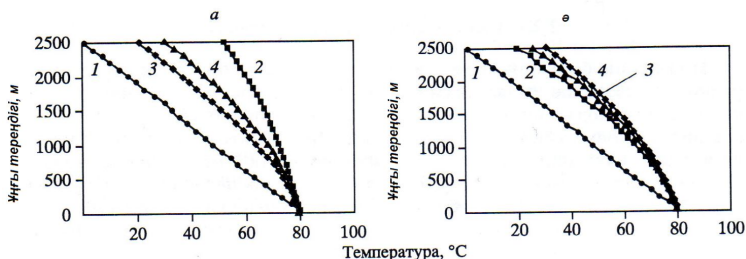


3.5-сурет Мұнайдың парафинмен қанығу температурасының оның құрамынан тәуелділігі

Батыс Қазақстан кенорындарының кейбір горизонттары үшін (Өзен) мұнай парафинмен шекті қаныққан (қабаттық температура мұнайдың парафинмен қанығу температурасына тең). Осы себептен қабатта немесе түптік зонада парафин бөлінуі мүмкін.

Тәжірибеде өнім температурасының мұнайдың парафинмен қанығу температурасына қарағанда төмен болуы әдетте пайдалану ұңғымасының оқпанында байқалады.

Ұңғыма тереңдігі бойынша температураның таралу сипаты қоршаған жыныстарға ұңғыма оқпаны бойынша қозғалатын сұйық пен жылу беруге және жыныстардағы фазалық ауысуларға тәуелді. Сурет ретінде 3.6-сурет ұңғы оқпаны бойынша ағын температурасының есептік таралуы берілген [1], ол келесі шарттарда орындалған: ағыс квази тұрақталған, температура ұңғының сыртқы шекарасында геотермальдыға тең.



3.6-сурет. Ұңғы биіктігі бойынша ағын температурасының таралу тәуелділігі:

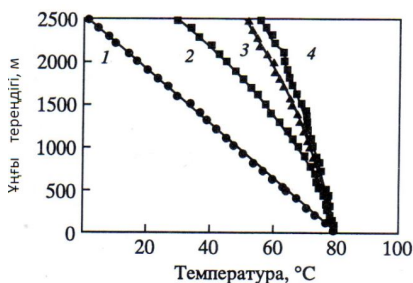
a – құбыраралық кеңістікте заттың түрі мен күйінен:

1 – геотермальды температура, 2 – тыныштық күйіндегі газ, 3 – конвекция кезіндегі газ, 4 – мұнай; б – ұңғы дебитінен, м³/тәу: 2 – 30, 3 – 40, 4 – 50 (1 – геотермальды температура)

Жылу беру қарқындылығы белгілі бір тереңдіктегі сұйық пен қоршаған жыныстардың температура айырымына, СКҚ және пайдалану тізбегі арасындағы сақиналы кеңістіктің жылуөткізгіштігіне тәуелді. Егер сақиналы кеңістік газбен толтырылса, онда жылу беру сұйықпен толтыруға қарағанда аз болады.

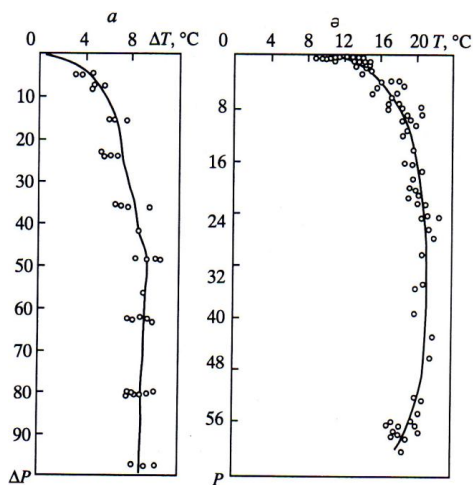
Дебиттің артуымен ағын температурасы артады, сәйкесінше парафин түзілу интервалы азаяды.

Көтеру тізбегінде температуралық жағдайды жақсартуға жылуоқшауланған құбырларды қолдану мүмкіндік береді. 3.7–суретте құбырлардың сыртқы бетіндегі жылуоқшауланған қабаттың қалыңдығына байланысты ұңғы оқпаны бойынша ағын температурасының таралуы берілген (құбыраралық кеңістікте мұнай болған кезде).



3.7-сурет. Ұңғы биіктігі бойынша ағын температурасының жылуоқшаулау қатпарының қалыңдығына байланысты таралуы
2 – 0, 3 – 5, 4 – 10мм (1 – геотермальды температура)

Ұңғы оқпанында қысымның мәні қанығу қысымынан артық болса, барлық газ еріген күйде болады және бұл жағдайда суыту қоршаған ортаға жылу беру арқылы ғана жүреді.



3.8-сурет. Мұнайдың газдан айырылу кезіндегі температурасының өзгеруі
а – 709 ұңғы
("Лениногорскнефть"),
ә – 1254 ұңғы
("Алкеевнефть")

Қысым төмендеген кезде температураның өшзгеруімен жүретін газ бөлінуі болуы мүмкін. 3.8-суретте мұнайдың екі тереңдік сыналарын газдан айырылу кезіндегі температура-ларын зертханалық зерттеу нәтижелері берілген [2]. Берілген мәліметтерден көріп отырғанымыздай қысымның 60-90 атмосферадан 1,5-0,3 атмосфераға дейін төмендеу кезінде разгазирлеу нәтижесінде мұнайдың салқындауы 9-10 °С. Қысымның төмендеу мен салқындау арасындағы тәуелділік сызықты емес. Температураның жалпы төмендеуінің 50 %-нан көбі қысымның 10-нан 0,2-1,5 атмосфераға дейінгі интервалына тиесілі.

Қысым қанығу қысымынан 40 атмосфераға дейін интервалдан болған қоспаның разгазирленуі оның қайнауымен жүреді. Температураның разгазирлену есебінен төмендеуі мұнайда парафиннің ерігіштігінің қосымша азаюына алып келеді және оның қатты фазаға өтуіне әсер етеді.

Тронов бағалауына сәйкес берілген эффект нәтижесінде мұнайдың еру қабілеті 21-24% төмендейді (3.5-кесте).

3.5-кесте

Әртүрлі факторлар әсерінен мұнайдың еру қабілеттілігінің төмендеуі

Факторлар	Интервалдағы мұнайдың еру қабілеттілігінің төмендеуі (%)	
	Түп-өлшеуіш	Түп-саға
Қоршаған ортаға жылудың берілуі	60	69
Газдандыру сонымен қатар:	40	31
салқындату	24	21
жеңіл фракцияларды жою	16	10

АШПТ түзілуінің бірінші сатысы температурасы парафинмен қанығу температурасынан жоғары зоналарда басталады. Ол кезде шешуші рөлді құбырлар бетінде адсорбцияланатын және алғашқы жабысқан қабатты түзетін мұнайдың полярлы беттік-белсенді компоненттері: шайырлар, органикалық қышқылдар,

асфальтендер атқарады. АШПТ бірінші қабатының қабырғалық алғашқы қабаты қалыптасқаннан кейін адгезия құбыр бетіне емес, қалыптасқан қабатқа қарай болады. Ол майлы қоспалардың болуына, мұнайдың асфальтенді-шайырлы-парафинді компоненттердің өзара байланысына, сондай-ақ оның жылуөткізгіштігіне негізделген алғашқы қабаттың жабысқақтығына тәуелді.

Парафиндердің кристаллизациясы салыстырмалы үлкен молекулалық массаға ие нашар еритін көмірсутектерден басталады. Термодиффузия арқасында қабырғалық қабат осы заттармен байытылады. Термодиффузиядан басқа бір фактор да әсер етеді, ол қабырғалық қабаттың артуына әсер етеді: радиалды қозғалыс ағындағы тығыздығы, сұйық тығыздығынан ерекшеленетін барлық бөлшектерге тән. Бұл АШПТ-ның мұнай ағынындағы тепе-теңдік күйдегі парафин бөлшектері әсерінен де артуын қамтамасыз етеді.

Қабырғалық қабат құрылымы аморфты немесе қатты ұсақталған поликристалды құрылымға жақын, сондықтан ол жоғары тұтқырлыққа және үлкен адгезиялық беріктікке ие. Мұнда мұнайдың майлы фракциялары да бар, қабаттың қалыптасуы кезінде фракциялардың қамтылу процесіне дәлел болады. Бұл қабаттың қалыңдығы аз - 0,1 мм көп емес, бірақ оның рөлі үлкен.

Көтергіш тізбектердің биіктігі бойынша АШПТ құрамы мен мөлшері заңды түрде өзгереді.

3.6-кестеде Құмкөл (Қазақстан) кенорнының СКҚ -нан алынған АШПТ сыналарын кәсіпшілік-зертханалық зерттеу нәтижелері берілген. Бұл зерттеулер нәтижесінде келесілер анықталған:

- түзілімдер массасында парафин мөлшері ұңғыма сағасында максимумға жете отырып төменнен жоғарыға қарай артады;

- парафиннің балқу температурасы төменнен жоғары азаяды, яғни көтергіштің төменгі бөлігіне нашар балқитын кристалдар түседі. Мұндай заңдылық мұнайдан бірінші кезекте ең ауыр балқитын қатты көмірсутектердің, содан соң балқу температуралары төмен көмірсутектердің мұнайдың суу шамасына байланысты бөлінуіне негізделген.

3.6-кесте

Алу тереңдігіне байланысты АШПТ-ң құрамы мен балку температурасы (Құмкөл кенорны)

Мұнайда АШПТ компоненттері және балку температурасы	СКҚ-дан келесі тереңдіктерден алынған сынамаларда компоненттердің құрамы (%)				
	100	200	300	400	500
Парафин	10,9	8,7	7,5	7,3	6,6
Шайыр	1606	14,5	12,0	10,6	10,0
Асфальтендер	51,5	52	52,5	55,2	58,5
Майлар және механикалық қоспалар	20,0	20,8	26,0	28,2	29,6
Балку температурасы, °C	82,1	83,8	83,85	85,3	85,8

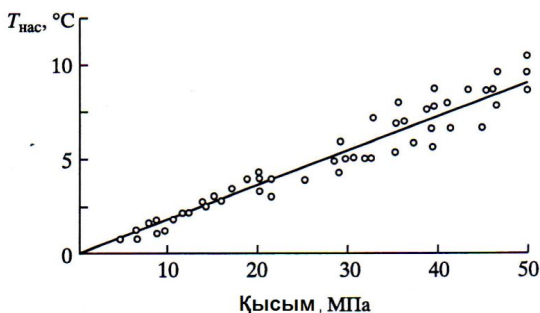
Осылайша парафинді түзілімдердің құрамы мұнай табиғатына да, сынаның алыну орнына да, яғни парафинді түзілімдер қалыптасатын термодинамикалық шарттарға да тәуелді деген қорытынды жасауға болады. Сонымен қатар бұған қарамастан мұнайдың қатты көмірсутектері парафинді түзілімдердің негізгі құраушылары болып табылады.

3.2.2. Қысымның және газ факторының әсері

Парафин түзілу процесіне қысымның әсерін зерттеулерді 1950 жылдардан бастап УвНИИ , ВНИИнефть, ТатНИИ және де басқа да ұйымдарда зерттеулер жүргізілді. Мұнайдың газбен қанығу қысымына байланысты, қабаттық мұнаймен термодинамикалық тепе-теңдіктегі газ қысымы деп анықталатын шамаға байланысты бірқатар заңдылықтар орнатылды. Берілген қабаттық температурадағы "мұнай-газ" жүйесі үшін қанығу қысымы нақты. Қысым қанығу қысымынан төмендеген кезде парафиннің қатты фазаға өтуі мұнайдың еріту қабілетінің төмендеуі есебінен жүреді (3.5-кестені қараңыз).

Қысым мұнайдың парафинмен қанығу температурасына әсерін көптеген кен орындарының, соның ішінде Өзен мен Жетібайдың қабаттық және дегазделген мұнайларының эксперименттік зерттеулер мәліметтері бойынша бағалаған.

Барлық зерттелген мұнайлар үшін қысымның артуы мен мұнайдың парафинмен қанығу температурасы пропорционалды артатыны көрсетілген (3.9 сурет).



3.9-сурет. Мұнайдың парафинмен қанығу температурасының қысымнан тәуелділігі

Түптік қысым мұнайдың газбен қанығу қысымынан артық болған жағдайда ($P_{түп} > P_{кан}$) ұңғыма оқпаның түбінен қысым қанығу қысымына тең болатын аралықта жүйенің тепе-теңдік жағдайы сақталады және тек сұйық қозғалысы жүреді. Әрі қарай тепе-теңдік бұзылады. Газды фазаның көлемі артады. Сұйық фаза тұрақсыз түрде болады. Бұл одан парафиннің бөлінуіне алып келеді. Егер түптік қысым қанығу қысымынан төмен болса ($P_{түп} < P_{кан}$), онда тепе-теңдік күйдің бұзылуы қабатта жүреді және парафин түптен бастап ұңғыма оқпанында да бөлінуі мүмкін. Парафиннің түзілуі түптік қысым мен температура критикалық мәнерге дейін төмендеген кезде күшейеді.

Пайдаланудың сораптық тәсілінде сорап қабылдағышында қысым мұнайдың газбен қанығу қысымынан аз болады. Бұл сораптың қабылдағыш бөлігінде және пайдалану тізбегінің қабырғаларында парафиннің бөлінуіне алып келеді. Көтергіш тізбекте зона пайда болады. Біріншісі – сораптың атқылау бөлімі – мұнда қысым күрт артады және қанығу қысымынан артық болады. Бұл интервалда тепе-теңдігі сақталмаған "сұйық - газ" интервалы қозғалады. Екіншісі – қысымның қанығу қысымына дейін және одан төмен төмендеу зонасы, мұнда парафиннің қарқынды бөлінуі басталады.

Фонтанды ұңғымаларда СКҚ башмағында қысымды қанығу қысымымен бірдей етіп ұстап тұрған кезде парафиннің бөлінуін көтергіш лифтта күту қажет. Осылайша парафиннің бөліну орнын түрлі тереңдіктерде анықтауға болады және ол ұңғыманың жұмыс режиміне тәуелді.

УфНИИ-да өткізілген зертханалық зерттеулер көрсеткендей парафиндердің түзілу қарқындылығына қоспа ағынындағы газ көпіршіктерінің бөлінуі мен қозғалысы әсер етеді.

Газ көпіршіктерінің парафиннің біркелкі бөлшектерін флоттау қабілеті бар екені анықталған. Бұл процесс механизмі келесідей сипатталады: көпіршік қатты фазадан бөлінген кезде көпіршік негізінің басында өте баяу азаяды, ал сосын тезірек жүреді. Бөліну сәтінде көлемдік фаза мен көпіршік астындағы зона арасындағы қысым төмендейді, нәтижесінде парафин кристалдарының бір бөлігі құбыр қабырғасымен шектесетін бетке барады. Кристалдар қабырғамен жанасады және оның бетінде бөлінеді. Әрі қарай түзілімдер процесі прогрессивті артады, себебі парафиндер гидрофобты қасиеттерге ие. Құбыр қабырғасында парафин кристалдарынан және газ көпіршіктерінен қабат пайда болады. Бұл қабат газға аз қаныққан сайын оның тығыздығы артық болады. Сондықтан тығыз түзілімдер газ көпіршіктері аз және парафин кристалдары мен құбыр қабырғаларына жабысқақ болатын көтергіш құбырлардың төменгі бөлігінде түзіледі.

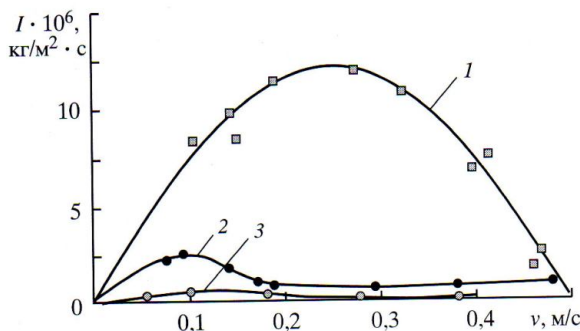
3.2.3. Ағын жылдамдығының, жабдық бетінің кедір-бұдырлылығының және табиғатының әсері

АШПТ қарқындылығының газмұнайлы қоспа қозғалысының жылдамдығына және жабдық беті табиғатына тәуелділігі 3.10 [26] суретте көрсетілген.

Аналитикалық түрде құбыр қабырғасында парафин түзілу қарқындылығының (I) ағын жылдамдығына тәуелділігі келесідей болады:

$$I = A \frac{Q}{R^2} \left(1 - \frac{r}{r_0} \right)$$

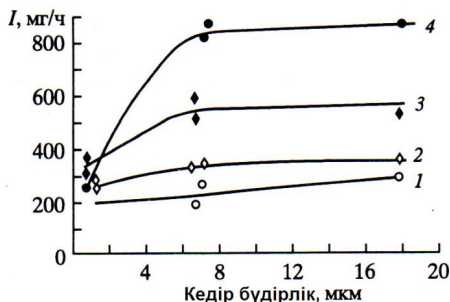
мұндағы A – мұнай қасиеттеріне тәуелді өлшемсіз коэффициент; Q – сұйықтың массалық шығыны, кг/с; R – құбыр радиусы, м; τ – құбырдағы жанама кернеу, Н/м²; σ – ағын мен шекарадағы парафин түзіліміндегі критикалық кернеу, Н/м².



3.10-сурет. Мұнай жылдамдығына және жабын түріне байланысты АШПТ-ның қарқындылығы (0-50м сағадан төмен интервалда)
 I – болат, 2 – эпоксидті шайыр, 3 – әйнек

Төмен жылдамдықтарда түзілімдер қарқыны масса алмасудың артуы есебінен ағын жылдамдығымен артады, ал сосын төмендейді, себебі жабдық бетінен парафиннің іліну беріктігінен артатын жанама кернеу көбейеді. Сондай-ақ, қозғалыстың үлкен жылдамдықтарында ағын төмен жылдамдыққа қарағанда баяу салқындайтынын естен шығармау керек, ол да парафин түзілу процесін баяулатады.

Сонымен қатар Рассказов, Миронов және басқа да зерттеушілер [27] түзілімдер қарқындылығы құбырлардың кедір-бұдырлығының артуымен көбейетінін көрсетті, ағын жылдамдығының артуымен бұл әсер күшейеді (сурет 3.11).



3.11-сурет. Ұңғының әртүрлі дебитінде парафиннің жабдық бетінде әртүрлі кедір-бүдірлікте түзілу қарқындылығы

Құбырлар бетіндегі көтерілімдер құйындардың пайда болуы, қабаттың жарылу ошақтары, құбырлар қабырғасындағы сұйық қозғалысының жылдамдығын тежегіштер болып табылады. Бұл түзілімдердің кристаллизациясынан орталықтарының пайда болуы, құбырлар бетіне жабысу, беттегі көтерілімдер мен ойықтар арасындағы тұрып қалу себебі болып табылады.

Тронов жұмысында парафинге жақсы адгезиясы бар материалдар үшін парафинделу қарқындылығына беттің өңделу сапасының әсері ұңғымадағы үлгілердің алынуының алғашқы сағаттарында ғана қатты көрінетіні айтылған. Мұнай материалдар үлгілерінің ұзақ байланысуы кезінде бетті өңдеу тазалығының эффектісі бейтараптанады және дөрекі өңделген беттер полерленгендерден аз парафинделмейтіні анықталады.

Жұмсақ бетті материалдардың парафинделуге кедергісі әртүрлі, кең ауқымда ауытқиды және олардың табиғатымен анықталады. Жұмсақтықтың тең дәрежесінде және зерттеудің бірдей шарттарында бір материалдар парафинделеді, ал кейбірі парафинделмейді.

Бет табиғатының парафин түзілу қарқындылығына әсері парафин бөлшектері мен жабдық бетінің арасындағы байланысу күштерінің түрлі шамада болуымен көрініс табады. АШПТ-ның жабысқан қабатының адгезиялық беріктігінің бет полярлығына тәуелділігін қарастыру кезінде үш жағдайды ажыратуға болады.

Бірінші жағдай – АШПТ негізін полярлы емес заттар құрайды, оларға органикалық қышқылдар, шайырлар асфальтендерден басқа шикі мұнайдың көптеген компоненттері жатады. Мұндай заттардың адгезиясы беттің диэлектірлік өткізгіштігінің артуымен, яғни оның полярлығының артуымен азаяды. 3.7-кестеде парафиннің түрлі материалдар бетінде шөгу процесінің кәсіпшілік зерттеу нәтижелері көрсетілген.

Парафиндерге қарағанда жоғары адгезиялық қабілеттерге ие материалдар қатарына полиэтилен, фторопласт, полехлорвинилді пластикадтар, эпоксидті шайыр және т.б. жатады. Парафинге қарағанда адгезиясы аз болатын полиамидтер, целлюлоза, гетинакс және шыны.

Екінші жағдай – АШПТ-ның негізін полярлы, адгезиясы бет полярлығының артуымен көбейетін компоненттер құрайтын кезең.

3.7-кесте

Өртүрлі материалдар бетіндегі парафиндердің шөгуі

Материал	Диэлектрлік өткізгіштік	Парафин шөгінділерінің мөлшері, г/тәу·см ²
Полиэтилен	2,1	70
Полихлорвинил	3,4	18
Целлюлоза	5,9	2
Шыны	7	1
Гетинакс	8	1

АШПТ-ның полярлы және полярлы емес компоненттердің біріккен адгезиясы кезінде жабысқан қабаттың түзілу механизмі күрделірек. Мұнда полярлы беттер мен парафиндердегі полярлық заттардың селективті сорбциясы болуы мүмкін – диэлектрлік өткізгіштерде төмен беттерде. Полярлы және полярлы емес заттар күрделі агрегаттар мен құрылымдар түзе отырып АШПТ-ның беріктігін өзара арттырады. Беттің гидрофилизациясы кезінде және оның сулануы өзгерген кезде АШПТ адгезиясын болдырмауға болады, бірақ бұл төмендеу әрбір нақты мұнайдың құрамы мен қасиеттеріне тәуелді. ондықтан АШПТ адгезиясын осы жолмен төмендету әдістері түрлі мұнай кәсіпшіліктерінде бірдей болмайды.

3.2.4. Су-мұнай ағынынан парафинді түзілімдердің қалыптасуы

Кенорын суланған кезде парафин түзілуіне әсер ететін бірқатар процестер байқалады:

- суды қосымша қыздырусыз айдаған кезде қабат температурасының төмендеуі;
- қабаттық мұнайлар құрамының өзгеруі;
- ұңғыма оқпанында эмульсияның пайда болуы.

Суды қосымша қыздырусыз айдаған кезде қабат температурасының төмендеуі. Мұнай кеніштерін қабатқа жылу тасымалдағыш немесе суық беттік суды айдау арқылы игеру қабаттық жағдайларды өзгертуі мүмкін.

Кеніштер қыздырылмаған сумен суланған кезде температураның максимал төмендеуі айдау ұңғымаларының түбінде байқалады, онда температура бастапқы қабат температурасынан төмен, кейде – мұнайдың парафинмен қанығу температурасынан төмен болады (3.8-кесте).

3.8-кесте

Сулану жағдайында температуралардың қатынасы
(Өзен кенорны)

Ұңғы сағасындағы температура, °C			Температура, °C		
Қысқы уақытта	Жаз уақытында	Орташа жылдық	Бастапқы қабат	Мұнайдың парафинмен қанығуы	Айдау ұңғы түбінде
7-8	24-25	16	5605-65	43-59	20-30

Айдалатын су қабат бойынша қозғалған кезде ол Жердің геотермальді жылуымен қызады. Қабаттың салқындатылған көлемі кеніштің геология-физикалық сипаттамалары, айдау қарқындылығы және айдалатын су температурасымен анықталады.

Тәжірибеде бұл келесідей көрініс табады. Өзен кенорнында 1980 жылы бастапқы қабаттық температураның төмендеуі (15 жыл айдағаннан кейін) [2] су айдау ұңғымаларынан 40-570 м қашықтықта орналасқан 61 ұңғымада табылған (3.9-кесте).

Қабаттарға суық су айдау кезінде өндіру ұңғыларындағы
температураның төмендеуі

Бастапқы қабат температурасынан төмендеуі, °C	Жеке горизонттар бойынша ұңғылар саны					Ұңғылардың жалпы саны
	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	
<5	3	12	6	6	2	29
5-10	2	10	1	1	2	16
10-15	4	8	2	1	-	15
15-20	-	5	3	4	-	12
20-30	-	3	4	3	3	13
Барлығы:	9	38	16	7	7	85

Суық су айдау кезінде суыған коллекторлар көлемі 680 млн м³ құрады. Қатпарлы-эртекті қабаттарда және өткізгіштігі төмен қабаттарда суыту әсері өнімді коллекторлардың барлық көлеміне өндіруші ұңғымаларға дейін таралды [2].

Температураның қанығу нүктесінен төмен түсуі кристаллизация орталықтарының пайда болуына және парафин кристалдарының артуына алып келеді. Өзен кенорнының мұнайы үшін 50°C төмен температурада парафиндердің ерігіштігі төмендейді, 45°C кезінде парафиннің массалық бөлінуі жүреді, ал температура 30°C дейін төмендегенде мұнайдың аққыштығы толығымен жоғалады. Мұнайдан бөлінген парафиннің негізгі мөлшері оның бөліну орнында қалады немесе қабаттың жекелеген учаскелерінде жиналады.

Суытудың кері әсерін болдырмау үшін кенорынды қабатқа жылулық жиектемелер әдісімен жылутасымалдағыштар айдау арқылы игереді. Кәдімгі, қыздырылмаған суайдау әдісін ғалымдар тобы эртекті коллекторларда көпфазалы сұйықтардың изотермиялық емес фильтрациясының физика-математикалық моделін қолдана отырып ұсынды және негізін қалады.

Өнімі суланған өндіруші ұңғыма оқпанында мұнайға қарағанда судың жылуsыйымдылығы жоғары болғандықтан су-мұнай ағынының қозғалысы кезінде ұңғыма бойынша жылулық ағын артады және парафин кристаллизациясының басталу нүктесі ұңғыма түбінен сағасына қарай бағытта орын ауыстыруы мүмкін.

Толығымен ұңғыма өнімінің сулануы екіжақты әсер етеді. Басында мұнайда су мөлшері аз болғанда түзілу қарқындылығы артады, содан соң ағында су үлесінің артуымен бұл процестің қарқындылығы ағын температурасының артуы есебінен төмендейді.

Қабат мұнайлардың құрамының өзгеруі. Қабаттық сулар мұнай қасиеттерін негізінен үш әдіспен өзгертеді: суда мұнай (газ) компоненттерінің еруі (сумен шаю), бейорганикалық тотығу және бактериалдық бұзылу.

Сулану процесінде барлық зерттелген мұнайлардың параметрлерінің өзгеру сипаты бірдей. Мұнай сумен шайылғанда жеңіл және итін компоненттерінен айрылады (азот, метан, этан, нафтенді қышқылдар және т.б.). Мұнайдың сумен байланысының және суланудың артуымен газды фактор, көлемдік коэффициент және қанығу қысымы азаяды, мұнайдың тұтқырлығы мен тығыздығы артады (3.10-кесте).

Су 75-80% болған кезде қабаттық мұнайдың барлық параметрлері баяу өзгереді, және бұл тәуелділік сызықтыдан қатты ерекшеленбейді. Мұнай параметрлерінің өзгеруі олардың абсолют мәндеріне және су минерализациясына тәуелді.

3.10-кесте

Қаныққан қысым өзгерісі және сулану тәуелділігіне байланысты мұнайдағы газ құрамы (терең сынама бойынша) (Өзен кенорны)

Ұңғыма саны	Горизонт	Су мөлшері, %		Қанығу қысымы		Газ мөлшері	
		эмульсиялық	жалпы	МПа	Өзгеріс, %	м ³ /м ³	Өзгеріс, %
1012	XIV	0	0	11		52	
		0,2	91	4,52	58,9	45,5	32,7
2525	XIV	0	0	9,5		55	
		3,7	54,9	4,15	56,3	38,8	29,3
1253	XIII	0	0	11,7		75,5	
		22,3	32,9	7,5	35,9	44	41,7
3052	XV	0	0	8,5		55	
		2,6	17,6	7,2	15,3	43	21,8

Игерудің соңғы кезеңдерінде мұнайларда майлы және асфальтті-шайырлы компоненттердің мөлшері артады және майлы-көмірсутекті компоненттердің мөлшері төмендейді(81).

Мұнайды қабатқа сумен көп мөлшерде енгізетін оттегімен тотықтырады. Бактериалдық бұзылуға барлық көмірсутектер ұшырауы мүмкін. Қабатқа су айдау аэробты бактериялардың дамуына әсер етеді, олардың өнімдері анаэробты, нақтырақ сульфатредуцирлеуші бактериялардың белсенділігіне алып келеді. Осының нәтижесінде сулану ұзақтығының артуымен кеніштерде калдықты мұнайлардың күкірттену үрдісі дамиды.

Ұңғыма оқпанында эмульсиялардың түзілуі. Су мен мұнайдың бірге қозғалуы су-мұнайлы эмульсияның пайда болуына алып келеді және "мұнай-су" фазаларының қатты дамыған бетінің пайда болуына негіз болады, бұл өз кезегінде мұнай көлемінде және байланысу фазаларының шеткі қабаттарында ББЗ концентрацияларының қайта таралуына алып келеді. Сонымен қатар адсорбциялық процестер есебінен "мұнай-су" фазаларының шекарасында көлемде асфальтті-шайырлы компоненттер концентрациясы төмендейді.

"Мұнай-су" бөлімінің үлкен бетінің пайда болуы осындай беттерде парафин кристалдарының белгілі бір мөлшерінің туындауына және артуына әсер етеді. Дәл осы жағдаймен су тамшыларының айналасында пайда болған қабықшалар "қара эмульгаторларда" әрқашан қиын балқитын парафиндердің табылуын түсіндіруге болады. Осыдан шығатыны осындай процестердің нәтижесінде парафиннің белгілі бір бөлігі броньдаушы қабықшалардың құрамында болады, ол оның мұнайдағы концентрациясының төмендеуіне әсер етеді.

Ұңғымалардың жоғары сулану жағдайларында АШПТ түзілу механизмі толығырақ басылымда талқыланды. Тронов және Гуськова пікірлерінше мұнайлы эмульсияда су мөлшерінің артуы АШПТ түзілу механизмінің өзгерісіне әкелмейді; тек парафин тасығыштың АШПТ қалыптасу облысына жеткізу механизмі ауысады, ол екі нұсқада іске асады: пленкалы-абсорбциялық және тамшылы-абсорбциялық.

Бірінші нұсқада металл бетінде мұнайдағы ББЗ молекулаларынан екі қабат қалыптасады. Бірінші қабат қатты тасығышта

берік бекітілген және гидрофобты топтармен қоршаған ортаға бағытталған, ал екінші қабат кері бейімделген, гидрофильді топтармен сулы фаза жаққа бағытталған. Қабаттар арасында пленка түрінде мұнайдың бірдей мөлшері бекітілген. Көмірсутектер пленкасы жабдық бетін жұқа қабатпен сулайды және жоғары қозғалады. Жабдық бетінің температурасы парафин кристаллизациясының басталу температурасынан төмен облыста пленкалы мұнайдан өсетін кристалдардың сіңіруі және түзілімдердің қалыптасуы басталады.

Парафиндерді тасығыштың екінші жеткізу тәсілі авторлардың пікірінше су-мұнайлы эмульсияның турбулентті пульсация әсері қозғалысы кезінде пайда болатын мұнай тамшылары көмегімен іске асады. Асфальтен, шайыр, парафиндері бар мұнай тамшылары жабдық бетімен жанаса отырып осы бетті сулайтын мұнайдың жұқа пленкасымен абсорбцияланады. Мұнай тамшылар мен көмірсутектер пленкаларының келесі соқтығысуында олар осы пленкаға айналады және материалды пайда болып жатқан түзілімдерге жеткізеді.

3.2.5. Парафин түзілудің физика-химиялық ерекшеліктері

1960 жылдары өткізілген және мұнай құрамында түзілімдердің пайда болу қарқынына әсерін бағалауға қатысты зерттеулер нәтижелері келесіні көрсетті:

- керосинде парафин ерітіндісіне асфальтендер қосу кезінде парафин нүктелі құрылым түзеді, яғни парафин кристалдары өзара байланыспайды және тұтас тор құрмайды;

- шайырларды қосу кезінде керісінше парафин кристалдары агрегаттарының түзілуіне және олардың бетке жабысуына жағдай жасалады;

- ұңғыма жағдайларында мұнайлы қышқылар мен АСВ өзара әсері есебінен соңғылары гидрофильді болады, ол парафин адгезиясының төмендеуіне алып келеді;

- парафин кристаллизациясының басталу температурасының АСВ мен парафиннің концентрацияларына тәуелділігі сызықты сипатқа ие;

– асфальтен+шайырлардың парафинге қатынасының артуымен кристаллизацияның басталу температурасы төмендейді, сол арқылы көтергіш құбырлардағы парафин түзілімдерінің басталу тереңдігі азаяды.

Көптеген кенорындарда СКҚ бетінде мұнайлар мен АШПТ-ның құрамын талдау түзілімдер құрамында асфальтендер мөлшері мұнайға қарағанда әлдеқайда көп екенін көрсетті. Бұл асфальтендер біріктіргіштерінің парафиндер кристалдану процесіне белсенді қатысуын көрсетеді. Сонымен қатар шайырлар көлемдік әсердің депрессаторлары, ал асфальтендер – беттік әсер присадкалары болатыны анықталған.

Тронов бөлшектердің бетпен жабысуына әсер ететін бірқатар факторларды атады, оның ішінде маңыздылары: өзара әсер ететін бөлшектер мен беттің табиғаты; бөлшектердің пішіні мен өлшемі; бөлшек кететін орта табиғаты; ерітіндіде БӨЗ болуы және фазалар айырымы бетінде жүретін адсорбциялық процестер; контакт уақыты; орта температурасы.

Жабысу күші N Дерягин формуласымен сипатталады [28]:

$$N = -2\pi f_0 / \sqrt{\epsilon \epsilon'}, \quad (3.2)$$

мұнда f_0 – беттік тартылыстың нәтижелік күші, Н/м; ϵ , ϵ' – жанасатын беттердің қисықтығы, m^{-1} ;

$$f_0 = \sigma_{12} - \sigma_{13} - \sigma_{23} \quad (3.3)$$

мұнда σ_{12} – әрекеттесетін бөлшек (1) және бет (2) шекара бөлігіне беттік тартылыс, Н/м; σ_{13}, σ_{23} – бөлшек және беттің сәйкес қоршаған ортамен шекара бөлігіне беттік тартылыс (3), Н/м.

Сфера және беттің әрекеттесу кезінде

$$N = 2\pi r f_0, \quad (3.4)$$

мұнда r – сфералық бөлшектің радиусы, м.

Мұнайлардың құрамында табиғаты әртүрлі БӨЗ болатыны белгілі. Дәл солар құбырлар бетімен байланыса отырып әрі

қарай парафин түзілу процесін анықтайтын бірінші адсорбциялық қабат түзе отырып оны өзгертеді.

Сондай-ақ, табиғи БӨЗ– ң мұнайдың парафинмен қанығу температурасына әсері айтылған. Асфальтендердің массалық концентрациясы 0,5 %-ға дейін болғанда «парафин-керосин-бензол» ерітіндісінің қанығу температурасы 2⁰С-ге төмендейді, ал олардың концентрациялары 1 % дейін артқан кезде ерітіндінің қанығу температурасы артады және әрі қарай 5 % дейін өзгермейді.

Амерханов, Ромашинский кенорнын зерттеп мұнайда асфальтендердің 6 % дейін артуымен мұнайдың парафинмен қанығу температурасы 33-28 ⁰С-ге дейін төмендейді, ал шайырлар мөлшері 12-32 % артқан кезде мұнайдың парафинмен қанығу температурасы 22-43⁰С-ге артады. Мұнайда асфальтен-дер 4 %-дан артық, парафиндер 20% жоғары болғанда парафинмен қанығу температурасы бұл компоненттер мөлшеріне аз тәуелді болады. Осылайша, мұнайда асфальтендер ассоциаттарының болуы оның парафинмен аса қанығуына қатты әсер етеді.

Осы және басқа да зерттеулер мен эксперименттердің нәтижелері табиғи БӨЗ депрессирлеуші әсері туралы дәлелдейді, бұл парафин түзілуді болдырмауға бағытталған белгілі бір ұсыныстар жасауға мүмкіндік береді:

- өндірілетін парафинді мұнай ағынында асфальтендер мөлшерінің артуы;
- диспергирлеу арқылы мұнайдағы асфальтен ассоциаттардың беттік белсенділігінің артуы.

Тәжірибеде бұл ұсыныстарды асфальтенді мұнайларды парафинді мұнайлар ағынына айдау бір уақытта асфальтендер ассоциаттарын химиялық реагенттер қосу диспергирлеу арқылы пайдалануға болады.

Табиғи депрессаторлар – асфальтендер ассоциаттары жетіспеген кезде – парафинді мұнай құрамында синтетикалық депрессаторлар мен еріткіштер қолдану ұсынылады.

Жоғарыда сипатталған процестер түзілімдердің қалыптасу механизмін толық көзге елестетуге мүмкіндік береді. Мұнай компоненттер құрылымы мен сыртқы жағдайларға байланысты түрлі агрегаттық күйлерде болады: парафин мен шайырлар-

молекуларлық, асфальтендер-коллоидты. Мұнай температура-турасының қанығу нүктесіне дейін төмендеуі кристаллизация орталықтарының пайда болуына және кристалдардың артуына алып келетін компоненттердің агрегаттық күйлерінің ауысуын тудырады. Алдында айтып өткеніміздей парафин кристалдарының екі аллотропты формалары белгілі. Бірінші форма үшін серпімділік пен сығу кезінде парафин бөлшектерінің жабысуы тән. Екінші форма қаттылығымен және нәзіктігімен сипатталады. Физикалық қасиеттерінің әртүрлілігін бірінші жағдайда ұзын жіп тәрізді кристалдардың түзілуіне, екіншісінде – жұқа пластинкалардың түзілуіне алып келетін олардың құрылымының айрмашылығымен түсіндіруге болады. Мұнай құрамының күрделілігі салқындау кезінде парафиндердің кристалды ғана емес, аморфты құрылымының түзілуіне негіз болады, себебі ұзын көмірсутекті тізбектер дұрыс ориентация қабылдай алмайды.

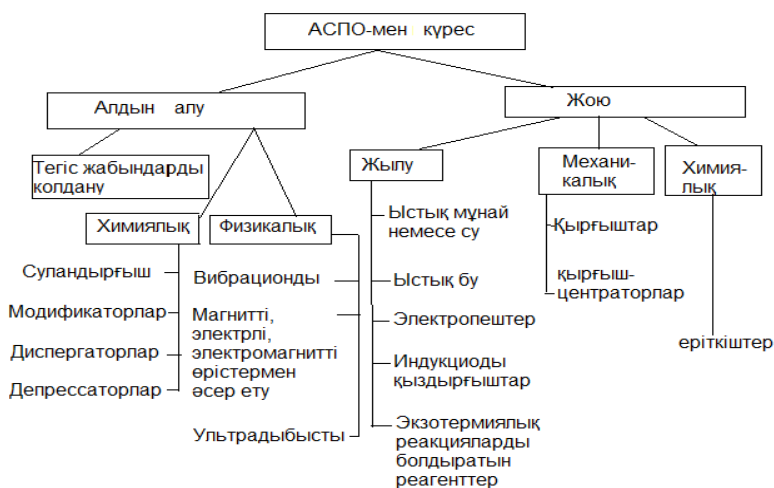
Шайырлармен асфальтендер олардың жоғары абсорбциялық қабілет нәтижесінде кристалдардың қалыптасу процесіне айтарлықтай әсер етеді. Парафин кристалдарының шеттерінде абсорбциялана отырып шайырлар мен асфальтендер олардың өсуін тоқтатады. парафиннің жоғары концентрациясында шағын кристалдардың болуы берік құрылымның түзілуіне алып келеді.

3.3. Парафин түзілімдерімен күресу әдістері

Депарафинизация әдістерін профилактикалық және превентивті деп бөлуге болады. Профилактикалық әдістер түзілімдерді периодты түрде жою және тығындардың пайда болуын болдырмау. Превентивті – парафинді түзілімдердің бөліну мүмкіндігі мен олардың жерасты жабдығында жиналуының алдын алу. Парафинді түзілімдермен күресудің профилактикалық әдістері үшін негізгі сипаттама тазалауаралық кезең немесе осы әдіске тән тығындардың пайда болуының алдын алу арасындағы уақыт периоды. Тазалауаралық кезең өндірілетін өнім қасиеттеріне және түзілімдермен күресу әдістерінің технологиялық сипаттамаларына тәуелді.

Ұңғымаларда парафин түзілумен күресудің онтайлы әдісін таңдау оларды пайдалану шарттары, ұңғыма конструкцияларының ерекшеліктері, өндіру тәсілі, өндірілетін өнім қасиеттері, сондай-ақ өнім құрамының өзгеру динамикасы, соның ішінде суланумен анықталады.

Рұқсат етілген құралдардың ішінен бірінші кезекте қолдану технологиясын мұқият іске асырғанда жерасты жабдығында парафин түзілуін болдырмайтын превентивті әдістерді қарастырған жөн. Парафинге әсер ету механизмі бойынша келесі әдістерді ажыратады (3.14-сурет):



3.14-сурет. АСПО-мен күресу әдістерінің классификациясы

3.14 суретте АШПТ - мен күресу әдістерінің жіктелімі

- жылулық;
- механикалық;
- физикалық;
- жабындарды қолдану;
- химиялық.

Айтылған әдістер аздап өзгеріске ұшырап, кейде өзгеріссіз де мұнайды әртүрлі әдіспен өндіретін ұңғымаларда қолданылады.

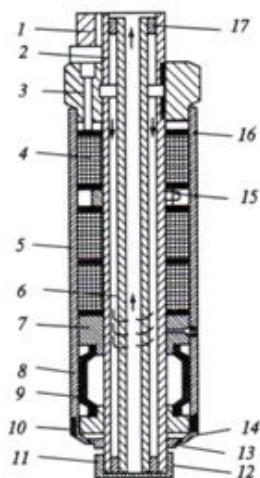
3.3.1. Жылу әдістері

Жоғарыда айтылғандай СКҚ ішкі қабырғаларында парафин бөлінудің негізгі себебі ұңғыма оқпаны бойынша газмұнай ағынының температурасының төмендеуі болып табылады.

Осыған байланысты парафин түзілудің алдын алатын әмбебап құрал ұңғыманың көтергіш тізбегінде оңтайлы температуралық режимді сақтау болып табылады. Бұны бірінші кезекте келесі техника-технологиялық әдістерді қолдану арқылы іске асырады: дебитті арттыру; құбыраралық кеңістікті толтыратын қабаттың жылуөткізгіштігін азайту; жылуоқшауланған құбырларды қолдану.

Парафиннің алдын алу және жою үшін бұрыннан электр-қыздырғыш қондырғыларды қолданады, олар стационарлы және қозғалмалы нұсқаларда, индукциялық және кондуктивті болып бөлінеді.

Ұңғымада стационарлы электрожылулы өндеу үшін қабат интервалында жерасты жабдығымен бірге үздіксіз немесе мұнайды алу процесінде берілген режим бойынша жұмыс істейтін электроқыздырғыш орнатады. 3.15-суретте ұңғымалық штангалық сорапты қондырғымен жабдықталған ұңғыманы жылулық өндеуге арналған қыздырғыш көрсетілген.



3.15-сурет. НЭСИ 50-122 электрлі индукционды ұңғы қыздырғышы
1 – кабель; 2 – құбырша; 3 – ток жіберу басы; 4 – орам; 5 – өзек; 6 – орта құбыр; 7 – ауыстырғыш; 8 – сыртқы жабқышы; 9 – диафрагма; 10 – төлке; 11, 14 – қақпақ; 12, 17 – орталандырғыш; 13 – бұранда; 15 – термореле; 16 – тұлға

Қыздырғыштың техникалық сипаттамалары төменде берілген.

Сұйықты қыздыру температурасы, °C 90

Максимал қуаты, кВт 50

Максимал қуат кезіндегі қорек кернеуі, В 1023-549

Ток жиілігі, Гц 50

Габаритті өлшемдер, мм

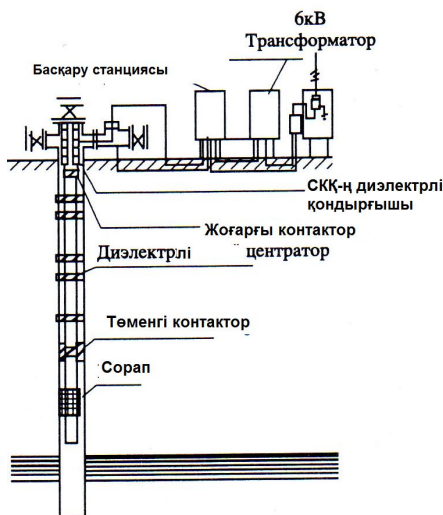
Диаметр 122

Ұзындығы 5300

Масса, кг 192

Қыздырғышты перфорация зонасында штангалық сораптан төмен орнатады. Индуктивтілік катушкасына кернеу берген кезде қап пен сердечникті, сәйкесінше сердечник арқылы ағатын және қыздырғышты сыртынан шайып өтетін сұйықты қыздыратын айналмалы токтар пайда болады.

Индукциялық және кондуктивті нұсқаларда СКҚ-ны қыздыру элементі ретінде стационарлы қыздырғыштарды игерудің ұзақ мерзімді тәжірибесі белгілі (сурет 3.16).



3.16-сурет. СКҚ-ды кондуктивті қыздыру қондырғысының сұлбасы

Бұл технология фонтанды және сорапты ұңғыларға қолданылады. Құрылғының жұмыс істеу принципі СКҚ

колоннасының парафинді-гидратты түзілімдер интервалында электр тогы арқылы кондуктивті қызуымен сипатталады. Электр тогы сағалық құрылғыда кабельді енгізілу арқылы күш трансформаторынан (басқару станциясы) кабель бойымен қыздырылатын және СКҚ-ң окшауланған учаскесіне жоғарғы контрактор арқылы келеді. Сағалық құрылғының қыздырылатын учаскеден окшаулануы СКҚ мен штангалық колоннаға диэлектрлік қою арқылы жүргізіледі. СКҚ-ның шегендеуші колоннасынан диэлектрлік центраторлар арқылы электрленеді.

СКҚ колоннасымен өткенде электр тогы оны «джоуль жылуы» есебінен қажетті температураға дейін қыздырады. Кейін төменгі контактор арқылы ток шегендеу колоннасына өтіп, электр тізбегін тұйықтап, күш кабелімен трансформаторға келіп түседі.

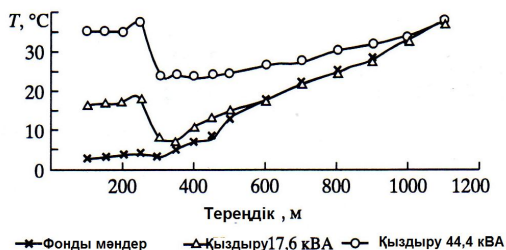
Құрылғы техника-экономикалық көрсеткіштеріне қарай екі режимде жұмыс істейді:

СКҚ қабырғасында ағын температурасын мұнайдың парафинге қанығу температурасынан төмен емес мәнінде ұстай отырып, парафинді-гидратты түзілімдердің пайда болуын болдырмау режимі;

СКҚ-ні парафиннің балку температурасына дейін периодты түрде қыздыру режимі.

Электрқызудың қажетті қуаты Тарасовск кенорнында (Батыс Сібір) құрылғыны пайдалану тәжірибесіне байланысты бағалануы мүмкін.

3.17-суретте 6 сағат ішіндегі әртүрлі қуаттағы токпен СКҚ-ні қыздыру кезіндегі температураның ұңғыма оқпанымен таралуы көрсетілген. 250-300 м интервалдағы температураның төмендеуі ұңғы оқпанындағы сұйық деңгейімен анықталады.



3.17-сурет. Электрқыздыру кезінде СКҚ-да температураның таралуы

Бұл құрылғылардың ортақ кемшілігі – шегендеу және штангалы колонналардан сапалы электроқшаулануын қамтамасыз ете алмауы.

Өндірісте құбырлар үшін жылубөлгіш элемент ретінде қыздыру кабельдерінің барлық түрлерін қолдану тиімді болады. Қыздыру кабельдерінің үш типі қолданылады: резистивті, зоналық және өздігінен реттелетін.

Резистивті кабельде жылу бөлінуі кабельдің қыздыру тарамында омикалық жоғалулар есебінен болады. Зоналық кабель екі параллель ток өткізгіш оқшауланған жиладан тұрады. Ток өткізгіш жилалар үстінде жоғарғы кедергілі проволокадан спираль қойылған. Ол байланысу терезелері арқылы бірде бір жиламен, бірде екінші жиламен кезектесе тұйықтала отырып, параллель қыздыру элементтер – «зоналар» түзеді. Әрбір зонаның тәуелсіз қыздыру ұзындығы 1 м.

Резистивті және зоналық кабельдердің жылу қуаты температураға тәуелді. Бұл кабельдердің ұзақ және сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін жылу бергіштіктің есептік жағдайларын қадағалау маңызды.

Өздігінен реттелетін кабель де екі параллель ток өткізгіш жилалардан тұрады. Оның жоғарыда айтылған кабельдерден айырмашылығы – ток өткізгіш жилалар жылу бөліну процесі жүретін өткізгіш пластмассамен қоршалған. Пластмасса температурадан елеулі өткізгіштігімен тәуелді, ал оның кедергісінің температуралық коэффициенті мыс немесе болаттыкінен жоғары. Бұл кабельдің жылу қуатының өздігінен реттелуіне мүмкіндік береді. Өздігінен реттелетін кабель өзінің қуатын тек жергілікті түрде қызу аймағында өзгерте алады; бұл қасиет құбыр мен резервуардың қауіпсіз қызуын қамтамасыз етеді.

Қыздыру кабелінің негізгі сипаттамалары: сызықтық жылу қуаты, қоректену қуаты, берілген кернеуде қыздыру секциясының минимальды және максимальды ұзындығы, жұмыс температурасы және максимальды мүмкін температура.

Кабельді жылу оқшаулағышпен қапталған құбырдың бетіне орнатады.

Сонымен бірге қыздыру кабельдерін ұңғыманы парафиннен тазарту үшін қолданады деген де ақпараттар бар. Пайдалану әдісіне қарай кабельді фонтанды, газлифтті және ОТЭС құрылғысымен жабдықталған ұңғымалардың СКҚ-не орнатады немесе СКҚ-нің сыртқы бетіне бекітеді. Тазалану аралығының кезеңдерімен үлкен ұңғымаларда периодты электр қыздырғышты қолдану рационалды болады. Ондағы электр қуаты t_1 қысқа периодының ағынына түсіп, t_0 уақытында сөнеді.

t_0 уақытында парафин құбыр қабырғасына жинақталады, t_1 уақытында қыздыру кабелі мұнайды парафиннің түсуінің басталуы кезіндегі температурадан жоғары температураға қыздырып, осы кезде парафин өндірілетін мұнайда еріп, құбырлар тазаланады.

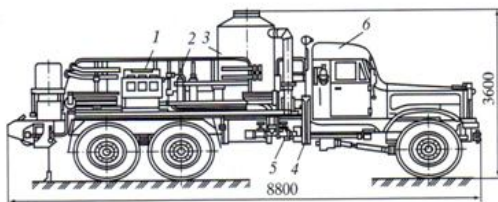
Профилактикалық қыздыру әдістері ұңғы оқпаны мен ҰТА-ны балқыту мен АШПТ-ны еріту мақсатында, кейін оларды жою үшін қыздырылған жылутасығышта қыздырылады. Қыздыру келесі әдістермен жүргізілуі мүмкін: ұңғы мен қабатқа жылутасымалдағыштарды (ыстық мұнай немесе су. Қыздырылған су буы, және т.б.) айдау арқылы; жер бетілік немесе ұңғылық орындалуды электр қыздыру арқылы; ұңғымаға енгізілген реагенттердің экзотермиялық реакциясы есебінен. Практикада көп қолданылатын әдістерді қарастырайық.

Жылутасымалдағышты қолдану технологиясы сұйықты (немесе буды) арнайы қыздырғыштарда – жылжымалы котельді қондырғыларда қыздырып, оны тура немесе кері жуу мен ұңғыға айдау арқылы жүргізіледі.

Ұңғыға қыздырылған жылутасымалдағышты немесе ҰТА айдау кезінде бірітіндеп сууы байқалады. Мұндай жағдайда сумен салыстырғанда төмен жылусыйымдылығына қарамастан көмірсутекті сұйықтарды қолдану тиімдірек болады. Өйткені олар жылутасымалдағыш пен еріткіштің функцияларын біріктіріп, кері әсерлерді тудырмайды (гидраттардың түзілуі, саздардың ісінуі). Осы мақсатта ұңғыманы (ҰПТ) парафиннен тазарту үшін арнайы жылжымалы агрегаттар шығарады. Олар сұйықты 150°C-қа дейін қыздыратын қазандармен, қысымды 20 МПа-ға дейін дамытатын сораптармен жабдықталады (сурет 3.18).

Қыздырылған агрегат ұңғымада түзілімдерді балқыта және еріте отырып белгілі уақыт бойы айналым жүргізеді. Ең дұрысы болып кері жуу болып табылады. Ол тура жуу кезіндегі пайда

болатын парафин тығындарын болдырмайды. Осы мақсатта құбыраралық кеңістікке ҰПТ көмегімен ыстық мұнай беріледі, ал СКҚ бойымен шығатын ағын ерітіп, түзілімдерді шығарады.



3.18-сурет. Ұңғыны парафиннен ыстық мұнай арқылы тазарту үшін қолданылатын агрегат

1 – сорпа, 2 – манифольд, 3 – қыздырғыш, 4 – құрылғы жетегінің трансмиссиясы, 5 – отынды жүйе, 6 – автомобиль.

Әдістің негізгі ерекшеліктері келуші және кетуші ағындардың өзара әрекеттесуі, сонымен бірге айналадағы ұңғылардағы жылудың көп жоғалуы, тау жыныстары мен құбырдың қызуы болып табылады. Жылумен қыздыру нәтижесінде ұңғының тек жоғарғы бөлігі ғана қызып, тереңдіктердегі түзілімдердің жойылуы жай жүреді.

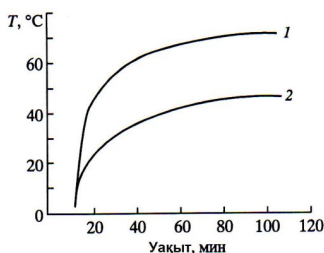
Жылумен өңдеудің өзіне тән ерекшелігі айналасындағы тау жыныстарына айдаудың бастапқы кезінде жылудың көп кетуі. [1] жұмысқа сай жылубергіштіктің коэффициенті 1–2 сағ аз өзгереді, сондықтан қыздыру тереңдігі шығым мен бастапқы температура, сонымен бірге өңдеудің басынан бергі уақытына байланысты. 300 м тереңдіктегі СКҚ-дағы жылумен өңдеу кезіндегі температура өлшенуі фонтанды ұңғымада (3.19-сурет) көрсетті, яғни термотұрақталу айдаудың басынан бері шамамен 2 сағ. кейін болады.

СКҚ мен ұңғылардың сақина кеңістігіндегі 100°C тұрақты температурадағы максимальды режимде ҰПТ агрегатының көмегімен ыстық мұнайды ұзақ айдау кезіндегі температура-лардың есептелуі 500–800 м тереңдікте 25°C деңгейінде тұрақталады (сурет 3.20).

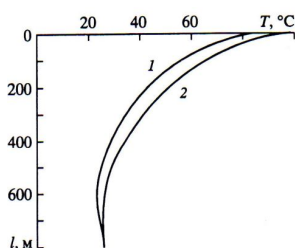
Парафиннің балку температурасы 50°C-тан жоғары, осыдан түзілімнің жойылуы олардың ыстық мұнай есебінен еруі арқылы жойылады. Одан да үлкен тереңдіктерде (300 м аса)

түзілімдерді еріту үшін парафин фракциясы 1,5% болатын парафиннен тазартылған мұнайды қолдану керек. СКҚ-дан құбыраралық кеңістікке ыстық мұнайды айдауды қайта жүргізуге болмайды, мұндай жағдай үшін ағынның салқындап кету себебінен парафиннің шөгілуі әбден мүмкін, сақина кеңістігінде тығын пайда болады.

[29 зерттеулер көрсеткендей, ҰПТ көмегімен жылумен өңдеу парафиннің толық жойылуын қамтамасыз етпейді: бірінші жуудан кейін тазалау аралығы 16%-ға төмендейді, екінші және үшінші жуудан кейін – сәйкесінше 43 және 69%-ға. Бұл қыздырғыштың сууы мен үлкен тереңдіктерде еріту мүмкіндігінің болмауы (3.19-сурет), мұнайдың жеткіліксіз парафиннен тазалануы, айдаудың аз көлемі, сонымен бірге тығыз балқитын парафиннің жиналуымен түсіндіріледі.



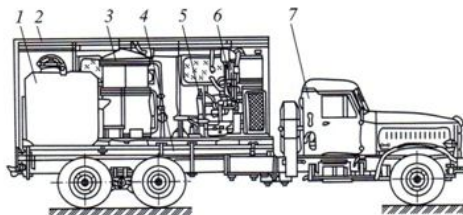
3.19-сурет. Ыстық мұнай айдау кезінде 300 м тереңдікте СКҚ-да температураның өзгеруі (110°C)



3.20-сурет СКҚ(1) және сақиналы кеңістікте (2) $9\text{м}^3/\text{сағ.}$ шығыммен 20м^3 ыстық мұнайды құбыраралық кеңістікке айдау кезінде температураның тарауы

Фонтанды ұңғыларды ыстық мұнаймен жуу технологиясы ШТСҚ көмегімен пайдаланылатын ұңғымалардыкінен ерекшеленбейді. Әртүрлілігі болып штангалы сорап жұмыстарымен жууды бірге біруақытылы қолданылуы болып табылады. Бұл құрылғының элементтеріне айдалатын сұйықтың интенсификациясы мен ұңғымадан АШПТ-ны жақсы шығару есебінен түзілімдерді жуудың тиімділігін арттырады.

Температурасы 310°C , қысымы 10 МПа булыжылжымалы құрылғылармен (БЖҚ) өңделетін өткір буды ұңғы түзілімдерімен күресу үшін қолдану (сурет 3.21) тиімсіз.

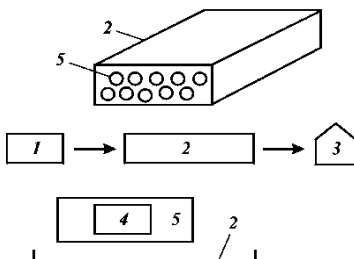


3.21-сурет. Булыжылжымалы құрылғы.

1 – суға арналған цистерна; 2 – кузов; 3 – бу қазаны; 4 – бекіткіші бар рама; 5 – жетек және оның трансмиссиясы; 6 – қорек беруші сорпа; 7 – автокөлік.

Ұңғыға бу бергенде 300-400 м тереңдікте оның интенсивті конденсациялануы жүріп, жылутасымалдағыштың температурасы ұңғы температурасына дейін төмендейді. Ұңғының орналасу зонасындағы манифольдтарды, арматура және құбырларды тазалау үшін БЖҚ қолдану тиімдірек.

СКҚ-ның бетіне көтерілгендерді келесі түрде тазалаған дұрыс. Оларды кассетаға орналастырып, 3.22-суретте көрсетілген сызба бойынша БЖҚ -дан келетін бумен әсер ету керек. Мұнда біруақытылы 10-20 құбыр тазаланады.

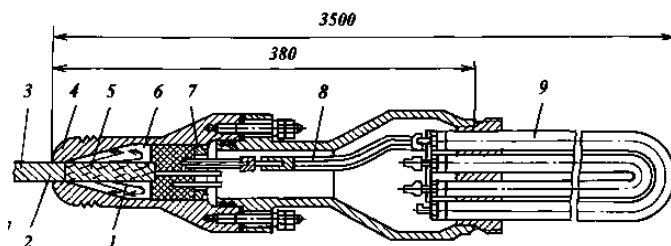


3.22-сурет. Парафиннен құбырларды тазарту әдісі

1 – БЖҚ; 2 – кассета; 3 – түзілімдер құйылатын ыдыс; 4 – поршень; 5 – СКҚ

Эффектіні арттыру үшін құбырларға поршень қоюға болады. Бетте тазалаудың көрсетілген бұл сызбасы қазіргі дамуына мобильді немесе тұрақты комплекстерді құру және жоғарыарынды булығазды арындарды, қажет болған жағдайда абразивті компоненттерді қос қолдану нәтижесінде жетті.

Фонтанды ұңғымалар мен ОТЭҚ қолданылатын ұңғыларды парафиннен тазарту үшін СКҚ-мен кабель-канатта түсірілетін ТЭН-дер қолданылады. Жалпы құрылғы автомобиль шассасына орнатылған лебедкадан, барабандағы кабель-канаттан, трансформатор мен қыздыру элементінен (3.23-сурет) тұрады. Қыздыру элементі түсіру интервалында 100°C-қа дейін температура қалыптастырады.



3.23-сурет. Ұңғымалық электрқыздырғыш

- 1 – кабельдің бекітілуі; 2 – сымдық бандаж; 3 – кабель; 4 – бас;
5 – асбестті орағыш; 6 – қорғасын құю; 7 – гайка; 8 – клеммик;
9 – қыздырғыш.

Ұстап қалуды болдырмау үшін кабель-канат кейде қыздырылған нұсқасында орындалады.

АШПТ-ны құбыр бетінен жою үшін, шығарылған сызықтар мен түпті тазалау үшін публикациялар мен патенттер авторы кейбір химиялық реакциялар нәтижесінде бөлінетін жылуды пайдалануды ұсынады.

Магнийдің тұз қышқылымен әрекеттесуінен пайда болатын жылумен түп аймақты термохимиялық өңдеу (ТХӨ) бұрыннан белгілі [2].

СКҚ колоннасының башмағына реакциялық ұш (наконечник) оралады. Ұшты алдын ала металдық магний жоңқасымен тығыздап толтырады. СКҚ бойымен реакциялық ұшта

магниймен экзотермиялық реакцияға түскен тұз қышқылын айдайды. Кейде түп аймақтың қыздырылуын карбонатты жыныстармен қатталған қабатты қышқылмен өңдеумен біріктіреді. Мұндай біріккен өңдеуді термоқышқылды (ТҚӨ) деп атайды.

Магнийдің тұз қышқылымен әрекеттесуінің технологиялық сызбаларынан қабатішілік термохимиялық өңдеудің (ҚІТХӨ), ұңғыішілік термохимиялық өңдеу (ҰІТХӨ), суланған ұңғыманы қабатішілік кешенді қышқылмен өңдеудің (СҰҚІКҚӨ) сызбаларын бөліп көрсетуге болады. Соңғысы магнийдің сумен әрекеттесуінен қышқыл ортада магний гидроксидінің түзілуімен су тармағының шектелуін қарастырады.

Ұңғымадағы мұнай құрамындағы сумен термохимиялық әсерлесу үшін сілтілік металдары бар композиттердің қолданылатыны белгілі [17]. Мұнайдың қажетті мөлшерде суланбауы кезінде әсер ету аймағына су жібереді, ол су композит массасынан 1,5-2 есе жоғары. Композитті СКҚ-ға лубрикатор арқылы тастайды, онда ол өз массасының себебінен әсер ету аймағына дейін түседі. Өнім қажетті тереңдікке контейнермен жеткізілуі мүмкін. Контейнер жабық торцты қабырғалары жіңішке перфорацияланған құбыр түрінде болады. Композиттің сумен әрекеттесуінен ПЗП-ның қызуы мен парафинді-гидратты түзілімдердің жойылуына әкелетін көп жылу мөлшері бөлінеді. Реакция нәтижесінде пайда болған сілті СКҚ бетіндегі кристалдану центрлерін жояды. Бар ақпараттар бойынша «Красноленинскмұнайгаз» (Тюмень облысы) бірлестігінің ұңғы дебиті осы технология бойынша өңделгенде орта есеппен 25%-ға көтерілді.

Композиттер сілтілік металл негізінде айтарлықтай тиімді, бірақ қолданылатын реагенттердің ерекшелік қасиеттерінің нәтижелері өрттік немесе жарылу тұрғысынан қауіпті.

«Petrobas» компаниясы екі азотты реагенттердің теңіз кенорындарында АСПО мәселесін шешу үшін инертті азоттың химиялық бөлінуі болатын экзотермиялық реакциясын пайдаланады.

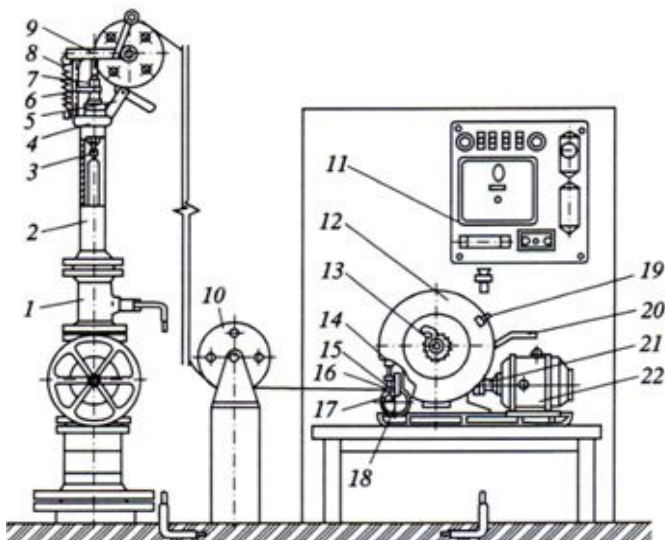
3.3.2. Механикалық әдістер

Механикалық әдістер СКҚ қабырғасындағы парафин түзілімдерін жою үшін парафинді қауіпті аймақтың барлық тереңдігіне түсірілетін арнайы қырғыштармен жүргізіледі. Қорғаныс ұңғыманы тоқтатпастан жүргізіледі. Осы мақсатта соңғы онжылдықта бір бірінен жетегінің әртүрлілігі мен құрылысы бойынша ерекшеленетін қырғыштардың арнайы гаммалары құрастырылды.

Фонтанды, газлифтті және БОТЭС-мен жабдықталған ұңғыларда қол жетекті (Яковлев лебедкасы), автоматты жеке электржетекті транспорт базасынынан, қозғалып жатқан ағын энергиясынан алынған жетекті жылжымалы лебедкалар қолданылады.

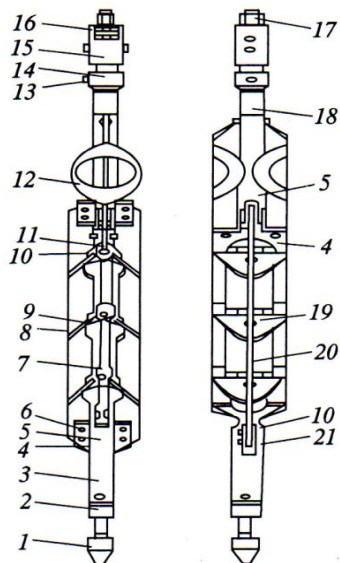
Тазалаудың механикалық әдісінің кемелдігі жазылмалы қырғыштың құрастырылуы. Ол қырғыш жалпақ пластинаға бекітілген екі пышақтан тұрады, олардың біреуіне жүк ілінеді. Жазылмалы қырғыштың жұмыс істеу принципі түсіру кезінде қозғалмалы жұқа тақтайша (планка) жоғары көтеріледі де, қырғыш диаметрі кішірейеді. Ол тек таза құбырларға ғана емес, парафинмен сәл ластанған құбырларға да түсіріледі. Пышақты көтергенде түзілімдердің жағынан кедергіге тап бола отырып олар ашылады да, қырғыш диаметрі үлкейеді, ол көтеру колоннасының барлық ұзындығы бойынша АШПТ-ны түсіреді.

Жазылмалы қырғышпен жұмыс істеу үшін әртүрлі типтегі, соның ішінде автоматты лебедканы қосатын мен қырғыштың орын ауытырылуын бақылайтын датчикті қосатын құрылғылар ұсынылды. Бұл құрылғылар АПТҚ (автоматты парафиннен тазартқыш құрылғы) маркасымен белгілі, қазіргі кезде де әлі өндірісте қолданылады (сурет 3.24).



3.24-сурет. Парафиннен тазартатын автоматты құрылғы (АПТҚ-3)
 1 – индукциялы датчик; 2 – лубрикатор; 3 – қырғыш; 4 – қамыт;
 5 – кронштейн; 6 – грундбукса; 7 – нығыздағыш; 8 – серіппе; 9 – ролик
 рычагі; 10 – тартылмалы ролик; 11 – басқару блогі; 12 – лебедка
 барабаны; 13 – храповик (білікті теріс айналдырып тұратын
 механизм); 14 – қалауыш; 15 – сақиналар; 16 – серіппе; 17 – бас;
 18 – құрт; 19 – счетчик түйіні; 20 – тежегіш тұтқышы;
 21 – муфта; 22 – электрқозғалтқыш.

«Ұшатын» қырғыштардың жұмыс істеу принципі фонтан ағынының энергиясын пайдаланумен сипатталады (3.25-сурет). Қырғыш пышақ-қанттармен жабдықталған. Олар төмен түсірілген кезде жинақталып, жоғары көтергенде ашылады. Қырғышты түсіруден көтеруге ауыстыруды сәйкесінше сағалық арматура мен СКҚ колоннасында орналасқан жоғарғы және төменгі қосқыштармен басқарады. «Ұшқыш» қырғыштардың жиі сыналануы олардың қолданысының шектелуіне әкелді.

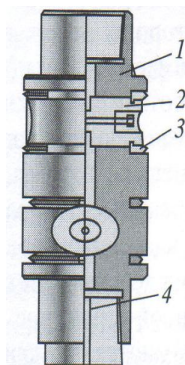


3.25-сурет. Автоматты қырғыш

1 – бас; 2 – қайтымды серіппе; 3, 18 – төменгі және жоғарғы штоктар; 4 – ұстағыштар; 5 – стерженьдер; 6 – бұранда; 7 – клапанды рама; 8 – фиксаторлы тақтайша; 9 – клапандар; 10 – осьтер; 11 – қанаттар; 12 – пышақтар; 13 – бұранда; 14 – кілт тұрығы; 15 – шар; 16 – кілт серіппесі; 17 – ұстағыш бас.

Пайдалану колоннасының бетін тазалау үшін ТатНИПИ мұнай мамандары [17] СКҚ-ға түсірілетін қарапайым және тиімді қырғыш құрастырды (3.26-сурет). Ол тұрықтан 1, көлденең терезелеріне тұрықтың буақтарына орнатылған пышақтармен 3 әрекеттесетін поршеньдер 2 орналатылады. Тұрықтың төменгі бөлігіне тазаланатын бетті жуатын тесігі бар тығын 4 енгізілген.

Қырғыш келесі түрде жұмыс жасайды. СКҚ-ға айдалатын сұйық қысымымен поршеньдер тұрықтан ығыстырылады да пышақты пайдалану колоннасының қабырғасына қысады.



3.26-сурет. «Қырғыш» атты гидравликалық қырғышы
1 – тұрық; 2 – поршеньдер; 3 – пышақтар; 4 – тығын

Қырғышты СКҚ-мен жоғары-төмен қозғалта отырып пайдалану колоннасының қабырғаларын сазды немесе цементті қабыршақтан, смола-парафинді түзілімдерден, тұздардан, коррозия өнімдерінен тазалауды жүргізеді. Осыған байланысты пышақтар кіші байланысты бетке ие, олар ластаушы түзілімдерге жақсы соқтығысып, пайдалану колоннасын металға дейін тазалайды.

Қырғыш жапсардағы саңылаулардан бір поршеньде екі пышақтың орналасуына байланысты оңай өтеді: екі пышақтың біреуі құбырдың денесінде болған кезде әрбір пышақ кезекпен саңылаудан өтеді.

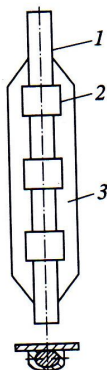
ШТСҚ-ды қолдана отырып СКҚ бетінен АШПТ-ны жоюдың механикалық әдісі сорапты штанга колоннасына бекітілетін әртүрлі қырғыштарды қолдануды, сонымен бірге сорапты штанга колоннасы бойымен автоматты түрде қозғалатын қадам басатын қырғыштарды қосады.

Штанганы айналдырғыш пластиналы қырғышты пайдалану технологиясы кеңінен таралған. Пластикалық қырғыштар штангаларды қамытпен бекітетін қалыңдығы 2,5-3,0 мм және ұзындығы 450-500 мм болатын болат жапырағынан жасалатын (3.27-сурет) ұшы шабылған пластина түрінде болады. Барлық қырғыштар штангаға бір жазықта бекітіледі. Қырғыштар саны n келесі формуламен анықталады:

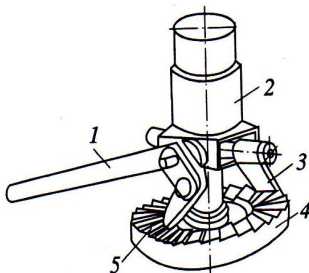
$$n = \frac{h_n + 50}{S + L_n} \quad (3.5)$$

мұндағы, h_n – парафин түзілімінің тереңдігінің басталуы, м; S – полирленген шток жүрісінің ұзындығы, м; L_n – пластина ұзындығы, м.

Құбырды парафиннен торқты бет арқылы қырғыштың кішкене бұрыш пен штанга колоннасын біруақытылы төмен орын ауыстырғанда тазалайды. Штангалар колоннасының қырғышпен айналуы штангалы айналдырғышпен жүзеге асырылады, ол бетінде тістері бар диск түрінде болады (3.28-сурет).



3.27-сурет. Пластиналы қырғыш
1 – штанга; 2 – қамыт; 3 – пластина



3.28-сурет. Штангалы айналдырғыш
1 – рычаг; 2 – тұрық; 3 – стопор; 4 – диск; 5 – қозғалтқыш

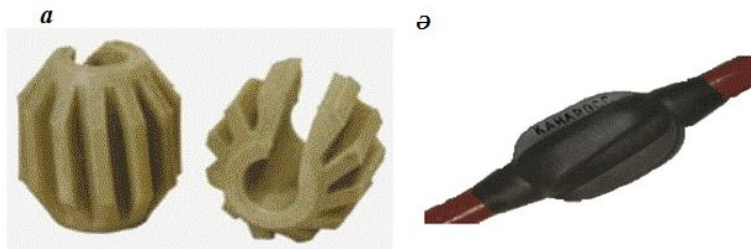
Диск полирленген штокка бекітіліп, ұңғы сағасында орналасқан тіреуішпен әсерлесіп отыратын рычагы бар қозғалтқыш моменті есебінен айналады.

Қырғыштың v қалыңдығы бойынша штанганы айналдырғыштың тістерінің саны

$$C = \pi d / v \quad (3.7)$$

мұндағы, d – көтергіш құбырлардың ішкі диаметрі, мм.

Соңғы жылдары штангада металл пластиналы қырғыштардың орнына тығыздау әдісімен пластик қырғыштарды бекітеді (сурет 3.29).



3.29-сурет. Қырғыш-центраторлар

a – қозғалмайтын қырғыш; б – қозғалмалы қырғыш-центратор

Олар бір уақытта центраторлардың рөлін атқарып, екі функция жүргізеді: СКҚ қабырғасынан АШПТ-ны жойып, көлбеу ұңғымаларда сорапты штангілер колоннасын СКҚ мен штангалы колоннаның қабырғаларының үйкелуі болдырмау және оларды азайту мақсатында центрде ұстап тұрады. Бір штангалы сорапқа орнатылатын тұрақты және «жүзбелі» қырғыш-центраторлардың саны плунжер жүрісінің ұзындығына сәйкес 4-8 данадан бастап өзгеріп тұрады. Әртүрлі толтырылумен дайындалған полиамидті смоладан жасалған қырғыштар үйкелу мен соққылы салмақтарға төзімді болады.

Тәжірибелердің көрсетуі бойынша қырғыштарды қолдану жуу, ингибиторлар, термоөңдеу сияқты басқа әдістердің қолданылуын шектемейді, ал олардың болмауы аталған өңдеу түрлерінің кезінде де ұңғы жұмысының жөндеу аралық периодын азайтады.

3.3.3 Физикалық әдістер

АШПТ-мен күресудің физикалық әдістеріне айналатын сұйыққа магнитті, электрлік, акустикалық немесе ультрадыбыстық алаңдар, сонымен бірге ауыспалы қысымдар алаңдарына әсер етуге негізделген әдістер жатады.

Соңғы екі онжылдық тәжірибелердің көрсетуі бойынша АШПТ -мен күресу үшін магнитті қондырғылар тиімді. Олардың Ресейдің бірқатар ұңғымаларына енгізілгендігі туралы ақпараттар белгілі [1-3]. Магнитті құрылғыларды желілік және магистральді құбырлармен айдау кезіндегі басқа да мұнай өндіретін процестерде қолданады.

Мұнай өндіруге қатысты сұйықтарды магнитті өңдеу құрылғыларының келесі түрлерін қолданған жөн:

1. Магнитті алаңды құру әдісіне байланысты:
 - тоқтық ораммен;
 - тұрақты магнитпен;
2. Магнитті алаң көздерін орналастыру әдісі бойынша (тұрақты магниттер немесе тоқтық орамдармен):
 - сыртқы орналастырумен;
 - ішкі орналастырумен;
 - біріккен орналастырумен.
3. Сұйық ағынының бағытына қатысты әсер етуші магнит алаңының бағыты бойынша:
 - бүйірлік алаңдармен;
 - бойлық алаңдармен.

Тоқтық орамды магнитті құрылғыларды пайдаланудың ыңғайлығы төмендігіне қарамастан олардың жақсы жағы – арналардың елеулі қиылыс-қында алаңның жоғары және реттелетін параметрлерінің алынуы. Сондықтан электромагнитті жүйелер алдын ала жоғары магнитті құрылғыларда құбырлардың үлкен қиылысуларында қолданған жөн. Мұнай өндіру саласында оларды мысалы, ұңғымаға айналатын сұйықты магнитті өңдеуде мұндай құрылғылардың жербеті орындалуы болуы мүмкін екенін ескеріп қолданады.

АШПТ-ның пайда болуын болдырмау үшін негізінен тұрақты магнитті құрылғылар қолданылады.

Магнитті өңдеудің тиімділігі өңдеу уақыты, өңдеуден кейінгі уақыт, полюсаралық кеңістікте ағу режимі, магнитті алаңның сипаттамалары, т.б. әртүрлі факторларға сәйкес күрделі тәуелділікке ие.

Магнитті өңдеу жоғары жиілікті де, төмен жиілікті магнитті алаңдармен де жүргізіледі. Төмен жиілікті (50 Гц) алаңдар қызығушылық тудырады, өйткені оларды тұрақты токтармен құруға болады.

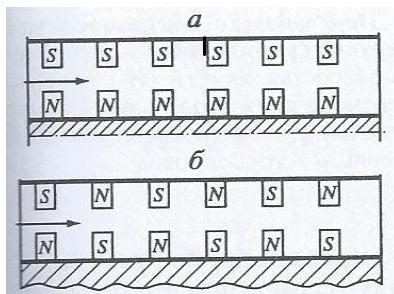
Егер жеке алынған сұйық көлемін белгілі түрде орналастырылған тұрақты магниттердің бойымен орнын ауыстырса, ағын магнитті алаңның әсеріне берілмейді. Магнитті алаңның параметрлері ағын режиміне, магниттер сипаттамасына, олардың формасы мен кеңістікте орналасуына тәуелді. Ағын параметрлері белгіленген тұрақты немесе ауыспалы магнитті алаңмен өңделген кезде шарттар құрастыруға болады.

Магнитті алаңның жиілігін келесі формуламен анықтайды

$$f = \frac{Q}{1800\pi d^2 S} \quad (3.8)$$

мұндағы, Q – айдалатын өнім шығыны, $\text{м}^3/\text{сағ}$; d – құбырдың ішкі диаметрі, м ; S – центі $4d_m$ -ге тең магниттер арасындағы минимальды қашықтық; d_m – магнит диаметрі, м .

Тұрақты және ауыспалы алаңдарды алуға керекті магниттердің орналасуы 3.30-суретте көрсетілген. Тұрақты магниттерді тек синусоидалы емес, магнитті алаңның формаларының кейбір түрлерімен құруға болады.



3.30-сурет. Магниттердің орналасуы
а – тұрақты магниттер, б – ауыспалы магниттер

Сұйықты магниттеу құрылғыларының ең негізгі техникалық ерекшелігі – жоғары біртекті, жоғары градиентті магнитті алаңдардың қолданылуы. Қазіргі кезде құрылғыларды дайындау үшін сирек жерлік металды, негізінен самарий-кобальт немесе одан да арзан неодим-темір-бордың келесі түрдегі сипаттамалары бар жоғары энергетикалық магниттер қолданады.

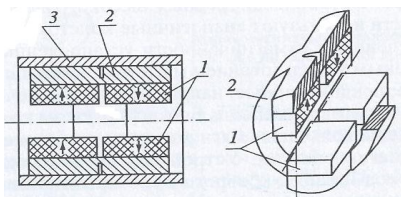
Қалдық индукция, мТл	1130-1250
Коэрцитивті күш, кА/м	720-840
Энергетикалық өнімі, кДж/м ³	224-280
Пайдаланудың максимальды температурасы, °С	100-150
<i>Беріктік, МПа:</i>	
Иілуі	270
Қысылуы	1000-1100

Елеулі техникалық және құрылымдық ерекшеліктерге тұрақты магниттердің сыртқы және ішкі орналастырылуы әкеледі. Ең кең таралғаны ішкі орналастыру: магниттелетін алаңның қажетті және жұмыс арналарының қиылысуы бойынша өңдеу шарттарының режимдеуі бойынша жақын кернеулігін алуға болады.

Магнитті құрылғылардың тиімдірек және қолданылып жүрген құрылымдарын қарастырайық.

Магниттелетін алаңның жоғарғы параметрлерін пермь мамандары [26] патенттеген плиткалы магнитті құрылғылар арқылы алуға болады. 3.31 суретте осы құрылғының сызбасы көрсетілген. Құрылғы жалпы магнит құбырлары 2 біріктірілген бір біріне қарама-қарсы орналасқан тұрақты магниттерден 1 тұрады. Магниттер әртүрлі полюстерға қаратылған, сұйық ағыны осы полюстер арасындағы саңылаумен өтеді. Магнит құбыры жұмыс арнасын құру және магниттерді бекіту үшін күрделі профильденген формаға ие.

Бірақ магниттердің ішкі орналасқан конструкциялардың әлі күнге дейін кең таралғаны сақиналы және цилиндрлі магниттері бар магнитті периодты жүйенің құбыр осінде бекітілген аксиалды симметриялы құрылғылары.

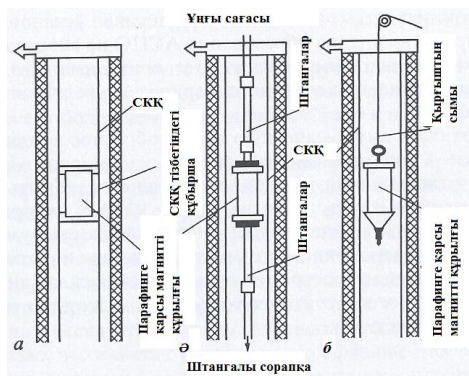


3.31-сурет. АШП түзілімдерін жоятын магнитті құрылғы
1 – тұрақты магниттер; 2 – магнит құбыры; 3 – құбыр

Бұл құрылғыда сұйықты магнитті өңдеу магнит алаңы ағынының бүйірінде арналардың қиылысуы бойынша өңдеудің шамамен бірдей шарттарында да жүргізілуі мүмкін (өлшемдер қатынасын дұрыс таңдағанда), ал радиалды құрылымның ағынына орналасуы синусоидалыға жақын.

Маниittelудің біріккен бағыттағы магнитті құрылғы кернеуліктің жоғары мәндері мен өңделген сұйықтың барлық көлемінде алаңның градиенттерін алуға мүмкіндік береді. Бұл АШПТ түзілімін болдырмау үшін маңызды.

Әртүрлі конструкциядағы парафиннен тазартқыштарды ұңғымаларда кұрудың әдістері [96] 2.38-суретте көрсетілген. Тазартқыштар СКҚ (3.32, а-суретте) мен штангалар колоннасына (3.32,ә-суретте) сәйкес типтік бұранда көмегімен орнатылады.



3.32-сурет. Ұңғымада магнитті парафиннен тазартқыштарды құру әдістері *a* – СКҚ колоннасында, *ә* – штангалар колоннасында, *б* – қырғыш сымында

Магнитті құрылғылардың жетілдірілуіне магнитті алаң параметрлері мен өңдеу режимінің АШПТ-ға әсер ету тәуелділігінің дұрыс зерттелмегендігі кедергі. Бұл басты мәселе деп айтуға болады; ол сұйыққа магнитті әсер етудің одан кейінгі дамуы мен магнитті құрылғылардың мұнай өндіру практикасына ендірілуін анықтайды.

Тәжірибе көрсеткендей ұңғыларда АШПТ-ның пайда болуын болдырмау үшін тазалаудан кейін мүмкіндігінше химиялық ерітінділермен бірден магнитті құрылғыларды орнату тиімді. Бұл тазалау аралығы мен өндіріліп жатқан мұнайдың көлемін арттыруды қамтамасыз етеді.

Магнитті құрылғының экономикалық тиімділігін де айта кеткен жөн. Магнитті құрылғылардың қайтарылым айланысты – 1-3 ай. Магнитті құрылғыларды пайдалану мерзімі 10 жыл екенін ескерсек, оларды АСПО-мен күресу үшін қолдану ұңғыларды тазалаудың іс-шараларының санын азайту мен ұңғыны тазалау кезінде тұрып қалулардан болатын мұнай жоғалымдарын болдырмау есебінен экономикалық тиімділікке әкеледі. Бір магнит құрылғысын енгізудің жылдық тиімділігі бірнеше он мың долларға жетуі мүмкін.

3.3.4. Химиялық әдістер. Реагенттерді топтастыру

Парафин түзілуге қарсы ингибиторлар

Ингибиторлар мынадай түрлерге бөлінеді:

- адгезион әсерлі (суландырғыш) ингибиторлар,
- модификаторлар,
- депрессаторлар,
- диспергаторлар,
- жуу әсері бар ингибиторлар (детергенттер)

Ингибиторлар келесі талаптарға сай болуы тиіс:

- мұнайдың, мұнай өнімдердің және мұнай өңдеу үрдісінің сапасына әсері болмауы;
- токсикологиялық және өрт қауіптілік қасиеттері орташа болуы;
- елдің климаттық жағдайына байланысты кәсіпшіліктегі жұмыстың технологиялылығы;

– 1т мұнайды (сусыз және суланған) игергенде 50-250г реагенттер шығынын жұмсағанда ингибиторлар тиімділігінің болуы.

Адгезионды әсері (суландырғыштар) бар ингибиторлар.

Бұл топтың ингибиторларының әсер ету механизмі мұнай кәсіпшілік жабдықтарының металл бетін полимерлі жоғары молекулалы полярлы адсорбциялы қабатпен гидрофилизациялауда болып табылады, яғни адсорбция қондырғы бетінде түзілімнің пайда болуына кедергі және оны сұйық ағынымен шығаруына жағдай жасайды. Бұл топтағы агенттердің тиімді қолданудың шарты құбырларды қолданар алдында ондағы кез-келген түзілімдердің болмауы шарт болып саналады.

Ингибиторларды пайдалану технологиясының негізінде мұнай кәсіпшілігінің қондырғыларын периодты түрде реагенттің су ерітіндісімен өңдеу жатады, содан соң ол белгілі уақыт аралығында құбырларда тұну керек. Бұл технологияның келесі кемшіліктері бар: кезеңмен тоқтаулар (ұңғыманың жұмыс жасамауы), қабықшаның қабырғадан су-мұнай ағынымен шайылып кетуі, өңдеу ауданының тиімді қорғанысының шектеулі болуы, қондырғының реагентпен ластануы.

Адгезионды әсері бар ингибиторлардың негізін мыналар құрайды: полиакриламид (ПАА), сілтілі металдардың силикаттары, синтетикалы полимерлі БЭЗ-бетті әрекетті заттардың су ерітінділері (органикалық аминдер, сульфаттар, фосфаттар және т.б).

Суландырғыштар деп аталатын ингибиторлар түріне келесі индексті реагенттер жатады: полиамфолит СПА, Е2846-І, Е2846-ІІ (Германия, «Хехст» фирмасы), РБИ-1, М РБИ-2, ИКБ-1, ИКБ-2 және т.б. [99].

Полиакриламид. Кәсіпшілікте қолданыллатын гидролизденген полиакриламид (ПАА) – салыстырмалы түрде суда жақсы еритін және аз концентрациясында да жоғары тұтқырлықты ерітінді беретін жоғары молекулалы қоспа. Суды 70-80°С дейін қыздырса, оның ерігіштігі артады.

Өнімді 7-8% гель және ұсақ түйіршекті ақ ұнтақ түрінде шығарады. Сулы ерітіндіде ПАА катионды – анионды жартылай электролиттің қасиетін білдіреді. Гидролизденген ПАА суда жақсы диссоцияланады, яғни катиондарды ағыта отырады. ПАА

гидролизді ертінідісі мұнаймен шекарада төменгі беттік кернеуге ие.

Парафинді түзілімнің алдын алу үшін СКҚ өңдеудің екі әдісі бар.

Бірінші. Құбырдың ішкі бетінде басқа қоспалармен (мысалы, сұйық шынымен) жинақталған жабын қабығымен алдын ала қаптау. Бұл жағдайда жоғары тұтқырлықты ПАА ертінідісінің 2% концентрациясын және сұйық шынының 3% дейін концентрациясын қолданады. Жабынды арнайы ванналарда жүргізеді. Алдын ала тазартылған және майсыздандырылған құбырларды ваннаға батырады, онда 20 минуттай ұстайды, сөрелерге біршама қисайтып орналастырамыз, шамамен 1 тәуліктен кейін ұңғымаға түсіреміз.

Екінші. Ұңғыманы жерасты жөндеуден кейін, яғни СКҚ-ны толық тазартқаннан кейін, құбыраралық кеңістікке 0,05-0,1% ПАА ертінідісін 1,5-2м³ көлемінде құямыз және ұңғыманы іске қосамыз. Содан соң 10-15 тәулік сайын құбыраралық кеңістікке 200-300 л 0,1% ерітінді құйып отырамыз. Бұл СКҚ бетіндегі гидрофильді қабықты қалпына келтіруге мүмкіндік береді. Ұңғыманың шығымына, қолданылатын жерасты қондырғысына, сондай-ақ сулануға байланысты ұңғыманы ПАА-пен өңдеу 7ден 20 тәулікте және одан артық болуы мүмкін.

ОТЭС жабдықталған ұңғымалар үшін, 0,05% концентрациялы ерітіндіні пайдалану қажет. ОТЭСҚ жабдықталған ұңғыманың өңдеу кезеңділігі ШСҚ-мен жабдықталған ұңғыға қарағанда 50-60% көп.

ПАА ертініділерін лақтыру желісінде және мұнай жинау резервуарларында парафин түзілудің алдын алу үшін де пайдаланады. Мұнайды дайындауға ПАА ерітінділері жағымсыз әсер көрсетпейді.

Модификаторлар. Модификацияланатын ингибиторлар әсері қатты фазаның пайда болу кезінде парафиннің кристалдық құрылымын өзгертеді. Нәтижесінде парафиннің дендритті жетілмеген, бір-бірімен құрылымды түрде байланыспаған, мұнайдың сұйық фазасында аз еритін аморфты мұнай ароматты тұтқыр-серпімді кристалдар пайда болады. Тұтқыр-серпімді

мұнайдың қатпайтын фазасы қондырғының қабырғасында парафиннің түзілуіне кедергі жасайтын орта болып табылады.

Депрессаторларды тығыз түзілімдердің алдын алу үрдісінің нәтижесі бойынша модификаторлармен ұқсас болғандықтан оларды бір топқа жатқызады. Депрессаторлар (депрессорлы присадкалар) деп парафинді мұнайдың қату температурасын төмендететін және оның реологиялық қасиетін жақсартатын қоспалар қатарын айтамыз. Мұнайдың физикалық қасиеті парафиннің өлшемі және пішіні арқылы анықталатындықтан, депрессаторлардың әрекеті дисперсті дәрежесінің өзгеруіне, жоғары қататын дисперсті фаза бөлшектерінің пішіні мен құрылымының өзгеруіне алып келеді. Табиғи депрессаторларға мұнай құрамындағы асфальтендер және шайырлар жатады.

Қолдану технологиясы бойынша мұнайға ингибиторларды (0,01-0,5% концентрациясымен) парафиннің кристалдану температурасынан жоғары температурада үздіксіз беру қарастырылады.

Осы топтың ингибиторлары өзіне мұнайда еритін мынадай полимерлерді қосады: молекулалық массасы 2000-3000 полипропилен; молекулалық массасы 8000-12000 болатын төмен молекулалы полиизобутилен; күрделі эфирлермен этиленнің сополимері; қышқылдар (винилацетат, акрилді және метакрилді қышқылдар, малеинді ангидрит және т.б.), молекулалық массасы 20000-22000.

Белсенді түрде мына ингибиторларды қолданады: ДН-1, ВЭС-501(Ресей), С4160, С4117 («Иточу» фирмасы, Жапония), ЕСА 42-42 («Paramins» тобы) және т.б.

С4160, С4117 реагенттері – ВЭС-501 ұқсайды, жаман емес депрессорлы қасиетіке (мұнайдың қату температурасы 10-30⁰С төмендейді) ие болатын, қанықпаған күрделі эфирлердің негізіндегі сополимерлер.

Диспергаторлар мицеллотүзетін БӨЗ-дың қатарына жатады және жұқа дисперсті жүйенің қалыптасуын қамтамасыз етеді. Осының нәтижесінде, ағыста парафиннің қалқыған күйде болуы және оның ағыспен бірге көтерілу мүмкіндігі артады. Оларға металл тұздары, барлық майлы синтетикалық қышқыл-

дардың тұздары, силикатты-сульфитті ерітінділер, сульфатталған сілтілі лигниндер жатады [59].

Жуу әсері бар ингибиторларға (детергенттер) [64] негізінен мұнайда аз еритін, ионогенді емес, катионды және анионды БАЗ жатады. Жуу әсері бар ингибиторлардың қызметі келесілерден тұрады:

- Ингибитор мұнайда тікелей немесе «су-ингибитор-мұнай» фазасымен әрекеттесу арқылы ериді;

- Қатты жағдайға фазалық өту кезінде БӨЗ алканды блогы парафин түзіліміне енеді және онымен бірге кристалданады;

- Судың бетіндегі фазалардың бөліну аймағында, жабдықтардың қабырғаларында гидрофобты блоктар жиналады;

- Мұнайдың бетінде фазалардың бөліну аймағында гидрофобты блоктар жиналады;

- БӨЗ-дың полярлы катионды және анионды топтары АШПТ дисперсия бөлшектерінің қалыптасуына, өсуіне және мөлшеріне әсер етеді;

- Ұңғыма өнімінің ағынымен қозғала отырып, ингибиторлар парафин түзілімін ұсақ дисперсті күйде сақтайды, ол СКҚ қабырғасынан және мұнай кәсіпшілігінің қондырғыларынан түзілімдердің шайылуын қамтамасыз етеді.

Жуу қасиеті бар ингибиторлар тобына негізінен БӨЗ-тар жатады. Оларға келесі реагенттер кіреді: ХТ-48, 54 және 65 («Петролайт» фирмасы, АҚШ), Коррексит – 7815, 7826 және 7833, Антипар 5-30 және Д-10, Пластол PL-11 және PL-12 (Югославия), ИПС-1 және 2, СНПХ-7000 типті ингибиторлар және т.б.

Аталған реагенттер мұнай және парафин түзілімдеріне қатысты жоғары шаю және асфальтты-шайырлы парафинді түзілімге (АШПТ) қатысты диспергация қасиетіне ие.

Бұл топтың ингибиторларына мына «детергентті-жоюшылар» да жатады: ОП-10, РБД-3,-4 және -5. Детергентті-жоюшылар ретінде суландырғыш-ингибиторлар тобынан суда еритін реагенттер кеңінен пайдаланылады: органикалық сульфаттар, фосфаттар, сульфаноидар және сондай-ақ полиакриламидтер. Детергентті-жоюшылардың кәдімгі түрлерінің әрекет механизмі бойынша суландырғыштарға ұқсайды МЛ-72 және МЛ-80

композициясына жатады. Бұл реагенттер АШПТ жоюшылар және ингибиторлар тәрізді бір уақытта «жұмыс» істейді, сондай-ақ тұрақты эмульсиялардың дезэмульгаторы ретінде де пайдаланылады. Олар тұщы суда ериді. Олардың кемшілігі салыстырмалы түрде жоғары қату температурасы, яғни ол қыс уақытында қолдануды қиындатады.

Тиімділігі жоғары детергентті – ерігіштерді көмірсутектің $C_6 - C_{20}$ парафинді-ароматты қоспасына суландырғыш-ингибитор немесе модификаторларды қосу арқылы аламыз. Оларға Виско-914 және 4700 («Налко» фирмасы, АҚШ), MEN-234, 240, 261 және 262 («Петролайт» фирмасы, АҚШ), Антипар PL-282 және KS-2 және т.б жатады. Бұл реагенттер негізінен көмірсутекті еріткіштерден тұрады, сондай-ақ жоғары молекулалы байланыстар қосылады, олар аралас әсерге ие: диспергациялы-суландырғыш, жуу-суландырғыш, диспергациялы-депрессорлы және т.б.

Монографияда [63] зерттеулер негізінде мұнай кәсіпшілігіне көп функционалды БЭЗ (МЛ-80, ВРК, НМК) композициясы және полиакриламид (ПАА) полимері, полиэтиленоксид (ПЭО), карбоксиметил-целлюлозаны (КМЦ) енгізу болып табылды.

БЭЗ-дың көп функционалды композициясына жоғары молекулалы суда ерігіш полимер қосқанда композицияның физикалық қасиеті өзгереді, ауа-сұйықтық шекарасында беттік кернеу азаяды, мицелло түзудің критикалық концентрациясы азаяды.

БЭЗ-дың көп функционалды құрамында полимер кездесетін композициясын парафинді мұнайға енгізу оның реологиялық қасиетін өзгертеді, сонымен қатар әртүрлі полимерлер әртүрлі әсер береді: ПЭО және КМЦ қоспалары тұтқырлық және шекті кернеуді төмендетеді; ПАА мұнайға серпімділік қасиетін бере отырып, осы параметрлерді біршама арттырады.

БӘЗ композициясының компонентті құрамы

Қоспаның құрамы	Компоненттердің болуы, % (сал)	
	БӘЗ композициялары	полимерлер
БӘЗ+ПЭО	99,95	0,05
композиция	99,95	0,05
БӘЗ+ПАВ	99,5	0,5
композиция		
БӘЗ+КМЦ		
композиция		

НМК+0,5%КМЦ қоспасында 0,1% су ерітіндісін пайдалану дәл осындай НМК 14% ерітінділерге қарағанда АШПТ жуу тиімділігін арттырады.

АШПТ ингибиторлау үшін құрамында полимер кездесетін БӘЗ композициясын қолдану, яғни мұнайға 50г/м³ мөлшерін су ерітіндісі ретінде қосқанда НМК қатысты ингибитрлеудің келесідей сипаттамасы өзгереді:

НМК+0,05% ПЭО қоспасы:

қоспаның 0,1% су ерітіндісі тиімділікті 34% дейін арттырады,

НМК+0,5% КМЦ қоспасы:

қоспаның 0,2% су ерітіндісі тиімділікті 31% дейін арттырады,

қоспаның 0,3% су ерітіндісі тиімділікті 28% дейін арттырады.

Негізінен полимерді енгізу сақтайды, кейбір жағдайда БАЗ негізгі композициясына тиісті сипаттамаларды арттырады. Сонымен қатар полимерлер қоспаға тұтқыр серпімді қасиет береді, ол өңдеу кезінде түптік аймақтың қабатқа әсер етуін толығымен қамтуды арттырады, жоғары тұтқырлықты суланған мұнайды және сумұнай эмульсиясын тасымалдау кезіндегі гидравликалық кедергінің төмендеуі тиімділігін арттырады, парафин – тұз ингибиторлау әдісін жоғарлатады, сондай-ақ АШПТ-ны одан да тиімді шаюға алып келеді.

3.11-кестеде қоспаның ұсынылатын қатынастары салыстырмалы түрде келтірілген, тәжірибелік жолмен анықталған және мұнайды өндірудің технологиялық операциялар кезінде қолданылатын құрамында полимер кездесетін композиция тиімділігін арттырады. БӘЗ құрамында полимер бар, көп

функционалды суда еритін композицияны дайындау қарапайым қоспаларды араластырумен жүзеге асырылады.

«Петролайт» фирмасының ингибиторлары. ХТ-48 және -54, VY-3827 және-3830, RP-969 ингибиторлары 1980 жылдан бастап мұнайды пайдалану кәсіпшілігінде қолданылады.

ХТ-48 ингибиторы оксиэтилденген, оксипропилденген алкилфенол-дардың және ароматты ерітінділердегі жоғарғы аминдердің қоспасы болып табылады. Реагент мұнайда ериді, суда жақсы диспергацияланады. Сыртқы тұлғасы ашық-қоңыр майлы сұйықтық, шамалы иісі бар. Температурасы 15°C өнімнің тығыздығы 925-930кг/м³ құрайды, қайнау температурасы 160°C-дан басталады, жарқырау 32°C, кату температурасы – 40°C. Тиімділіктің зертханалық бағалауы оны кең ауқымда қолдануға болатынын көрсетті. Ингибитордың мұнайдағы мөлшері 0,005-0,025% құрайды.

Тәжірибе-кәсіпшілік жағдайда ХТ-48 ингибиторының әртүрлі технологиялық қолдануы зерттелді. Ең тиімді технология ол құбыраралық кеңістік арқылы мұнайға мөлшерленген жерасты сорап арқылы үздіксіз ингибиторды беру болып табылады, бұл технология бойынша қондырғылардағы парафин түзілімдерін кезеңді түрде көмірсутекті еріткіштермен тазартып отырады.

ХТ-54 ингибиторы өзінің химиялық құрамы бойынша оксиалкилирлі алкифенолдар, жоғарғы аминдар, ароматты ерігіштің сульфоцилдарының күрделі қоспаларынан тұрады. Оның тиімділігі ХТ-48 ингибиторына қарағанда жоғары.

Бұл ингибиторды АШПТ күрес кезінде қолдану ұңғыманың тазарту аралық жұмыстарының периодтылығын 2-3 есе арттырады.

Бұл типті реагенттер тек қана парафин түзілудің ингибиторы емес, сондай-ақ құрамындағы ароматты көмірсутектердің болуы себебінен АШПТ диспергаторы болып табылады. «Петролайт» фирмасының ингибиторларының ең басты кемшілігі ол қысқы уақытта, температура төмен болған жағдайда, олардың тұтқырлығының артуы.

ХТ типті реагенттерді газ факторы ($G_f > 30 \text{ м}^3/\text{м}^3$) жоғары кенорындарда пайдаланған уақытта мұнайшылар тазарту аралығының кезеңділігін арттыра алмады. Мұның себебі құбыр

және түзілім аралығындағы сұйық қабықшаны газбен ығыстыруы, сонымен қатар түзілімдердегі қатты фазаны сипаттайтын бөлшектердің қатты байланысын берік жасау болып табылады.

Парафин түзілімдерінің СНПХ-7000 типті ингибиторлары.

Соңғы жылдары БАҚ «НИИнефтепромхим» (Татарстан) парафин түзілімдерінің СНПХ-7000 типті ингибиторларын кең көлемде өндіруде, олар жуу әсері бар (детергенттер) ингибиторлар қатарына жатады [99]. Химиялық құрамына байланысты осы типтің ингибиторлары ионогенді емес, катионды, анионды және амфотерлі БӨЗ-дың ароматты еріткіштермен күрделі қоспасы болып табылады. Төменде олардың кей біреуінің қасиеттері келтірілген.

СНПХ-7214 ол Нефрас А 120/200 еріткішіндегі оксиалкилденген алкифенолдың әртүрлі қоспаларын сипаттайды. Жерасты қондырғыларында және құбырларда органикалық сипаттағы түзілімдердің алдын алу үшін арналған. Тығыздығы 950-960 кг/м³. Тұтқырлығы 20⁰С да 3,2мПа*с тең. Қату температурасы – 60⁰С. Өрт қауіптілігі жағынан бұл ингибитор 3-ші разрядты тез тұтанатын сұйықтықтар (ТТС) тобына жатады.

СНПХ-7215М ол ароматты еріткіштегі оксиалкилденген алкифенолдың құрамында азот қоспасы бар түрінде сипатталады. Түсі ашық-сарыдан ашық-қоңырға дейін кездесетін мөлдір сұйықтық. Мұнайда ериді, суда диспергацияланады. Тығыздығы 957 кг/м³. Қату температурасы – 40⁰С. Тез тұтанатын сұйықтық. Жарқыл температурасы 49⁰С, өздігінен тұтану температурасы 411⁰С.

СНПХ-7401 ароматты еріткіште фосфат қоспасы бар этиленнің блоксополимер оксиді және пропиленмен сипатталады. Мұнайда жақсы ериді, суда эмульгацияланады. Температурасы 20⁰С болғанда тығыздығы 956кг/м³ тең. Қату температурасы – 40⁰С, тұтқырлығы 61мПа*с. Өрт қауіптілігі бойынша – 3-ші разрядты ТТС. Жарқыл температурасы 50⁰С, өздігінен тұтану температурасы 398⁰С.

Мұнайға қарағанда реагенттің тығыздығының жоғары болуы ұңғыма сағасынан құбыраралық кеңістікке дейін мөлшерлеуге арналған технологияны қолдануға мүмкіндік береді. Реагенттердің қабат суында қатысты түрде ерімейтіндігі

оның тек мұнай фазасымен әсерлесуін қамтамасыз етеді, яғни сонымен ингибитордың шығымын азайта отырады. Реагенттердің қабат суында эмульгацияланатына олардың жұмысының сусыз және суланған мұнайда да тиімділігінің артуына алып келеді.

СНПХ-7000 ингибиторларының ең жақсы қолдану шарты ол мұнайға үздіксіз реагенттің (50-100 г 1т мұнай үшін) мөлшерін беру болып табылады. Периодты түрде мөлшерлеу мүмкін, 2-3 тәуліктен кейін, 1 тонна мұнайға 100-250 г мөлшерленеді. СНПХ-7000 типті ингибиторды рационалды түрде беру ол ұңғымадағы құбыраралық кеңістіктегі сұйықтықтың деңгейіне байла-нысты.

Ингибиторлардың жуу қасиеті құбырлар және сыйымдылықтардың бетіндегі жиналып қалған түзілімдердің біртіндеп жойылуына алып келеді. Ингибиторлар орташа токсикологиялық қасиетке ие. Олар мұнайды қайта өңдеу үрдісінің және мұнай өнімдерінің сапасына әсер етпейді. СНПХ-700 ингибиторларын игеру және тәжірибелік-кәсіпшілік сынамалау қазіргі уақытқа дейін жалғасуда.

СНПХ-7801 және -7821 ингибиторлары асфальт-шайырлы типті мұнайды пайдаланып және тасымалдағанда мұнай кәсіпшілігінің қондырғыларында және құбырлардағы АШПТ түзілуінің алдын алу үшін арналған. Реагенттердің су ерітіндісі мұнай кәсіпшілігінің қондырғыларын жуу кезінде түзілімдерді жою үшін қолданылады. СНПХ-7801 үш модификацияда шығарылады: СНПХ-7801А, -7801В (қысқы үлгісі) және -7801Б (жазғы үлгі). Ингибиторды тиімді мөлшерлеу 1 тонна игерілген мұнайға 150-200г аспайды. Оларды қолдану қондырғыны жұмысының аралық тазалау периодтылығын 2-4 есе арттырады.

СНПХ-7909 және -7912М ингибиторлары БЭЗ-дың және органикалық еріткіштердің композициялық қоспасын сипаттайды. Олар парафинді және жоғары шайырлы мұнайды тасымалдағанда және пайдаланғанда мұнай кәсіпшілігінің қондырғылары және құбырлары АШПТ түзілуінің алдын алу үшін арналған. Реагенттерді беру үздіксіз түрді жүреді және периодты түрде 1т мұнайға 50-200г мөлшерде қосып отырады. СНПХ-7912М реагенті жоғары мұнай эмульсиясын тасымалдағанда тұтқырлықты төмендетеді, сонымен қатар

мұнайды жинау және дайындау жүйесін сусыздандыру үрдісінде өте тиімді.

СНПХ-7920 реагенті мұнай кәсіпшілігінің қондырғыларында АШПТ-ң және парафинді гидратты тығындардың түзілуінің алдын алу үшін арналған. Реагентті беру үздіксіз жүргізіледі немесе периодты түрде 1т алынатын сұйықтыққа 150-200г мөлшерінде қосу қажет, ол аралық тазалау периодтылығын 2-4 есе арттыруды қамтамасыз етеді.

СНПХ-7920М және -7941 реагенттері жинақты әсері бар парафин түзілімінің ингибиторы болып табылады. Біріншісі, күкіртсутекті ортаның әсерінен болатын ұңғымалардағы және жерасты қондырғыларындағы коррозия үрдісін қосымша бәсеңдетеді, және де бактериялардың көбеюін тежейді. Екіншісі, ингибиторлық және коррозияға қарсы қасиетінен басқа, деэмульгациялау қасиетіне ие.

СНПХ-7941 парафин түзілімінің ингибиторы – жинақты әсері бар реагент. Ол қондырғыны АШПТ түзілуінен қорғап қоймай, сонымен қатар біруақытта құбыр ішіндегі деэмульсияны жүзеге асырады және мұнай жинау және қабат қысымын ұстап тұру қондырғыларын коррозиядан қорғайды.

3.3.4.1. Ингибиторды берудің технологиялық сұлбасы

Технологиялық сұлба ұңғыманы пайдалану әдісі арқылы анықталады және үздіксіз немесе кезеңді түрде жүзеге асуы мүмкін. Ингибиторды үздіксіз беру жербеті қондырғылары немесе тереңдік мөлшерлегіш қондырғының көмегімен жүргізеді. Кезеңді түрде беруді гидростатикалық әсері бар қондырғы немесе сорапты агрегат арқылы іске асырады.

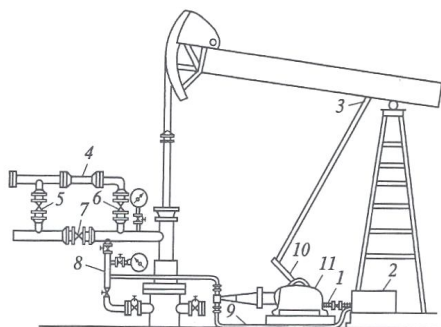
Ингибиторды жерүсті мөлшерлегіш арқылы ұңғыманың құбыраралық кеңістігіне: фонтанды, газлифтілі, сонымен қатар ортадан тепкіш электр немесе штангалы сораптармен жабдықталған ұңғыларға береді. Тереңдік мөлшерлегіш қондырғыны штангалы сораппен жабдықталған ұңғымаларда сорапты компрессорлы құбырдың соңғы бөлігіне орналастырып, пайдаланады.

Ингибитор, мұнайға өз фазасымен құбыраралық кеңістік арқылы түсіп, ақырын ұңғыма оқпанымен төмен түседі, содан

кейін қабаттан келіп түсетін өнімнің ағынымен қосылады, араласады, және АШПТ бірге әрекет жасайды. Периодты беру жағдайында ингибитордың төмен түсу уақыты және мөлшерлеу кезеңділігі окпанның биіктігіне және құбыраралық кеңістіктегі газсұйық қоспаның құрамына тәуелді. Негізінен, құбыраралық кеңістікте мұнайдың деңгейі артқан сайын ингибитордың түсу уақыты, сондай-ақ мөлшерлеудің мүмкін кезеңділігі артады.

Реагенттерді ұңғымаға әртүрлі әдіспен берудің технологиялық тиімділігін бағалау мақсатымен, мамандардың жүргізген зерттеу нәтижесі бойынша бұл әдістің тиімділігі аз болып саналады.

Құбыраралық кеңістікке мөлшерлеп беру автономды мөлшерлегіш сорап арқылы да, тербелмелі қондырғы берілісі арқылы да іске асады. 3.33-суретте сорапты-мөлшерлеуіштің тербелмелі-қондырғының балансирінің берілісінен монтаждау сұлбасы келтірілген, ол 3 тяга (тартқыш) және 10 кривошиптен тұрады, яғни балансирмен байланысты және сораптың поршеніне қайтарымды-ілгері қозғалысын хабарлап отырады. 2 сыйымдылықтан реагент айдау сызығы 9 арқылы ұңғыманың құбыраралық кеңістігіне беріледі. Сораптың максимальды өнімділігі 0,4л/сағ. (9,6л/тәул) құрайды. Концентрацияланған ингибиторды бергенде сұлба кейбір көлемді қайтадан 2 сыйымдылыққа құю есебінен мөлшерді азайту мүмкіндігін береді.



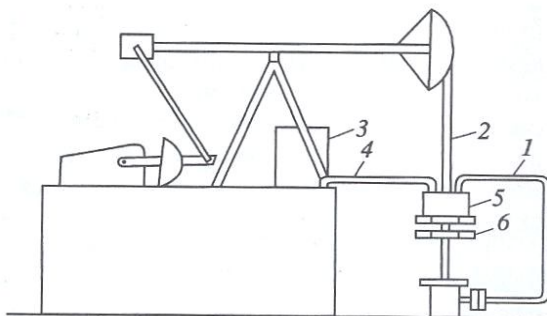
3.33-сурет. Тербелмелі қондырғы жетегімен сағалық мөлшерлегіш
1 – қабылдағыш құбыр, 2 – ингибиторы бар сыйымдылық, 3 – шатун,
4- катушка, 5, 6, 7 – ысырмалар, 8 – сұйықты құбыраралық кеңістікке
жіберу сызығы, 9 – айдау сызығы, 10 – кривошип, 11 – сорап-
мөлшерлегіш

3.34-суретте тұтқырлы эмульсияны, сонымен қатар өте қымбат химиялық реагентті айдағанда қолдануы тиімді болатын арқанды алқаны бар мөлшерлеуіштің сұлбасы көрсетілген. Осы мөлшерлеуіштің қызметінің негізінде тұтқыр эмульсияны айдап шығару уақытында «тоқтап тұру» әсері жатыр.

Дәл осы уақытта арқанды алқада құрастырылған және ол цилиндр, поршень, сору және айдау клапандарынан тұратын, мөлшерлегіш сорап арқылы реагентті беру басталады.

Сораптың поршені штангалар тізбегімен, цилиндр-арқанды алқамен байланысқан. Штанганың «тоқтап тұру» кезінде цилиндрдегі поршеньнің қозғалысы қалып жүреді, оның әсерінен реагент цилиндрден айдау құбырына және ұңғыманың құбыраралық кеңістігіне ығысады.

Балансирдің басы жоғары қарай қозғалғанда, арқанды ілгіштің траверсіне қатысты, цилиндрде жоғарыға ауысады да сиретілу тудырады.



3.34-сурет. Ұңғымаға сұйық реагенттерді беруге арналғын қондырғы
1 – айдау құбыры, 2 – арқанды алқа, 3 – сыйымдылық, 4 – сору
құбыры, 5 – мөлшерлегіш сорап, 6 – арқанды алқаның траверсі

Осының есебінен сыйымдылықтағы реагент цилиндрге келіп түседі.

АШПТ-нің алдын алудың мүмкін химиялық әдістерінің бірі қабатқа ингибитор айдау болып табылады, ол табиғи мөлшерлегіштің рөлін атқарады. Ингибиторды қабатқа айдаудан бұрын ҚТА-ң (қабаттың түп аймағы) қасиетін нашарлаудан

сақтау үшін түп аймақты лас заттардан тазарту қажет. Ең тиімді әдіс ол химиялық реагентті сораптың қабылдағышына тікелей беру болып табылады. Осы мақсатта әртүрлі құрылымды және қызметі де өзгеше ұңғымалы мөлшерлегіштер құрастырылған.

3.3.4.2. Еріткіштерді пайдаланып депарафинизациялау технологиясы және тәсілдері

Ұңғымаларды және қондырғыларды бір ретті өңдеу технологиясы негізінен пайдаланылатын еріткіш түріне байланысты. Бірақ бұл технологияның көп элементтері сапалы түрде жалпы сипаттамаға ие [63]. Өңдеу үрдісі әдетте келесі операциялардан тұрады.

Өңдеу объектісін таңдау (ұңғыма, лақтыру желісі) үшін пайдаланудың динамикалық көрсеткіштерін, АШПТ жоюдың жұмыс жоспарын таңдауды, АШПТ нақты түзілу периодын және т.б. ескереді.

Реагентті таңдау АШПТ құрамы және қасиетіне байланысты зертханалық зерттеулердің негізінде, анықтамалық фондты және реагенттің регламенттеуші материалын зерттеп, реагентті алудың нақты мүмкіндіктеріне және сәйкес техникаға сүйеніп жүргізіледі.

Тәртіпті жоспарлау директивті және регламенттеуші материалдар, нұсқаулар және ұсыныстар негізінде өңдеу. Сонымен қатар анықтайды: еріткіштің және буферлі сұйықтықтың айдау көлемін, жылыту температурасын, АШПТ әсер ету аймағында реагентті ұстау уақытын.

Техниканы орналастыру жоспары бойынша, реагенттің типіне және өңдеу тәртібіне байланысты орналастырады. Сонымен қатар буферлі агрегатты, автоцистерналарды және ұңғыма сағасындағы барлық техниканы жалғайды және байлайды.

Өңдеудің өзін есептеген мөлшерде еріткішті және буферлі сұйықтықты айдау арқылы жүргізеді. Реагентті берілген уақыт ішінде өңделетін жолақта ұстап тұру қажет.

Жұмыс аяқталған соң ұңғыманы немесе тағы басқа объектіні іске қосады.

Негізінен АШПТ ең тиімді тазалау электровинтті сораптармен жабдықталған ұңғымаларда жүреді, себебі электроқозғалтқыштар мен кабельдерді зақымдаудан сақтау үшін жылумен өңдеуге тиым салынған.

ШҰСҚ мен жабдықталған ұңғымаларда, еріткіштерді 500м төмен, түзілген парафинді жою үшін қолданылады, онда ыстық жуушылардың тиімділігі төмен. Пайдалану тізбегінің қабырғасынан АШПТ жою үшін еріткіштер ең тиімді құрал болып табылады.

Еріткіштерді лақтыру желісін және мұнай жинау коллекторларын парафинсіздендіру үшін де қолданады. Лақтыру желісін парафинсіздендіру үшін тазарту аралығын еріткішпен қажетті көлемде толтырып, 3-4 сағат ұстап тұрады, кейін ұңғыма жұмысын қайтарады. Кәсіпшілік тәжірибеде 1км лақтыру желісіне шамамен 5м³ еріткіш шығындалады.

Ұңғымаларды еріткіштер арқылы парафинсіздендіру технологиясы келесідей түрлерден тұрады.

1. Парафиндену дәрежесіне байланысты құбыраралық кеңістікке 5-10 м³ еріткіш айдайды, сосын мұнаймен еріткіште СКҚ қарай ығыстырады (жұмыс істеп тұрған ұңғымада). Сонымен қатар, ығыстырушы сұйықтық көлемін есептеу, яғни СКҚ мен ерітіндіні толтырғанда оның бір бөлігі қалатындай түрде жүргізіледі. Еріткіштің қалдық мөлшері сораппен алынады, ол СКҚ парафин түзілімдерінен сапалы түрде тазалауға әсер етеді.

2. Еріткіш көлемінде 1,5-2,5 есе парафиндеоген СКҚ бөлігінен артық болу керек, оны құбыраралық кеңістікке құяды, және ұңғыма айналмалы циркуляциямен іске қосылады: «сорап – СКҚ – саға – құбыраралық кеңістік – сорап». Осы әдісте еріткіш парафин түзілімдерін жою үшін толығымен пайдаланылады.

Өңдеу алдында ұңғыманың өнімділігін есептейді, сағадағы және лақтыру желісіндегі қысым көрсеткіштерін алады, немесе станоктың балансирінің басына түсетін күшті өлшейді, егер ШҰСҚ қолданылса (фонтандауда СКҚ шаблондау жүргізіледі).

4. БЕЙОРГАНИКАЛЫҚ ТҰЗ ТҮЗІЛІМНІҢ АЛДЫН АЛУ ЖӘНЕ ЖОЮ ӘДІСТЕРІ

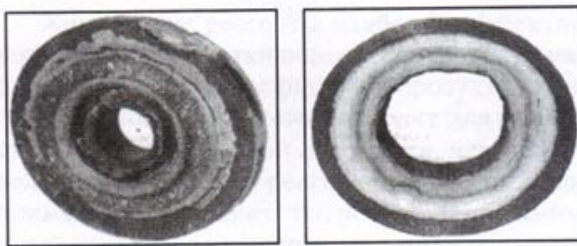
4.1. Мұнай өндіру кезінде тұз түзілімдерінің пайда болу мәселелері

Мұнай кенорындарын игерудің қазіргі әдістері, әсіресе тұщы және минералды су айдау арқылы қабат қысымын ұстау әдісі қабат пен мұнай кәсіпшілігінің құрылғыларында қатты бейорганикалық тұздардың пайда болуына әкеледі. ПЗП-да, өндіруші ұңғылар мен мұнай жинағыш коммуникацияларда жиналған тұз түзілімдері ұңғының жұмыс режимін бұзып, қымбат құрылғыларды істен шығарып, қиын жерасты жұмыстарына, нәтижесінде мұнайдың елеулі жоғалымдарына әкеледі. Алдағы қатарлы американдық мамандардың бағалауы бойынша мұнай құрылғылары мен ұңғыдағы тұз түзілімдерінің шығыны 1 млрд-тан асып кетеді.

Тұз түзілуінің мәселесі глобальді сипатқа ие және әлемнің көптеген ірі мұнайлы елдерінде байқалған: Ресей, Қазақстан, АҚШ, Канада, Ұлыбритания (Солтүстік теңіз акваториясында), Оңтүстік Америка, Африка, Оңтүстік-Шығыс Азия, Таяу Шығыс (Суэц каналы маңы) және басқа да аймақ елдерінде.

Қазақстанда бұл мәселе Өзен, Жетібай, Қаламқас, Құмкөл, Қаражанбаста бар.

Тұз жиналуы пайдаланудың кез келген әдістерінде, көбінесе, суланған өнімнің негізгі бөлігін өндіретін механикалық әдісте болады. СШНУ мен УЭЦН құрылғыларымен мұнай өндіруде көбінесе кері әсерлер болады. Сораптар бетіндегі бейорганикалық тұздар олардың тез тозуына, УЭЦН валы мен СШНУ плунжерінің сыңалануына, сонымен бірге жұмыс дөңгелектерінің бұзылуына әкеледі (сурет 4.1).



4.1-сурет. ОТЭС жұмыс дөңгелегінде және СКҚ-да тұздардың түзілуі

Бұл жағдайларда механикаланған ұңғы қорының жұмысының жөндеу аралық кезеңі төмендейді. Тұз түзілімдері сонымен бірге жербетілік құрылғыда, топтық өлшеуіш құрылғыларда, мұнай жинағыш коллекторлар мен мұнайды дайындау жүйелерінде де кездеседі.

Өнімді қабаттардың құрылымының геология-физикалық ерекшеліктерінің, қабат флюидтері құрамының және қабат қысымын ұстау үшін қолданылатын су типтерінің әртүрлілігі құрылғы бетінде түзілімдердің пайда болу себептерін, сонымен бірге олардың әртүрлі кенорындар үшін құрамдарының әртүрлілігін алдын ала анықтайды.

Бейорганикалық тұздар құрамы бойынша үш негізгі топқа бөлінеді: сульфатты, карбонатты және хлоридті. Батыс Сібір кенорындарына карбонатты, Орал-Поволжск ауданына – сульфатты түзілімдер тән. Хлоридті түзілімдер мұнай өндіру кезінде жиі кездеседі.

Өзен және Жетібай кенорындар түзілімдерінің құрамына кальций мен магнийдің карбонаттары, кальций, барий, стронций сульфаттары, кремний оксиді, хлорлы натрий мен калийдің кішкене мөлшері, темір оксидтері, т.б. кіреді (кесте 4.1).

4.1-кесте

Ұңғылардың тұзды түзілім құрамы (Өзен және Жетібай кенорындары)

Ұңғы, сынама алу орны	Тұнба құрамы					
	CaCO ₃	CaSO ₄	BaSO ₄	NaCl	Органи- калық қосы- лыстар	SiO ₂ және басқа- лар
Өзен кенорны						
Ұңғы 229,СКҚ, тереңдігі 1300м	2,9 94,4	17,0 0,2	75,9	0,5	1,6 3,2	2,1 2,2
Ұңғы 607,СКҚ, тереңдігі 100м	66,2 90,3	21,1	7,2	0,1 6,3	2,9 3,2	2,5 0,2
Ұңғы 607,СКҚ, тереңдігі 650м						
Ұңғы 1158, саға						
Жетібай кенорны						
Ұңғы 407,СКҚ, хвостовик	0,5	26,4	66,9	0,1	0,6	5,5
Ұңғы 503,СКҚ, тереңдігі 160м	97,0 93,6	2,0			2,7 4,2	0,3 0,2
Ұңғы 503,СКҚ, тереңдігі 400м	44,7 1,1	19,5 5,5	24,1 89,0	4,1	7,0 2,2	0,6 2,2
Ұңғы 503,СКҚ, тереңдігі 2000м	- 90,7	-	93,4	3,3 1,0	1,4 0,3	1,9 1,0
Ұңғы 408, ШТСҚ “Спутник”						
Ұңғы 773,СКҚ*						
*-түзілім құрамына Fe ₂ O ₃ және коррозия өнімдері кіреді.						

Маңғышлақтың газлифтті кенорындарындағы тұз түзілімдерінің анализі СКҚ-дың төменгі бөлігінде кальций мен барий сульфаттары, ұңғы сағасы мен лақтырмалы линияларда – кальций мен магний карбонаттары көп екенін көрсетті. 600-800 м (Өзен) және 1500-1600 м (Жетібай) тереңдіктерде бірдей дәрежеде карбонатты және сульфатты тұздар болуы мүмкін.

Жалпы жағдайда тұз түзілімдері мономинералды болмайды және минералды да, органикалық та бөліктен тұратын петрографиялық күрделі құрамнан тұрады.

Тұз түзілімдерінің органикалық құрамына ароматты көмірсутектер, асфальтендер, смолалар, тығыз жүзбелі парафиндер мен күкіртті байланыстар кіреді. Тұз түзілімдерінен экстрагирленген органикалық байланыстардың химиялық құрамы мен қасиеттерін И. З. Ахметшина, Р. А. Бочко, Л. Х. Ибрагимов зерттеген. Кенорын бойынша түзілімдердің құрылымында адсорбты және кристалды байланысқан органикалық байланыстар бар. Тұз түзілімдерінде моноядролы алмастырылған ароматты көмірсутектер кездеседі. Спирт пен карбон қышқылдары да бар. Адсорбты (қабырғалық) қабаттарда мұндай көмірсутектер аз. Нафтенді көмірсутектер кездеспейді.

Құрылымына байланысты келесі тұз түзілімдері бар [30,2].

I. *Тығыз микро- және ұсақкристалды.* Бүйірлік қимасында мұндай түзілімдердің жеке қабаттарын бөлу мүмкін емес, өйткені түзілімдер ұзындығы 5 мм-ге дейінгі салыстырмалы біртекті кристалдар түрінде. Бұл түзілімдер кейбір жағдайларда қақ түзетін сипатқа ие болады. Бұл түрдің шөгінділері негізінен УЭЦН-нің дөңгелектерінде (4.1-сурет), клапандар мен қабылдау сораптарында, штангаларда, ысырмаларда пайда болады.

Мұнайды сусыздандару құрылғыларындағы жылуалмас-тырғыштардың құбырларында түзілетін жоғары температуралы шөгінділер осыған ұқсас құрылымға ие.

II. *Қатты және сұйық көмірсутектері бар орта өлшемді кристалдары басым тығыз.* Үлгінің бүйірлік қимасында келесі қабаттар жақсы ажыратылады:

- қабырғалық – қалыңдығы 3-5 мм ұсақ түйірлі;
- орташа, қалыңдығы 5-12 мм болатын призмалы немесе ине тәрізді кристалдар басым. Кейде қалыңдығы 15-18 мм ине тәрізді ірі кристалдар да кездеседі.
- сыртқы, араларындағы кеңістік ұсақ кристалдармен толырылған ірі және орта кристалдардан тұрады.

Мұндай кристалдар СКҚ мен өндіруші ұңғымалардың сағалық құрылғыларында байқалады.

III. Тығыз ірі түйіршікті. Ұзындығы 12-25 мм ірі ине тәрізді кристалдардан тұрады. Олар каркас түзеді, араларында ұсақ тұз кристалдары мен көмірсутекті байланыстар болады. Бұл түзілімдердің бүйірлік қималарында тығызырақ қабырғалық қабық болады, олардың ұзару шамасына қарай ірі кристалдар көбейеді. Кей жағдайларда СКҚ-да негізінде ұсақ кристалды ұзындығы 20-27 мм ірі жалғыз кристалдар болады.

Тұз түзілімдерінің микроқұрылымы мен зоналық құрылымы аналық ерітіндінің қаныққандылығымен, сандық және сапалық құрамы, гидродинамикалық және термобаралық шарттарымен анықталады.

4.2. Тұз түзілімдерінің пайда болу шарттары мен себептері

4.2.1. Тұздардың суда еруі және олардың шөгілу шарттары

Мұнай кенорындарын игеру кезіндегі тұз түзілімінің пайда болу себептерінің негізгі жағдайларын қарастырайық. Қабат және мұнайдағы ілеспе су әртүрлі химиялық құрамдағы суда ерігіш тұздардың күрделі ерітінділерінен тұратыны белгілі. Қабат суларында негізгі компоненттерден басқа аз мөлшерде көмірсутекті газдар, CO_2 , N_2 , H_2S сияқты газ тәрізді заттар да бар.

Ерітінді шекті немесе тепе-тең концентрацияға дейін жеткенше қатты зат ерітінді де ери береді.

Сулы ерітінділер ұзақ уақыт бойы қатты шөгінділер бөлмесе тұрақты деп аталады. Барлық біртекті ерітінділер тұрақты деп саналады. Заттардың шөгуі қаныққан ерітінділердің концентрациясы бір себептермен шекті ерігіштігінен (тепе теңдік концентрация) асып кетуі де болады.

Заттың суда ерігіштігі әдетте 100 г (1 л) таза суда белгілі температура мен қысымда еритін сусыз зат массасымен (г) бөріледі.

Қабат суларында көбірек тараған тұздардың 18°C -та таза суда ерігіштігі келесі мәндерге ие:

Галит (NaCl)	328,6	Хлорлы магний (MgCl_2)	558,1
Сусыз натрий сульфаты	168,3	Күкіртқышқылды магний	354,3

(Na ₂ SO ₄)	(MgSO ₄)	
Сусыз табиғи сода 193,9	Хлорлы кальций (CaCl ₂)	731,9
(Na ₂ CO ₃)	Гипс (CaSO ₄ ·2H ₂ O)	2,0
Хлорлы калий (KCl) 329,5	Кальцит (CaCO ₃)	0,063
Күкіртқышқылды калий 111,1	(K ₂ SO ₄)	
Көмірқышқылды калий 1080,0	(K ₂ CO ₃)	

Ерітінділердегі тұзды байланыстардың ерігіштігін олардың еру туындысы бойынша қарайды (L). Егер химиялық формуласы бар K_xA_y зат $K_xA_y \leftrightarrow xK^{y+} + yA^{x-}$ теңдеуі бойынша ерітіндіде диссоцияланатын болса, онда еру көбейтіндісі келесідей:

$$L_{K_xA_y} = (a_K)^x (a_A)^y, \quad (4.1)$$

мұндағы, a_K және a_A – K катион мен A анионның қаныққан ерітіндідегі активті концентрациялары, г-ион/л

Ерігіштіктің L туындысы физика-химиялық өлшемдер анықтамаларында келтіріледі және температура мен қысымның әртүрлі мәндерінде, әртүрлі химия құрамындағы осы заттың әртүрлі минерализациядағы судағы қаныққан ерітінділерінің химиялық анализі негізінде экспериментті түрде анықталады.

Осы ерітінді үшін қаныққан немесе қанықпағандығына тәуелсіз химиялық анализ нәтижесі бойынша, еріген заттың иондарының активті концентрация туындысының мәнін есептеуге болады:

$$PP_{K_xA_y} = (a_K)^x (a_A)^y \quad (4.2)$$

Қаныққан ерітіндіде $PP=L$, қанығып үлгермеген ерітіндіде $PP<L$, қатты қаныққанда $PP>L$. Соңғы теңсіздік аса қаныққан ерітінділердің жағдайын анықтайды және еріген заттардың шөгілуінің негізгі шарты болып табылады. Соңында, бұл теңсіздіктің шешіміне мұнай өндірудегі тұз түзілімдерінің пайда болуын болжайтын барлық негізгі әдістер келеді.

Ионның активті концентрация (активтілік) түсінігінің енгізілуіне байланысты, ерітіндідегі барлық иондардың электростатикалық өзара әсерлесу күштерін ескереді. Ионның активтілігі осы ионның концентрациясының туындысының оны активтілік коэффициентіне қатынасына тең.

(4.1) және (4.2) формулалардың оң жақтарын келесі түрде жазуға болады:

$$(\alpha_K)^x (\alpha_A)^y = (m_K)^x (y_K)^x (m_A)^y (y_A)^y \quad (4.3)$$

Активтілік коэффициенті иондардың әсерлесу дәрежесін, ионды ассоциациялар, ионды тебілісті көрсетіп, минерализация мен температураның функциялары болады. Дебай – Хюккей теориясына сай жоғары минерализациялы ерітінділердегі активтілік коэффициенті мына формуламен анықталады:

$$\lg y = \frac{-Az^2\sqrt{\mu}}{1+dB\sqrt{\mu}} + C\mu \quad (4.4)$$

мұнда А, В – белгілі термобаралы шарттардағы ерігіштікті сипаттайтын тұрақтылар (4.2-кесте); d ионның орташа тиімді диаметрі (4.3 -есте); μ – ерітіндінің ионды күші; z – ион валенттілігі; С – судың диэлектрлік өткізгіштігінен, иондар гидратациясы дәрежесінен сипаттайтын факторлардан тәуелді коэффициент (кесте 4.4).

4.2-кесте

Әртүрлі температураларда А,В тұрақтылардың мәндері

T, °C	A	B·10 ⁻⁸	T, °C	A	B·10 ⁻⁸	T, °C	A	B·10 ⁻⁸
0	0,4918	0,3248	25	0,5115	0,3291	50	0,5373	0,3346
5	0,4952	0,3256	30	0,5161	0,3301	55	0,5432	0,3358
10	0,4989	0,3264	35	0,5211	0,3312	60	0,5494	0,3371
15	0,5028	0,3273	40	0,5262	0,3323	70	0,5625	0,3397
20	0,5070	0,3282	45	0,5317	0,3334	80	0,5767	0,3426

А және В тұрақтыларын, сонымен бірге d-ны Lange's handbook of chemistry 1992 кітабынан алған.

Ерітілген ерітінділерде әдетте формуланың екінші бөлігін ескермейді, келесі түрде:

$$\lg y = \frac{-Az^2\sqrt{\mu}}{1+dB\sqrt{\mu}} \quad (4.5)$$

Ерітіндінің иондық күшін:

$$\mu = 0,5(m_1z_1^2 + m_2z_2^2 + \dots + m_nz_n^2) \quad (4.6)$$

m – судың г-ион/кг-дағы иондар концентрациясы (моляльдігі).

4.3-кесте

Иондардың тиімді диаметрлері

Иондар	Тиімді диаметр, $d \cdot 10^{-8}$, см
K^+ , Cl^- , Br^- , I^-	3,0
OH^- , Fe^{2+} , HS^-	3,5
Na^+ , HCO_3^- , $H_2PO_4^-$, HSO_3^- , Hg^{2+} , SO_4^{2-} , $H_2PO_4^{2-}$	4,0-4,5
Sr^{2+} , Ba^{2+} , CO_3^{2-}	5,0
Ca^{2+} , Cu^{2+} , Fe^{2+} , Ni^{2+} , CO^{2+}	6,0
Mg^{2+} , Be^{2+}	8,0
H^+ , Al^{3+} , Cr^{3+}	9,0

4.4-кесте

Әртүрлі температураларда C коэффициентінің мәндері

Температура, $^{\circ}C$	25	100	175	200	300
C коэффициенті (Хелгесон бойынша)	0,041	0,046	0,050	0,047	0,0
* Концентрация есебі г-ион/кг					

0,1-ге дейінгі сулы ерітінділердің ионды күшінің диапазонында Килландром иондарының әртүрлі тиімді диаметрлері үшін активтілігінің есептік коэффициенттері берілген (кесте 4.5).

4.5-кесте

25 $^{\circ}C$ кезінде сулы ерітінділер үшін ион белсенділігінің коэффициент мәндері

Ионның тиімді диаметрі, $d \cdot 10^{-8}$, см	Ерітіндінің иондық күші μ , г-ион/кг						
	0,001	0,0025	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1
Бірвалентті иондар үшін							
3	0,964	0,945	0,925	0,899	0,84	0,805	0,755
4	0,964	0,947	0,927	0,901	0,855	0,815	0,77
5	0,964	0,947	0,928	0,904	0,865	0,83	0,79
6	0,965	0,948	0,929	0,907	0,87	0,835	0,8
9	0,967	0,95	0,914	0,914	0,88	0,86	0,83
Еківалентті иондар үшін							

4	0,867	0,803	0,74	0,66	0,545	0,445	0,355
5	0,868	0,805	0,744	0,67	0,555	0,465	0,38
6	0,87	0,809	0,749	0,675	0,57	0,485	0,405

Жоғары минералданған концентрациялы ерітінділер үшін есептер қиындайды және практикада экспериментті анықтаулардың берілгендерін қолданады.

4.2.2. Лесне сулардың қанығуының негізгі себептері

Қаныққан ($PP=L$) немесе қанықпаған ($PP<L$) тұрақты ерітінділер қатты қаныққан ($PP>L$) күйге сол жақтың өсуімен (иондардың нақты концентрациясының артуы) не оң жақтың азаюымен (ерігіштік туындысының төмендеуі) есебінен болады.

Иондардың нақты концентрациясының өсуі (қатты қаныққан ерітінділердің алғашқы шарты) төмендегі факторлардың әсерімен болады:

- Су-еріткіш буланғанда (жойылғанда) концентрация артады;

- Әртүрлі құрамды сулар араласқанда концентрация артуы мүмкін. Араласуға дейін әр су тұрақты болды, бірақ араласқаннан кейін қоспадағы кейбір иондардың концентрациясының туындысы сәйкес байланыстың ерігіштігінің туындысын басып өтетін, және ол шөгілетіндей жағдайлар болуы мүмкін. Араласу кезінде шөгілуге бейім сулар үйлесімсіз деп аталады;

- Жерасты суларының кейбір иондарға байытылуы тау жыныстарының еруі (сілтіленуі) есебінен, сонымен бірге бұрын еркін жағдайда немесе мұнайда еріген күйде болған газдардың суда еруінен болады.

- Ерігіштіктің туындысының төмендеуі (қатты қаныққан ерітінділердің пайда болуының екінші шарты) үш процесс нәтижесінде болады:

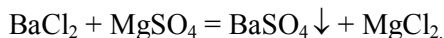
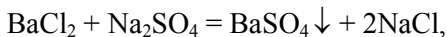
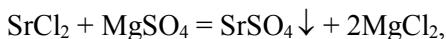
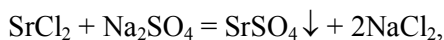
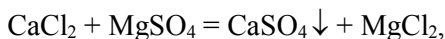
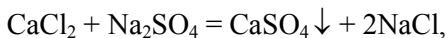
- Қабаттағы, ұңғымадағы және жерүсті коммуникацияларда мұнай шоғырларын игеру, өнімді шығару және тасымалдау процестеріндегі температура мен қысымның өзгеруі;

- Термобаралық шарттардың өзгеруіндегі судың газсыздалуы;

– Жалпы минерализация мен осы заттың құрамына кірмейтін судағы ион құрамының өзгеруіндегі осы заттың ерігіштігінің төмендеуі.

Бұл процестердің барлығы өндірістік практикада болады, тұз түзіліміне өз әсерін береді. Олардың пайда болуы игеру жүйесімен жүзеге асатын және әр түрлі қабаттарда әрқалай көрінетін кенорынның алғашқы геологиялық жағдайларына байланысты. Сонымен, сульфатты тұздардың шөгінділері негізінен үйлесімсіз сулар мен тау жыныстарында гипстің еруінің әсерінен пайда болады. Карбонаттар негізінен термобаралық шарттардың өзгеруінен, судың газсыздануынан, тұщы су ерітінділерінің еруінен, сонымен бірге үйлесімсіз сулардың араласуынан шөгіледі. Натрий хлоридінің шөгуінің негізгі себебі – су булану мен ерітінді температурасының төмендеуі.

Қатты қаныққан ерітінділер мен бейорганикалық тұздар құлауының шөгілуіне қалыптасуында үйлесімсіз сулардың араласу процессі рөл атқарады. Үйлесімсіз сулардың араласуында болатын және қатты шөгінділердің түзілуіне әкелетін химиялық реакциялардың типтік сызбалары келесідей:



Бұл реакциялардың нәтижесінде пайда болатын кальцийдің (гипс, ангидрит), стронцийдің (целестин), барийдің (барит), кальций карбонатының (кальцит) және магнийдің нашар еритін сульфаттары барлық шөгінділерді кетірмейді, бірақ олар көп жағдайда басым болады.

Тұрақсыз қатты қаныққан ерітінділер пен шөгінділердің қалыптасуының басқа себептері – термобаралық шарттар және олармен байланысты судың булануы, газ түзілуі, т.б. Бұл жағдайда суға қосымша ешқандай компоненттер енгізбейді,

бірақ суда су булануының әсерінен нақты концентрация артады, не ерігіштіктің туындысы төмендейді.

Мысалы, ұңғыма мен жерүсті коммуникацияларда су мен мұнайдың қозғалуы кезінде қабаттікімен салыстырғанда температура төмендейді. Бұл ерігіштігі белгілі диапозонда температура төмендеуімен нашарлайтын барий сульфатының шөгілуінің себебі болады. Кальций карбонатының ерігіштігі CO_2 көміртек диоксидінің парциалды қысымына тәуелді. Қысымы қанығу қысымынан төмендегенде немесе CO_2 мұнайда еру нәтижесінде оның су құрамында азаюы көтергіш құбырлар мен ұңғыманың лақтыру желілерінде кальций карбонатының шөгіндісі түзілуінің себебі болады. Сұйықты көтеру кезіндегі термобаралық шарттардың өзгеруі – хлорлы натрий (ас тұзы), кремний диоксиді (кремнезем) мен кейбір мұнай кенорындарын пайдалану кезінде кездесетін бірқатар басқа да заттардың шөгілуінің себебі.

Осылайша, тұз түзілімдері мен тұрақсыз ерітінділердің пайда болуының негізделген болжамын түсіну үшін, өндірістік сулардың химиялық құрамын, осы сулардағы әртүрлі тұздардың ерекшелігін білу керек. Өндірістік сулардың химиялық құрамын зертханада анықтауда қиындық болмайды, бірақ көп жағдайда шөгіндінің белгілі бір мөлшері шыққан қалыпты (айдалатын және қабат суы) ілеспе судың құрамын анықтайтынын естен шығармау керек.

4.2.3. Тұз түзілімдерінің пайда болу механизмі

Тұз түзілімдерінің пайда болу механизмі жабдықтардың бетінде қатты фазаның жиналу процестерінің жиынтығы.

Хамской жұмыстарында [2] келтірілген тұз түзілу процесі бейорганикалық тұздардың толық кристалдануының жеке жағдайы деп қарастырылады. Ол келесі кезеңдерден тұрады: ұрық түзілуі, кристалдар өсуі және кристалдану. Бұл кезеңдер бір уақытта, не бірінен соң бірі болуы мүмкін.

Фазалық айналулардың жүрісі кристалданудың индукциялық периоды деп аталатын бірфазалық жағдайда қалатын және шектеулі уақыттың белгілі ғана уақытында кристалл түзбейтін

қатты қаныққан ерітіндінің өмір сүру облысымен анықталады. Ерітінді индукциялық период кезінде қатты фазаның белгілі мөлшері пайда болмайынша жүйе параметрлерінің шексіз кіші ішкі өзгерісіне төзімді болады. Қатты қаныққан ерітінділердің бұл жағдайы метатұрақты деп аталады.

Белгілі қанығуларда және шексіз ішкі қарсылықтарда ерітінділер тұрақсыз болып бастайды. Мұндай қанығулар *шекті* деп аталады, және олар лезде өз еркімен кристалдарды түзеді.

Метатұрақтылық облысы екі зонаға бөлінеді. Бірінші зонада ПР L- дан көп болғанда барлық кристалдар фазалардың бөліну шекарасында пайда болады. Екінші зонада концентрация шектіге жақындағанда ерітінді көлемінде кристалдардың өздігінен пайда болатын гомогенді түзілуі пайда болады, бірақ бірден емес, индукцияның белгілі бір уақыт аралығынан кейін. Тәжірибе көрсеткендей көп өндіруші ұңғымалардың ілеспе суларының концентрациясы метатұрақтылықтың бірінші зонасына сәйкес.

Сулы-тұзды ерітінділер кристалданудың қазіргі теориясы фазалық айналулар белгілі учаскелерде басталып, олардан таралады дегенге негізделеді. Мұндай учаскелердің пайда болуы ұрық түзілу деп аталады, яғни ол кез келген өлшемдегі жаңа фазаның түзілуі болып келеді.

Кристалдардың ұрықтары фазалардың бөліну шекараларында, ал кристалдану сулы-тұзды жүйенің, көбінесе әртүрлі механикалық қоспалармен ластанудан пайда болады. Кристалдар пайда болуының бұл механизмі гетерогенді деп аталады. Жылу флуктуациясы мен молекулааралық өзара әсерлесу есебінен аналақ фазаның көлемінде жаңа фазаның ұрығы түзілетін гомогенді ұрық түзілу де белгілі.

Термодинамикалық есептеулер көрсеткендей, гетерогенді механизмде жаңа фазаның бөлшектерінің пайда болуына кеткен жұмыс гомогендіге қарағанда әрқашан төмен болады.

Екінші ұрық түзілу де бар. Оның бірінші ұрық түзілуден ерекшелігі – ұрық пайда болуы қатты фазаның бірінші түзілуі кезіндегі заттың кристалликтерімен инициациялануында.

Кристалдардың макроскопиялық өлшемдерге дейін өсуін *ұрықтарды кристалдану орталығы* немесе *тұрақты ұрықтар* деп атайды.

Гиббс теориясы бойынша тұрақты ұрықтардың өлшемдері ерітіндінің қанығу дәрежесіне тәуелді болған критикалық радиустан үлкен болуы керек. Критикалық радиусты Томсон-Кельвин формуласымен анықтайды:

$$r_{кр} = \frac{2\sigma M}{\rho R T \ln C/C_0} \quad (4.7)$$

мұнда σ – қатты заттың ерітіндімен шектесуінде беттік тартылыс, Н/м, M – жаңа фазадағы ұрықтың мольдік массасы, кг/моль, ρ – жаңа фаза ұрығының тығыздығы, кг/м³, R – әмбебап газ тұрақтысы, Дж/моль·К; T – абсолютті температура, К; C_0 , C – сәйкес қаныққан және қанықпаған ерітінділерде тұздың концентрациясы, г/л.

С. Ф. Люшин мен Р. М. Хабибуллин жұмыстарында қабат жағдайларында гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) түзілімдері қатты қанығу коэффициентінде $C/C_0 > 1,1$ болуы мүмкін, мұндағы $r_{кр} = 0,24$ мкм.

Кристалдану орталықтары қалыптасқаннан кейін кристалдар өсуі басталады: қанығу дәрежесі, кристалданатын зат табиғаты, температура, ерітіндінің араласуының сипаттамасы мен интенсивтілігі, әртүрлі қоспалардың болуы. Тұздардың жалпы кристалдануына шөгінді кристалдануы мен кристалдар агрегталуы тән. Бұл процестің көп факторлығы зерттеуді қиындатады.

Кристалдану механизмін еріген зат концентрациясы мен қатты фазаның түйіршік фаза құрамының өзгеруі жайындағы мағлұматтар негізіндегі процестің микрокинетикасын жанама бақылау арқылы бағалайды. Кристалдану процесін зертханалық жағдайда зерттеуде кондуктометрия, нефелометрия және титрометриялық әдістерді қолданады.

4.2.3.1. Көмірсутекті компоненттердің әсері

Тұз түзілімдерінің көп бөлігі кристалды және шөгіндіге сары-қоңыр түс беретін адсорбленген органикалық байланыстан тұрады. Зерттеулер [24] нәтижесі көрсеткендей тұз шөгінділерінің органикалық құрамы негізінен ароматты, қанықпаған көмірсутектер, күкіртті байланыстар, асфальтендер парафин мен смоладан тұрады.

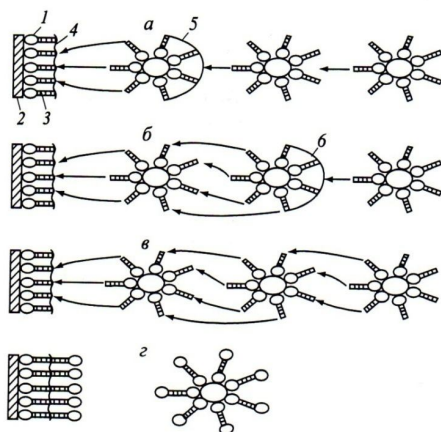
Органикалық құрағыштар негізінен физикалық адсорбция есебінен тұз бөлшектері бетінде бекітіледі. Көптеген жағдайларда органикалық байланыстар кристалдарда тамшы түрінде болады.

[2] жұмысында тұз түзілу процесінде органикалық компоненттердің рөлі ағынның көлемінде пайда болатын тұз кристалдарының гидрофобизациясына әкеледі (сурет 4.2).

Мұндай компоненттердің болуы тұз түзілуінің индукциялық периоды мен жылдамдығына әсер етеді. Л. Х. Ибрахимов пен И. Т. Мищенко зерттеулерінде Жетібай кенорнында ерітіндіде органикалық байланыстардың көбеюі шөгінді жиналуының жылдамдығының өсуіне әкелді. Электронды-микроскопиялық зерттеулер көрсеткендей мұның басты себебі құбырбеті мен тұз бөлшектері бетіндегі органикалық байланыстардың адсорбциялануы.

Көптеген тәжірибелерде органикалық байланыстар индукциялық периодқа аз әсер етеді, тек кейбір жеке жағдайларда ғана елеулі әсер етеді.

Осылайша, ЭОБ кристалдардың өсу кезеңдері мен фазалардың бөліну шекарасында жиналуында басты рөл атқарады. Мұнай компоненттері жеке кристалдардың бір-бірімен және құрылғы қабырғасында бекуіне әсер етеді.



4.2-сурет. Тұздардың түзілімінің пайда болу механизмі
а, б, в – жабдық бетінде бөлшектердің түзілу үрдісі, г – сұйық көлемдегі бөлшек, 1 – полярлы бөлік, 2 – жабдық беті, 3 – полярлы емес бөлік, 4-6 – адсорбциялы қатпар.

Тұз түзілімдерінің беріктігі олардан органикалық байланыстардың түсуінен кейін 20-40%-ға төмендейді.

4.2.3.2. Технологиялық факторлардың әсері

Ұңғымалар мен құрылғыларды пайдалануда тұздың түзілуіне технологиялық процесс елеулі әсер етеді. Бұрын қарастырылған қысымның төмендеуінен, соның ішінде көміртек диоксидінің парциалды қысымының төмендеуі мен температуралық өзгерістерден басқа тұздың түзілуіне әсер етеді: турбулизация жылдамдығы мен дәрежесі, ұңғы оқпанымен жүретін ағын құрылымы, беттің жағдайы мен құрылғы материалының құрамы.

Газ фазасы тұздардың шөгілу процесінде үлкен орын алады. Қысымды қанығу қысымынан төмендеткенде, мұнай газсыздануы кезінде пайда болатын газ көпіршіктері құрылғы қабырғасында отырып қалады. Бұл тұз кристалдарының туылуы мен олардың өсуіне ықпал жасайтын «қатты дене-сұйық-газ» фазаларының бөлінуінің көптеген шекараларының қалыптасуына әкеледі. Газ көпіршіктері тұз кристалдарында адсорбтелетін мұнай компоненттеріне жабысып қалады, ал бөлшектердің өзара жабысуы шөгіндінің көлемін ұлғайтады. Бұл ұңғымадағы мұнайдың газсыздану тереңдігіндегі тұз шөгінділері жиналуының бір себебі.

Мұнай ұңғымаларындағы зерттеулер тұздың елеулі шөгілуі ағын құрылымының эмульсиондыдан жұптыға өту интервалында болатынын көрсетті. Жұпты құрылым қозғалып жатқан сұйық пен газ жұптарының кезектесуімен сипатталады, бұл жұптардың диаметрі шамамен көтергіштің ішкі диаметріне тең. Мұнда сұйық фазаның араласуының қарқындылығы артады, бұл кристалдардың туылуы және олардың өсу процесінің тездетілуіне әсер етеді.

Ағын турбулизациясы дәрежесінің артуы кристалданудың индукциялық периодын төмендетіп, құрылғылар беті мен шөгіндінің полярлы емес және гетерополярлы мұнай байланыстарының бөлшектерінде адсорбция жылдамдығын арттырады. Бұл байланыстар газ көпіршіктерінің бетте бекуін ғана емес,

бөлшектердің өзара және құрылғы қабырғасына жабысуына ықпал етеді.

Онымен қатар қарсы процесс жүреді. Ағын жылдамдығының өсуі мен араласуының күшеюі гомогенді ұрық түзілуіне ықпал етеді: пайда болған ұсақ кристалдар ұңғымадан оның қабырғаларына жабысып үлгерместен сұйық газды ағынмен шығарылады. Ұңғымада шөгінділердің жиналуы төмендейді.

Бет пен құбырлар материалының жағдайы сонымен бірге тұз түзілу процесінде де маңызды рөл атқарады. Кедір-бұдырлы бетте қатты фазаның бөлшектері жылтыр бетке қарағанда көп түзіледі. Бұл көтерілімдер мен тереңдіктердің каталикалық белсенділігімен түсіндіріледі. Одан басқа, ұсақ бөлшектердің бір бөлігі тегістелген беттен сұйық ағынымен алынып кетілуі мүмкін. Тұз шөгінділерін құрылғы бетін сумен де, мұнаймен де нашар суланатын қорғаныс материалдарын, мысалы фторкабаты қолдану арқылы төмендетуге болады.

4.2.4. Тұз түзілімінің пайда болуын бақылау

Беоорганикалық тұздармен күресу әдістердің ең тиімдісін, үнемдісін және технологиялық жағынан ыңғайлысын таңдау үшін, олардың құрамынан басқа түзілу мүмкін аймақтарын білу қажет.

Өртүрлі авторлардың көпжылдық зерттеулер анализі гипс мысалында тұз түзілу аймақтарын анықтаудың жалпы әдістемелік негіздерін анықтауға мүмкіндік берді.

1. Пайдалану тарихын және жөндеулерді оқып зерттеу үшін ұңғыларды таңдау.

2. Қалыптасқан және қалыптаспаған фильтрация режимдерінде ұңғылар және қабаттардың гидродинамикалық зерттеулерін үнемі жүргізу.

3. Зерттеулердегі ұңғылар режимдерінде ағын профильдерін және термограммаларын алу, құбыраралық кеңістікте сұйық тығыздықтарының таралуын зерттеу.

4. Жүйелі түрде мұнай және судың физика-химиялық қасиеттерін оқып білу, ілеспелі сулардың тұздармен қанығуын бағалау.

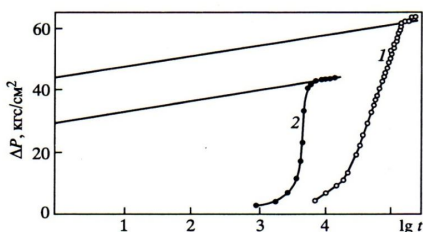
5. Керн алғыш арқылы пайдалану тізбек металының, тізбек сыртындағы цементті тастың және өнімді қабаттың тау жыныстарының үлгісін алу.

6. Пайдалану тізбектің жағдайын акустикалық цементомер және каверномер арқылы кезеңмен зерттеу.

7. Пайда болған тұздардың және олардың қалыңдығын анықтау мақсатында ұңғыдан шығарылатын штангалар, сорапты тізбектер, СКҚ-ды мұқият тексеру.

8. Қоршаған ұңғы жұмысының көрсеткіш динамикасын анализдау.

Қалыптаспаған фильтрация режимдерінде ұңғыларды гидродинамикалық зерттеулер нәтижелері бойынша ұңғыдан алшақтаған өнімді қабат аймақтарында тұздардың түзілімін жеткілікті сенімділікпен бағалауға болады. Бірнеше жылдың мәндерін салыстыра және қысымдардың қалыптасу қисықтарын (ҚҚҚ) түсіру арқылы зерттеулер арасында ұңғы дебитінің динамикасын ескеріп, қабатта гипстің нақты түзілуін анықтауға болады (сурет 4.3).



4.3-сурет. Қалыптаспаған фильтрация режимдерінде тұнба түзілетін ұңғыда зерттеу мәліметтері бойынша ҚҚҚ сипаттамалы өзгерулері.

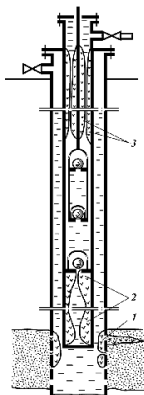
1 – Бастапқы ҚҚҚ, 2 – екі жылдан кейін тұрғызылған ҚҚҚ.

Негізгі фильтрациялық сипаттамалардың тұрақтылығы (гидроөткізгіштік, өткізгіштік) өнімді қабатта тұздардың түзілмегенін дәлелдейді. Керісінше осы сипаттамалардың күрт өзгеруі тұздардың бар екенін дәлелдейді.

Гипс өткізгіштігі өте жоғары жарықшақты- қабаттарда түзіледі. Мұндай шешімдер гидродинамикалық зерттеулердің нәтижелерінде және қарқынды түрде суландырылған аймақтағы

қайталап бұрғыланған ұңғылардан алынған тау жынысы үлгілерінің химиялық құрамын зерттеулерінен алынған.

Кәсіптік жағдайда ШТС қолданумен мұнайды өндіру кезінде ұңғыларды жүйелі түрде зерттеу, олардың дебитін өлшеу, сұйықтың динамикалық деңгейін түсіру, динамограммаларын алу, өндірілген өнімнің сулануын анықтау, ілеспе судың химиялық анализін жасау және т.б. жүргізіледі.



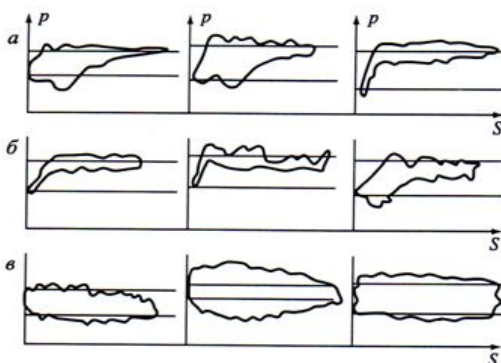
4.4-сурет. Терең сорапты ұңғыда гипстің түзілу аймағы

Осылай кешенді анализден алынған мәліметтер өз уақытында бейорганикалық тұздардың (БОТ) алдын алу үшін шараларды ұсынуға және оларды жүзеге асыруға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, осы мәліметтер бойынша гипстің түзілген аймағын анықтауға болады (сурет 4.4). Суретте көрсетілгендей ұңғыдағы ШТСҚ-да гипстің түзілген үш аймағы анықталған: 1-ұңғының түп аймағы, терең- сорапты қондырғының қабылдау -2 және арынды 3 жерлері.

БОТ-тың ҰТА-ғы жарықшақтарда және перфорациялық арындарда түзілуі ұңғының дебитінің төмендеуіне әкеледі. Тұздардың түзілімдері бірікпейтін сулардың араласу жерлерінде болады. Тұздардың түзілуіне қарай ұңғыға келетін су ағысы да азаяды. Ұңғының түп аймағындағы кеуекті арындар және перфорациялық арындарда, яғни қабаттағы мұнай өтетін жерлерде тұздың бөлінуі болмайды.

Қабат өнімділігінің төмендеуі қабат және ШТСҚ екеуінің келісімді жұмыстарын бұзады – сораптың өнімділігі ұңғының

дебитінен асып кетеді. Осы кезде түп қысымы және ШТСҚ қабылдауында қысымдар төмендейді, ал ол мұнайдан қарқынды түрде газдың бөлінуіне әкеледі. Нәтижесінде динамометрлеуде (сурет 4.5 а,б) көрсетілгендей, сорап цилиндрдің толық толмауымен жұмыс жасайды.



4.5-сурет. Тұздардың түзілу жағдайларында ШТСҚ жұмысының динамограммалары *а* – *ҰТА*, *б* – *Сораптың қабылдау жерінде*, *в* – *штангалар және СКҚ-да*

Саға арматурасында, СКҚ, штангалар, терең сорапты қондырғының арынды бөліктерінде тұздардың түзілуі қозғалу жолдарының тар болуынан үйкеліске шығындардың артуына әкеледі. Осы кезде алынатын динамограммалар қалыптыға жақын бірақ плунжердің жоғары және төмен қозғалысынан ортаңғы жерінде ісіңкі болып келеді (сурет 4.5. в).

4.3. Тұз түзілімінің алдын алу және оларды жою

Тұз бөлінумен күресудің барлық әдістері келесілерге бөлінеді:

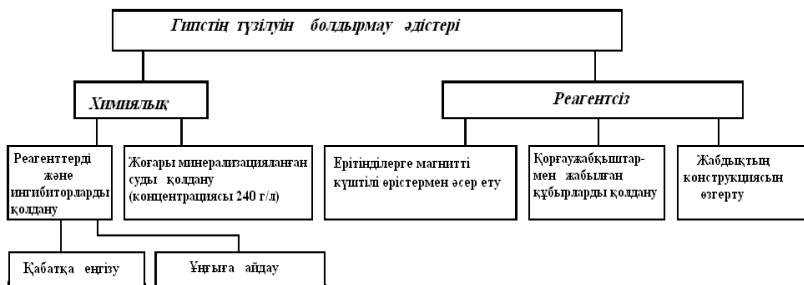
1. Тұз түсуін болдырмау әдістері;
2. Тұз бөлінуін жою әдістері.

Тұз түзілімдерімен күрестің көпжылдық тәжірибесі бойынша ең тиімдісі олардың алдын алу болып табылды.

Бірақ дұрыс таңдау тек қана пайдалану нысандардың гидрохимиялық және термодинамикалық жағдайларын толық зерттеп, ілеспелі өндірілетін сулардың тұз түзілетін иондармен аса қанығып кету себептерін анықтаумен байланысты болады.

Ілеспелі өндірілетін сулардың тұз түзілетін иондармен аса қанығып кетуі температураның, қысымның және әртүрлі құрылымды тұздар ерітінділерінің араласуынан болады.

4.6-суретте бейорганикалық тұздардың түзілуінің алдын алу әдістерінің топтастырылуы келтірілген.



4.6-сурет. Бейорганикалық тұздардың түзілуінің алдын алу әдістерінің топтастырылуы

4.3.1. Тұз шөгіндеудің химиялық әдіспен алдын алу. Мұнай ұңғыларын және жабдықтарды ингибиторлармен қорғау

Мұнай өндіру кезінде бейорганикалық тұздардың түзілімін болдырмау (алдын алу) тәсілдерінің белгілі, тиімді және технологиялық түрі, ол – химиялық реагенттер-ингибиторларды қолдану. Зертханалық және кәсіптік зерттеулер нәтижелерінде мұнай кенорындарында БОТ түзілімімен күрес әдістерінің мәселеріне арнайы көптеген химиялық реагенттер, оның ішінде осы түзілімдерге қарсы ингибиторлар ұсынылып, зерттелген.

Шет ел мұнай өндірісіндегі тәжірибеде бұл әдіс негізгі болып келеді. Шет ел және отандық мұнай өндіру кәсіпшілігіндегі тәжірибе көрсеткендей, химиялық реагенттер жабдықтарды тұз түзілуінен сапалы және ұзақ қорғауды (салыстырмалы түрде аз шығынмен) қамтамасыз етеді.

Мұнай өнеркәсібінде әртүрлі міндеті бар химиялық реагенттерді пайдаланады. Олар: дэмульгаторлар, ингибиторлар, бактерицидтер және т.б. көп эффективті полифосфаттар, сульфокышкылдар, оның тұздары, арилсульфонаттар, гексали-тофосфаты және триполифосфаты, натрийдің аммофос және басқалары. Комплексондар негізінде (ПАФ-13, ДПФ-1, инкредол-1, фосфанал, СНПХ-5301) ингибиторларды 20 г/м^3 дозалау арқылы толық болдырмайды. Шет елдерде дисолван 4411 және 440, серво 5348, доуфакс 1632, Р-181 реагенттерді қолданады.

Минерал тұздардың түзілуіне қарсы барлық белгілі ингибиторларды екі үлкен топтарға бөледі (сурет 4.7):

- біркөмпонентті, яғни белгілі түрдегі бір химиялық қосылыстан құралған;

- көпкөмпонентті, әртүрлі химиялық қосылыстардан құралған.

Көпкөмпонентті ингибирлеу композициялары екі және одан да көп көмпоненттерден дайындалады, оларды шартты екі түрде екі топқа бөледі:

1. Құрамында бір көмпонент тұз түзілуіне қарсы ингибитор болмайды. Ингибитордан басқа, осы құрамдардың ішінде неоген түрдегі беттік-белсенді заттар болады. Олар ингибирлеуші қоспаның әсерін күшейтеді немесе басқа да маңыздылығы болады, бірақ ол ингибирлейтін көмпоненттің әсерін нашарлатпайды.

2. Құрамында барлық көмпоненттер тұз түзілуіне қарсы ингибитор болып келеді.

Ингибирлеуші препараттардың көп топтары өз құрамында ингибитор ретінде конденсирленген полифосфаттар, полиакрилды қышкылдар туындысы, фосфонды қышқылда, көпатомды спирттер, фосфонды қышқылдың ерітінділері, күкірт құраушы қоспалар болады.

Қазіргі кезде тұз түзіліміне қарсы ингибиторлардың физика-химиялық сипаттамаларына талаптар бекітілген. Ең маңыздысы – тұздың бөліну үрдісіне қарсы ингибирлеудің жоғары тиімділігі, төмен кату температурасы (минус 50°C дейін), коррозиялық белсенділігінің төмен болуы, қабат суларымен бірігуі, мұнай дайындау үрдістеріне кері әсерінің болмауы, жақсы адсорбциялау және қабат жынысынан десорбциялау қабілеті болуы керек.



4.7-сурет. Бейорганикалық тұздардың түзіліміне қарсы ингибиторлар топтамасы

4.3.1.1. Ингибиторды таңдау

Ингибиторды таңдау тек белгілі біа кенорын жағдайларына қарай жүзеге асырылады. Тиімді ингибиторды таңдау әдістемесі өңделген:

- Агрегаттық жағдайға байланысты ингибитор ретінде тек ғана ұнтақ тәріздес заттар және бөлінбейтін сұйықтар жарайды. Сұйықта ірі түйіршікті шөгілетін қоспалар болмауы тиіс. Сұйық реагенттердің қату температуралары -40°C -дан аспауы керек;
- Индукционды кезеңнің (аса қаныққан ерітіндіде қатты фазаның пайда болуы) 10 минуттан кем болмауы қажет;
- Ингибитор дэмульгатормен араласуы қажет. Олар арқылы өндеген кезде су және тұздың болуы көбеймеуі керек;
- Ингибитор толығымен кенорынның қабат суымен тұнба болдырмайтындай араласы қажет;

– Ингибитор тиімді болып саналады, егер оның 10мг/л шығынында қыздыру бетіндегі тұнба пайда болудың азайту жылдамдығы 80%-дан асса;

–

– Ингибитор термотұрақты болып, жұмыс еретіндісін 130 °С-қа қыздырған кезде тиімділігін сақтау қажет.

4.3.1.2. Ингибиторларды қолдану техникасы мен технологиясы

Тұз түзілімдерінің шөгуінің алдын алу тиімділігі ингибиторларды тандаумен ғана емес, оны қолдану технологиясымен де анықталады. Ингибитор түрі мен оның әсер ету механизміне тәуелсіз оң нәтижелер ертіндіде минимал қажетті мөлшерде реагенттің әрқашан болуы жағдайында алынуы мүмкін. Сонымен қатар ең жақсы нәтижелер ерітіндіге бейорганикалық тұздар кристаллизациясы басталғанға дейін, ингибиторлар енгізгенге дейін алынады.

Шарттарға байланысты тұздардың шөгу ингибиторларын келесі технологиялар бойынша қолдануға болады:

– жүйеге арнайы мөлшерлеу құрылғылар көмегімен үздіксіз немесе периодты жіберу;

– ұнғымаға оны ПЗП-ға айдау арқылы периодты айдау.

Ұнғымаға (жүеге) ингибиторды мөлшерлеп жіберу сенімді әдіс болып саналады, алайда мөлшерлеу сораптар мен қондырғыларды тұрақты бақылауды және қызмет көрсетуді талап етеді. Құбыраралық кеңістікке жіберу және ұнғымалық мөлшерлеу қондырғылардың схемалары АШПТ ингибиторлары үшін қолданылатын схемаларға ұқсас.

Мұнайды кәсіпшілігінде жинау мен дайындау жүйесінде ингибиторларды ұнғымалардағыдай кезектілікпен жібереді. Тұздардың жиналу орнын анықтауды, оларды тазалау бойынша жұмыстар жүргізеді және межелетуші қондырғы орнатады. Ингибиторларды әдетте ағынды судағы 5-10 % - дық ерітінді түрінде жібереді, ал қыс мезгілінде төмен температураға байланысты оны концентрленген түрде жібереді. Реагент шығыны су бойынша ұңғыма дебитінің өзгеруіне және ілеспе

өндірілетін судағы ингибитор мөлшеріне байланысты өзгертіледі.

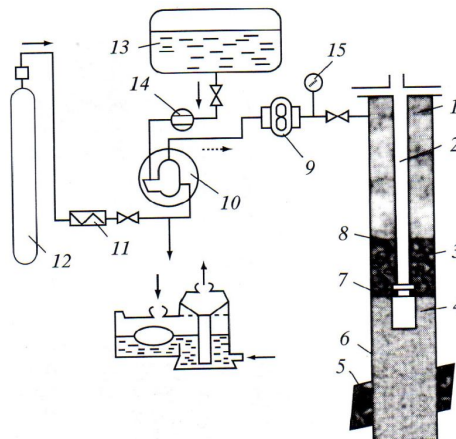
Ингибиторды ұнғыманың құбыраралық кеңістігіне периодты жіберу әдісі кең таралған, алайда ол негізінде сұйықтың жоғары динамикалық бағандарында қолданылады.

Ұнғымалық жерасты жабдығында сульфитті тұзды түзілімдердің алдын алу үшін, ұнғыманың құбыраралық кеңістігіне шағын дисперсті азотты тұрақтылығы жоғары көпірік түріндегі ингибирлеуші композиция айдау әдісі ұсынылған (Ю. В. Антипин, Р. Ф. Габдуллин, Н. Р. Яркеева және т.б., 2001 ж.). Ұнғымаға көпірікті ингибирлеуші композиция жіберуге арналған қондырғы схемасы 4.8 суретте көрсетілген.

Құбыраралық кеңістіктен газды алғаннан кейін ұнғыманың құбыраралық кеңістігінің ысырмасына қондырғы жалғанады. Дайындалған ингибирлеуші композиция ыдыстан 13 расходомер 14 арқылы көпірік генераторына 10 түседі, одан балоннан 0,15-0,2 МПа қысыммен қыздыру қондырғысы арқылы азотта бағытталады. Көпіріктенген ингибирлеуші композицияны 0,2-0,3 м³/сағ жылдамдықпен ұнғыманың құбыраралық кеңістігіне жібереді, оның толуы манометрмен 15 бақыланатын және 0,8-1,0 МПа аспайтын қысым бойынша анықталады.

Ұнғыманың ПЗП ингибиторды периодты айдау ұнғыманың өнімімен бірге реагентті шығару кезеңінің барысында тұздардың шөгуін алдын алуға мүмкіндік береді.

Әдіс мәні ПЗП-ға тұз шөгуінің ингибиторын периодты түрде айдау, оның жыныста адсорбциясы және сұйықты алу процесінде баяу десорбциясы. Ингибиторды минимальды концентрацияға дейін шығару ПЗП-дан бастап сұйық қозғалысының барлық жолында тұздардың бөлінуін болдырмауын қамтамасыз етеді.



4.8-сурет. Көбіктелген ингибирлеу композициясын ұңғыға айдау қондырғысының сұлбасы

1 – газы бар аймақ (мұнайлы газ, күкіртсутек, көмірқышқыл газ, су булары), 2 – СКК; 3 – мұнай; 4 – күкіртсутекті сұйық; 5 – өнімді қабат; 6 – пайдалану тізбек; 7 – қабылдау сүзгіші бар ОТЭС; 8 – динамикалық деңгей; 9 – сорпа; 10 – көбікгенераторы; 11 – азот қыздыру құрылғысы; 12 – азоты бар баллон; 13 – ингибиторлы композициясы бар ыдыс; 14 – шығым өлшегіш; 15 – манометр.

Ингибитор жоғары тиімді ғана емес қабат жынысының бетінде жақсы абсорбциялануы және ұңғымадан сұйықтықты қайта алу кезінде баяу десорбциялануы қажет. Ингибиторлар қабаттан 4-12 ай ішінде десорбцияланғаны абзал.

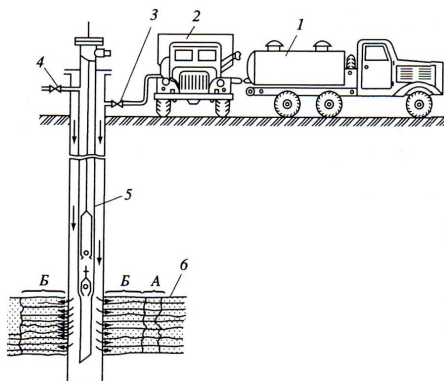
Ұңғыманы өндеу үшін тұз шөгінділерінің ингибиторының есептік мөлшері:

$$Q_{\text{ин}} = AC_{\text{оп}} \frac{Q_{\text{б}} t}{1000} \quad (4.8)$$

Бір рет айдау үшін 500-700 кг аз емес реагент алынады. Қабатқа ингибиторды жіберместен бұрын буферлік сұйықтық айдайды, оған 6 м³ дейін преста су қолдануға болады. Содан соң ингибитордың 10 пайыздық сулы ерітіндісін нығыздайды. Егер ұңғыманың қабылдағыштығы 100 м³/тәул кем болса, онда ингибиторды қабатқа айдауды өнімді қабат жабынынан 50-100м биіктікте орнатылатын пакердің көмегімен жүргізеді. Шегендеу

құбырлар тізбегі сенімді болған кезде айдауды құбыраралық кеңістік арқылы да жүргізуге болады (сурет 4.9). ПЗП-ға ингибиторды айдау нәтижесінде ингибитор А және нығыздау сұйығы Б зоналары пайда болады. Оны айдағаннан кейін ингибитор жыныста толық адсорбциялануы үшін және оның жыныс кеуектерінде таралуы үшін ұнғыманы 8-24 сағатқа жабады, содан соң ұнғыманы іске қосады. Ұнғымада ингибитордың шығуын периодты түрде бақылау ұйымдастырылады.

Бұл әдістің негізгі кемшілігі жыныста реагенттердің жеткіліксіз абсорбциялануы болып табылады, нәтижесінде оның көп бөлігі жұмыстың алғашқы тәуліктерінде қабаттан шығады.



4.9-сурет. Ұңғыға құбырсыртындағы кеңістікке ингибиторды айдау сұлбасы

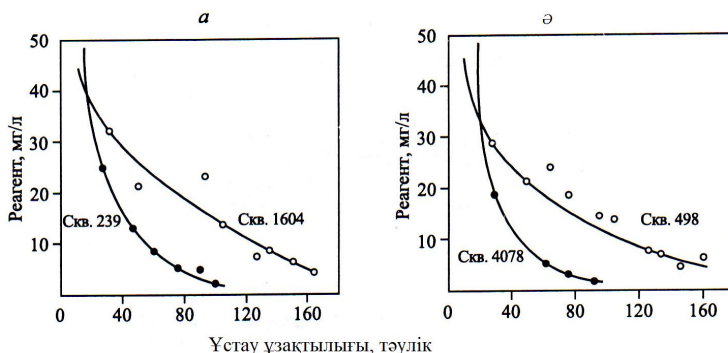
1 – Ингибитор ерітіндісі бар автоцистерна; 2 – сорпты агрегат; 3 – құбырсырты ысырмасы; 4 – лақтыру желісі; 5 – ШТСҚ; 6 – қабат. (А) ингибитордың өту аймағы, (В) ығыстыру сұйықтың өту аймағы.

КазНИПИнефть мамандары мұнай өндіру ұнғымаларын ингибиторлармен өңдеу әдісін құрастырды. Суланған ПЗП-ға Ca^{2+} 12г/л иондары бар ингибитор мен қабаттық судың фосфорлы ерітіндісін айдайды. Жыныспен әсерлесу есебінен рН ерітіндісі артады және салдарынан кальцийдің кешенді органофосфорлы тұздары шөгеді. Өндірілетін суда ингибитордың шығу ерігіштігі шектелгендіктен баяу жүреді.

4.10-суретте ҰТА-да абсорбцияға негізделген технологиялар бойынша өңделген 239 және 4078 ұнғымалардан және шөгу

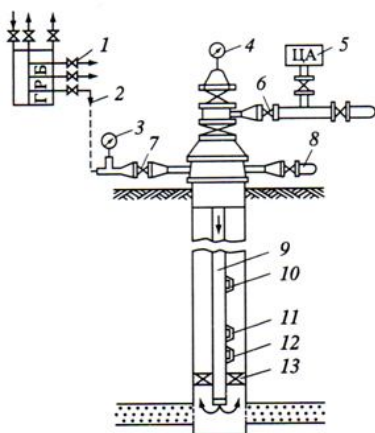
әдісін қолдану арқылы өңделген 498-1604 ұңғымалардан ингибиторларды ұстау динамикасын зерттеу нәтижелері көрсетілген (Өзен кенорны).

Келтірілген зерттеулерден құрастырылған әдіс жұмыстың жөндеу аралық кезеңін арттырғанын және өңдеулер санын азайту есебінен ұңғымалардың тұрып қалу уақытын және, реагенттер шығынын азайтқанын көруге болады.



4.10-сурет. Әртүрлі ұңғылар үшін ДПФ-1 ингибиторын ұстау динамикасы

Газлифтілі ұңғыма ҰТА-на ингибитор ерітіндісін айдауды 4.11-суретте көрсетілген схема бойынша жүргізіледі.



4.11-сурет. Газлифтілі ұңғының түп аймағына ингибиторды айдау сұлбасы
 1 – Газды таратқыш батарея;
 2 – жоғары қысымды газы бар ұңғы желісі; 3, 4 – манометрлер;
 5 – цементтеуші сорап; 6 – лақтыру желінің ысырмасы; 7,8 – құбыраралық ысырмалар; 9 – лифт; 10,11 – жіберу және жұмыс газлифт клапандары; 12 – циркуляциялау клапаны; 13 – пакер.

Алдын ала ұнғымаға жоғары қысымды газ беруді тоқтатады, ол үшін газ таратушы батареядағы ұнғымалық сызық ысырмасын жабады және ұнғыманың құбыраралық кеңістігінен газды шығарады. Ұнғыма лифтісіне 9 ингибитор ерітіндісін айдауды цементтеуші агрегатпен 5 іске асырады. Пакермен кешен және жабық циркуляциялық клапанда 12 айдау қысымы СКҚ престеу қысымынан, қабатты гидрожару қысымынан қысымның максимальды құлауынан асып кетпеу қажет.

Ұнғымаларды пайдаланудың барлық тәсілдерінде ұнғыма ПЗП-на ингибиторды айдағаннан кейін кеуекті ортада реагенттің толық адсорбциясы үшін 12-24 сағат ұстайды.

4.3.2. Тұз шөгіндеудің физикалық әдіспен алдын алу

Тұз шөгіндеудің алдын алу мақсатында ең кең тараған әдістер, ол ерітінділерге әртүрлі электромагнитті және акустикалық өрістермен әсер ету. Сонды жылдардағы тәжірибе көрсеткендей бейорганикалық тұздар түзілімінің алдын алу үшін магнитті құрылғыларды қолдану тиімді болып келеді. [1,2].

Магнитті өріспен сулы жүйелерге әсер ету механизмі толық көлемде нақтыланбаған. Бейорганикалық тұздар түзілімінің алдын алу үшін магнитті құрылғыларды қолдану келесі принципке не ізделген: суда кристалдану орталықтарының концентрацияларын арттыруға шарттайтын, магнитті өріс кристалдану кинетикасына әсер етеді; су жүйесі тұрақты күйінен шығып, тұнба жылдамдықтары артады және бірдей өлшемді ұсақ кристалдар қалыптасады. Олардың осындай жағдайға келуі ерітінді көлемі ретінде қауіпті аймақтардан оңай шығып, арнайы құрылғылармен алуға жеңіл болады.

Магнитті өрістің тиімділігін анықтау үшін зертханалық тәсілдер өңделіп, УМПЛ қондырғы стендта жүргізіледі.

Магнитті өңдеудің қондырғыларын жобалау үшін магнит өрісінің кернеу әсері, өңдеу уақыты, температура, сулы ортаны өңдеу тәсілі және басқа параметрлер туралы ақпарат болуы қажет.

Сұйықтарды магнитті өңдеу үшін тұрақты магнитті қондырғыларды да, токты орамдар көмегімен өрістер туғызатын қондырғыларды да қолданады.

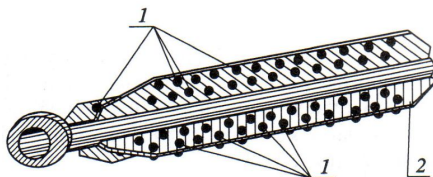
Әдетте әрдайым жоғары әртекті, жоғары градиентті магнит өрістерін пайдаланады, ал магнитті өңдеуді магнитті қондырғының әсер ететін магнит өрісі пайда болатын каналы арқылы сұйық өткізе отырып жүзеге асырады.

Көптеген жағдайларда авторлар тұзды немесе асфальтті – шайырлы-парафинді түзілімдердің алдын алуға арналған қондырғыларға, сондай-ақ антикоррозиялық қондырғыларға қойылатын техникалық талаптар арасында үлкен айырмашылықтар болмайды.

Қазіргі уақытта ұнғымалық жабдыққа, кәсіпшілікшілік мұнай жинау коллекторларына, мұнайды дайындау қондырғыларына, ППД жүйелеріне орнатылатын көптеген магнитті қондырғылар белгілі. Бұл “Magniflo”, “Mag-Well”(АҚШ) фирмаларының жабдығы, магнитогидродинамикалық активаторлар (Украина), ұнғымалық және құбырлық магнитоактиваторлар (Сібір химиялық комбинаты, Северск, Томская облысы), «МА-Пермнефть» (Пермь) магнитті аппараттары, «Магнолеум» магнитті активаторлары және т.б. Мысал ретінде төменде қондырғылар үлгілері берілген, олар туралы ақпарат техникалық әдебиетте.

«Инкомп-нефть» инжинирингі компаниясы [21] тұрақты магниттегі құбырлық және ұнғымалық қондырғылардың сериясын құрастырды. УМЖ-122-003 (сурет 4.12) қондырғысы УЭЦН-50-1550 типті ұнғымалық сораптарды шөгінді түзілудің қарқындылығын азайтуға арналған. Қондырғыны якорьдің ұшуға қарсы орнына монтаждайды және ГД-51 компенсаторға бекітеді. Көптеген қондырғылардан айырмашылығы бұл қондырғының сыртқы қорғаныс корпусы жоқ, ал магнитті өріс 6 радиальді қабырғаларына бекітілген 312 нүктелі тұрақты магниттер тудырады. Тұздардың жиналуын болдырмауға арналған акустикалық сәулелендіргіштер мен ультрадыбыстық генераторларды пайдалану тиімділігін көптеген авторлар зерттеген. Мұндай акустикалық алаңдарды қолдануға негізделген жерасты және жерүсті мұнай кәсіпшілігі жабдығындағы қондыр-

ғылар Солтүстік Кавказ және Батыс сібір кенорындарында сыналған. Осы жұмыстарды шолу жиіліктердің ультрадыбыстық диапазонында акустикалық алаң кристалдану орталықтар санының артуы және процестің беттік қабаттан көлемдікке ауысуы есебінен жабдық бетінде тұздардың жиналу қарқындылығын азайтатынын көрсетеді. Кристалдану орталықтарының артуы акустикалық әсер атомаралық байланыстар бұзылысын жеңілдетуі және олардың рекомбинациясын қиындатуы салдарынан да жүреді. Атомаралық байланыстар бұзылымдарының жиналуы сұйықтағы бөлшектердің бөлінуіне алып келеді (1).



4.12-сурет. Карбонатты тұнбалар түзілімінің алдын алу құрылғысы
1 – тұрақты магниттер, 2 – болатты профиль

4.3.3. Тұз шөгіндеудің технологиялық әдіспен алдын алу

Тұз жиналудың алдын алудың маңызды технологиялық әдісі шөгіндінің түзілу себептерінің бірі – сулардың химиялық үйлесімсіздігін азайтуға (жоюға) мүмкіндік беретін су ағыстарын шектеу әдісі. Өнімнің сулануы екі себептен жүреді: техникалық және геология-техникалық.

Сулану мәселесі ұңғыма құрылыс кезеңінде, суланған қабаттарды біріктіру және игеруден шығару арқылы, пайдалану кезінде де су келуін шектеу технологиялары мен судан оқшаулайтын тампонажды материалдарды қолдану арқылы шешіледі. Су ағыстарын шектеу технологияларына қойылатын талаптар ВНИИ-нефть және ВНИИКРнефть мамандарының еңбектерінен белгілі:

- Оқшаулау жұмыстарының жоғары техника-экономикалық көрсеткіштеріне жету және еңбек өнімділігін арттыру мүмкіндігі;

- Технологиялық процестердің қарапайымдылығы мен сенімділігі, стандартты мұнай кәсіпшілік жабдығын қолдану;
- Оқшаулау материалдарының қолданыстағы нығыздау сұйықтары және тойтару сұйықтығымен үйлесуі;
- Өнімді қабаттың мұнайға қаныққан бөлігінің коллекторлық қасиеттерін сақтап қалу мүмкіндігі;
- Түзілетін экранның жеткілікті беріктігі.
- Тампонажды материалдардың әсер ету сипатына байланысты су ағысын шектеу әдістерін селективті және селективті емес деп бөледі.
- Селективті әдістерді судан оқшаулағыш массаның түзілу механизміне байланысты келесі топтарға бөледі:
- Мұнайда еритін және ерімейтін судан оқшаулағыш массаның түзілуі негізінде;
- Қабаттық сулардың тұздарымен әсерлесетін реагенттер негізіндегі;
- Мұнаймен жабылған коллектор жыныстарының бетімен әсер ететін реагенттер негізіндегі;
- Түптік зона жыныстарының гидрофобизациясының өзгеруі негізіндегі.

Су ағыстарын шектеудің селективті емес әдістері ұңғымаға өнімді қабаттың күмбезделуін қарастырады. Негізгі тампонаждаушы материалдарды цемент негізінде даярлайды: тампонажды цементтер, пеноцементтер және полимерцементті ерітінділер.

Оңтайлы әдіс түптік қысымның тиімді мәнін таңдауға негізделген әдіс болып табылады, себебі кальций сульфатының тепе-тең концентрациясының мәні гипспен қаныққан ерітіндідегі қысымға тәуелді. Өндіруші ұңғымалардың түптерінде қысымның артуы олардың дебиттерінің азаюына алып келеді. Оны болдырмас үшін айдау ұңғымаларының сызықтарында су айдау қысымын арттыру немесе ошақты су айдауды ұйымдастыру қажет. Әрбір нақты жағдайда жиналатын тұздар қарқындылығын азайту үшін айдау қысымын арттыруды техника-экономикалық есептеулер жүргізу арқылы анықтау қажет.

Конструктивті өзгерістерге ұңғымадағы газсұйық қоспасының құрылымы мен қозғалыс жылдамдығын немесе тұздардың кристалдану шарттарын өзгертуге қабілетті түрлі қондырғыларды қолдануды жатқызады.

Ағын қозғалысының кальций сульфатымен қаныққан ерітінділерден гипстың бөліну қарқындылығына әсерін эксперименттік түрде В. Н. Чурин, А. Г. Зарипов, А. Б. Муравьева зерттеді. Түзілімдердің жиналу қарқыны ерітінді қозғалысының жылдамдығы 0,12 м/с дейін оған пропорционал екенін көрсетті. Әрі қарай түзілімдердің жиналу қарқындылығы 0,3 м/с жылдамдыққа дейін артады, ал одан әрі төмендейді.

Шөгінді түзілу қарқындылығы сондай-ақ, ағын сипатына тәуелді. Ағынның ламинарлы қозғалысында кальций сульфатымен қаныққан ерітіндіден гипстың бөліну қарқындылығы сұйық қозғалысы жылдамдығына пропорционал артады. Ламинарлыдан турбуленттіге ауыспалы қозғалыс кезінде сульфатты-кальцийлі түзілімдердің жиналу қарқындылығы максимумға жетеді. Жылдамдықтың және Рейнольдс санының әрі қарай артуымен түзілу қарқындылығы төмендейді.

Мұнай кәсіпшілік жабдығының бетінде бейорганикалық тұздардың жиналуын болдырмау үшін қорғаушы жабындарды қолданудың көп жылдық тәжірибесі бірыңғай оң нәтижелер бермеді.

Манғышлақ, Татарыстан және Башкортостан кенорындарында шыны, эмаль және полимерлі шайырлармен қапталған құбырларды қолдану мәселені толық шешпеді, бірақ тұз түзілу қарқындылығының азаюы да байқалды.

Коррозиялық процестің жүруіне байланысты, кез келген кедір-бұдырлық сонымен қатар коррозия өнімдері тұздармен қаныққан ерітінділердің қозғалысы кезінде кристалдану концентраторлары болып табылады. Сондықтан металдың ішкі беттеріндегі кез келген антикоррозиялық қорғаныс жабындары тұз жиналымдарының түзілу қарқындылығын төмендету шарасы болып табылады.

Мұнай кәсіпшілігінде полимер жабыны бар немесе полиэтиленді құбырларды қолдану тұз жиналудың алдын алу үшін оңтайлы деп саналады. Орынбор облысында өткізілетін

кәсіпшілік сынақтар полиэтиленді құбырлардың ішкі бетінде гипс кристалдары тіпті сызықтар болған кезде де өсе алмайтынын көрсетті. Алайда түрлі себептерге байланысты, соның ішінде экономикалық себептерге байланысты қазіргі уақытта мұнайды өндіруде полиэтиленді құбырларды қолдану кең таралмаған.

Болат құбырларға экология-экономикалық альтернатива ретінде талшықты құбырлар ұсынылады. Құбырларды дайындау үшін бастапқы материал байланыстырғыш (термоактивті полимерлер) және толтырғыш (шыныталшықты немесе базальтті ровинг) қолданады. Коррозияға беріктігі, экстремальды температураға және жоғары қысымға шыдамдылығы арқасында шыныпластикті құбырлар мұнайды өндіру және өңдеу кезінде қолданыс тапқан.

5. ГИДРАТТАРДЫҢ ПАЙДА БОЛУЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫ ЖОЮ ӘДІСТЕРІ

5.1. Гидраттардың жалпы сипаттамасы және пайда болу шарттары

Қалыпты шартта табиғи газдың компоненттері (метан, этан, пропан, бутан) сумен әрекеттесе отырып, *гидрат* деп аталатын қатты кристалды заттар түзеді. Аталған компоненттердің әрбір молекуласы судың 6-7 молекуласымен байланысады. Мысалы: $\text{CH}_4 \cdot 6 \text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7 \text{H}_2\text{O}$.

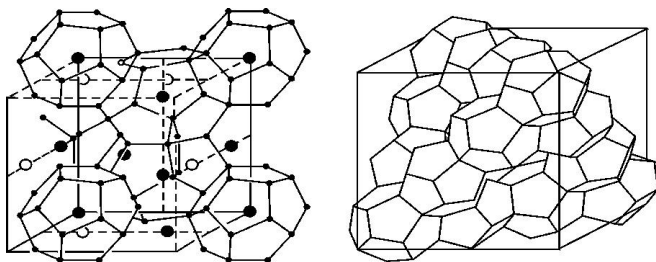
Көмірсутекті және басқа да газдар белгілі қысым және температура жағдайында сумен байланысып кристаллгидратты құрайды. Табиғи газдардың кристаллгидраттары сыртынан мұзға айналатын дымқыл біріккен қарға ұқсайды. Олар тұрақсыз қоспаларға жатады және кейбір жағдайда (жылыту, қысымның төмендеуі салдарынан) газ бен суға бөлініп кетеді. Гидраттардың пайда болуы қысым жоғарылағанда, температура төмендегенде және газдардың гидрат түзуші компоненттердің сумен тығыз байланысы кезінде жүреді. Қысым жоғарылаған жағдайында температура критикалықтан жоғары болғанда гидраттар түзелмейді.

5.1-кесте

Критикалық температура мәндері

Газ	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{10}
$t_{\text{крит}}^0 \text{ C}$	21,5	14,5	5,5	25	1,0

Зерттеулердің нәтижелерінде гидраттардың кристалдық тор құрылымы және олардың құрамы гидрат түзуші молекулалардың өлшемдеріне тәуелді болады. Гидрат түзушінің бір молекуласымен байланысқан су мөлшеріне қарай кристаллгидраттар газды (құрылым I) және сұйықтыға (құрылым II) бөлінген.



5.1-сурет. Гидраттардың кристалдық торы

Қалыптасқан гидраттар ұңғымаларды газ, тізбектік сепараторларды бітеп қалуы және өлшеуіш-реттеуіш құралдарының жұмысын бұзуы мүмкін. Гидраттардың қалыптасуы нәтижесінде жиі штуцер мен қысым реттегіш істен шығып, газды дроссельдеу жұмысы бұзылып, температураның күрт төмендеуіне әкеледі.

5.2. Мұнай ұңғыларында гидраттардың пайда болу ерекшеліктері

Атап өтілген факторлар газ ұңғыларында да, мұнай ұңғыларында да гидрат түзілуінің себебі болады. Сонымен бірге, ұңғы окпанында гидрат түзілуіне себеп болады: газсұйық ағыны күйіндегі механикалық қоспалар мен кристалдану орталықтарында рөл ойнайтын парафиннің өлшенген кристалдары, сонымен бірге, қысым құлауының жоғарылауына, температура төмендеуі мен гидрат түзілу процесінің интенсификациясына әкелетін жергілікті тар орындар қалыптастыратын лифтілі құбырлардың қабырғасындағы парафин шөгінділері.

Гидраттардың шөгілуі фонтанды және газлифтілі ұңғымаларда лифтілі құбырларда өнім 80%-ға суланғанда болады. Арақашықтығы 2-150 м және одан да жоғары болатын өндіріліп жатқан газбен немесе сұйықпен толтырылған бірнеше тығындар пайда болады. Жеке тығындардың қалыңдығы 350-ге дейін құбылмалы. Тығындар ұңғыманың жұмысы кезінде де пайда болады. Тығындардың қарқынды пайда болуы аз дебитті немесе газ факторы үлкен ұңғымаларда пайда болады. Гидрат тығындары окпан маңы аймағында пайда болады. Құрамына гидраттан басқа мұнай, парафин, су, коллектор жынысының

немесе саздың ұсақ бөлшектері түріндегі механикалық қоспалар кіретін күрделі тығындар жоғары тереңдіктерде болады. Мұндай аралас тығынның тығыздығы $1,24 \text{ г/см}^3$.

Ұңғыманы пайдалану режимдері мен шарттарына байланысты гидраттың газды бөлігінің компоненттерінің концентрациясы үлкен шектерде құбылмалы. Бірақ, барлық жағдайлар үшін қабат мұнайын газсыздандыру газымен салыстырғанда пропан мен бутанның жоғарылатылған құрамы тән.

Гидрат түзбейтін (пентан және одан да жоғары) ауыр компоненттердің гидраттарының ыдырауы кезінде газдың болуы мұнай және газ молекулаларының гидрат тығыны пайда болу кезіндегі кристалдар арасында қысылып қалуымен түсіндіріледі.

Мұнай ұңғымаларында газ ұңғымаларымен салыстырғанда гидрат пайда болуының түбегейлі ерекшелігі фазалық қатынастардың, қабат сұйығын түптен сағаға жылжыту кезінде одан бөлінетін газ мөлшері мен оның құрамының күрт өзгерісінде. Сондықтан да гидрат түзілуінің басының термобаралық шарттары да өзгереді. Ұңғымадағы қабат сұйығының байланыс газсыздануы газ фазасының пропан-бутанмен байытылғанын көрсетеді. Газсұйықты ағынның температурасы төмендеуі мен қысым құлауы салыстырмалы түрде аз болғанда бұл гидрат түзілуінің қарқындылығына әкеледі.

Жұмыс жасап тұрған ұңғымаларда гидрат пайда болуының қауіптілігі режимді ауыстыру, тоқтату және ұңғымаларды келесі пайдалануға қосуға қарағанда аз болады. Жұмыс жасап тұрған ұңғымада гидраттар өндіріліп жатқан сұйықта пайда болады. Кристалдар мұнай қабатымен қоршалған, ол қабат кристалдардың құбырлар қабырғасында адгезиялануы мен коагуляцияға кедергі болады. Ұңғыма тоқтатылғанда сұйық көтерілімі тоқтап, газ бен сұйықтың СКҚ-ға бөлінуі басталады. Газ сағаға жақындайды, газ бен мұнай ауырлық күшімен активті байланыспен түпке орын ауыстырады. Кейбір интервалдарда гидраттардың пайда болуының шарты СКҚ-ның тоқтатылған ұңғымада сууы болып табылады. Ол өндірілетін сұйықтан жылу ағынының тоқтатылуы мен қоршаған жыныстардың төмен температурасынан болады. Бұл төменгі интервалдардан газға жетуді жауып тастайтын гидраттардың пайда болуын тездетіп,

гидрат бөгеттерінің пайда болуына әкеледі. Тар орындарда құбыр қабырғаларымен сорғалайтын мұнай, су және дисперсті гидраттар жинақталады.

Гидрат бөгеттерінің қалыптасуы мұнай суыған кезде оның тұтқырлығы себебінен болады. Бұл газдың вертикаль қозғалысын төмендетіп, гидрат түзілу жағдайлары бар ұңғыма интервалындағы «газ-су» байланысының уақытын арттырады. Газ бөгет астында пайда болады, сәйкесінше қысым мен гидрат шөгінділерінің тепетең температурасы жоғарылайды. Осылайша, ұңғыма ұзақ тұрғанда айтарлықтай үлкен қалыңдықтағы немесе оқпан бойымен бірнеше тығындардың пайда болу мүмкіндігі бар.

Ұңғымаларды іске қосу кезінде гидрат пайда болуын, тоқтаған кезде пайда болған тығынның пайда болуының жалғасы деп қарастыруға болады. Егер ұңғының тоқтап тұрған кезінде фазалардың СКҚ-да бөлінуі аяқталмаған болса, және гидрат тығындары лифтілі құбырлардың қиылысуын толықтай жаппаған болса, онда жіберу кезінде газлифтілі байланыс суыған сумен байланысқа түсіп, гидратты фазамен сәйкестірілгенде тұрақты тығын қалыптастыратын гидрат түзеді. Сондықтан алғашқы кезеңде ұңғы жұмыс жасайды, одан кейін ұңғымадан мұнай мен газ келуі тоқтайды.

Ұңғымалар ұзақ тоқтап тұрғанда күрделі тығындардан басқа сағалық аймақта гидрат түзілуі пайда болады, мұнда төмен температуралар әсері байқалады. Ұңғыма оқпанының бұл бөлігінде тығын пайда болуы газды және газконденсатты кенорындардағы процестерге ұқсас.

Бұрғылау мен жөндеу жұмыстарынан кейін ұңғыманы игеруде гидраттар қарқында түрде пайда болады. Бұл ҰТА-ның бұрғылау сұйығынан сүзіліп шыққан суға қанығуымен түсіндіріледі. Игеру кезінде ол қабат сұйығымен ұңғымаға шығарылады да, газбен байланысқа түсіп, гидратты фазаға өтеді.

Ағын температурасын төмендететін қосымша фактор газдың лифтілі құбырлардың бұрандалы байланыстарындағы тығызсыздығы, сонымен бірге газлифтілі ұңғымалардың жұмыс клапандарында дроссельденуі. Есептеулер құбыр сырты кеңістігі мен СКҚ ішкі тығыздығы аралығындағы қысым құлауы 2,0-6,0 МПа екенін көрсетті. Лифтілі колоннаның саңылаулығы

газсұйық ағынының сууы мен гидрат пайда болуының тездетуіне әкеледі.

Байыпты қиындық мұнайды газлифтілі өндіруде газ құрғауына әкеледі.

Осылайша, мұнай өндіру кезінде гидрат пайда болуына себеп болады: төмен қабат температурасы, зоналардың қиылысында төмен температураның болуы, өндіріліп жатқан мұнайда тұщы немесе азминералды судың болуы; жоғары газ факторы; пароафин түсуі; ұңғыма тоқтатылуы; ұңғыма өнімділігінің жақсы сипаттамасындағы төмен дебит; лифтілі колоннаның саңылаулығы; газлифтілі пайдалану кезіндегі газ құрғауы.

5.3. Гидраттардың алдын алу және оларды жою әдістері

Ұңғымадағы әрбір қиындықтарды ескертіп отыру пайда болған қиындықтардың нәтижелерін жоюға қарағанда шығынды аз талап етеді. Бұл толығымен гидрат түзілуіне алып келеді. Гидраттарды тоқтату әдістері химиялық және жылулық деп бөлінеді.

Химиялық әдістер. Отандық және шет елдік тәжірибеде «газ-су» байланысында гидрат пайда болуын да тоқтату үшін ингибиторларды пайдалану тәжірибесі көп жинақталған, гидрат пайда болуын ингибиторлау теориялары құрастырылған. Сонымен бірге, тиімдірек ингибиторларды табу мен оларды қолданудың технологияларын нақтылау жалғасып жатыр.

«Газ-мұнай-су» жүйесі үшін арнайы зерттеулер жүргізілді. Гидрат пайда болуын ингибиторлау технологиясы газ ұңғымаларындағымен салыстырғанда ерекшеленеді. Сондықтан, ингибиторларға қойылатын талаптар мұндай жағдайларда әртүрлі болады. Егер газ ұңғымаларында гидрат түзілуін ескерту үшін ингибитор тығыздығы маңызды рөл атқармаса, мұнай ұңғымаларында ингибиторларды қолдану кезінде олардың тығыздығы құбыр сырты кеңістігінде сұйық тығыздығынан жоғары болуы керек. Үлкен шығындарды болдырмау үшін ингибитор мұнайда аз еритін болуы керек. Ингибитордың шығындық мәліметтері мұнай мен газда су мөлшерінің кездесуі айырмашылығы үлкен болғанда ерекшеленеді. Өнім сулануы өскен сайын ингибитор шығыны артады, және сусыз мұнай

дебитіне де жетуі мүмкін. Осыған байланысты мұнай ұңғымаларында ингибитор қолданылуының критерийлерін таңдау маңызды. Мұндай критерий ретінде экономикалық немесе технологиялық көрсеткіштер болуы мүмкін. Экономикалық критерийлер өндірілетін мұнай бірлігіне максимальды қабылданытын ингибитор мөлшерін анықтайды. Технологиялық критерийлер берілген тығыздықтағы реагенттің максимальды санын бағалауға мүмкіндік береді.

Қазіргі кезде ингибиторлар ретінде метанолдар, гликольдер, әртүрлі тұздардың ерітінділері (электролиттер), сулы спиртті-тұзды ерітінді түріндегі әртүрлі композициялар қолданылады.

Ингибиторлардың жұмыс істеу принципі олар суда ерігенде гидраттың кристалдық решеткиның негізі болатын судың молекулалы ассоциаттарын бұзады. Осының салдарынан судағы ингибиторлар концентрациясына байланысты гидрат пайда болуының тепе-тең температурасы төмендейді.

Бейорганикалық ингибиторды таңдау оның суда нашар еруі максимальды заряд пен минималды радиусқа ие болуы тиіс иондарға диссоциациялау қабілетіне негізделеді.

Активті ингибиторларға – бор, берилий және алюминий байланысы жатады. Сонымен бірге жақсы еритін нитраттар: NaNO_3 , KNO_3 , NH_4NO_3 , $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$, $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$, сонымен бірге осы элементтердің хлоридтері.

Жылулық әдістер ұңғыма окпанында температураның көтерілуі (гидрат пайда болуы орнында) немесе тепе-теңнен жоғары жинақталған құбырда оны ұзақ уақыт бойы ұстап тұруға негізделген.

Ұңғыманың гидратсыз режимі кеңінен танылған. Дебиті 50 т/тәул кем емес ұңғыманы пайдаланудың қалыпты режимінде гидрат пайда болуы қалыпты жағдай. Қабат сұйығымен үлкен жылу ағыны қоршаған жыныстардың төмен температурасының әсерінен қорғайды. Мұндай ұңғымаларда гидрат пайда болуы тоқтағанда немесе ұзақ процестерде ғана мүмкін. Парафиннен тазарту іс-шараларын жиі жүргізбесе, гидрат пайда болуы ұңғыманың жұмыс жасап тұрған мезетінде де мүмкін. Сондықтан, фонтанды немесе газлифтілі мұнай ұңғымаларының гидратсыз жұмысын қамтамасыз ету үшін газсұйықты ағынның лифтілі құбырлар колоннасының бойындағы температурасы

гидрат пайда болуының температурасынан жоғары болатындай жұмыс дебитін орнату керек. Сонымен бірге, ұңғыманы тоқтатпай СКҚ колонналарын парафиннен тазартудың іс-шараларын тиімді жүргізудің жиі жүргізілуін қадағалау қажет. Бұл жағдайлар ұңғыманың тұрақты жұмысын қамтамасыз етеді. Дебитті таңдауда гидратты сұйық ағынының температурасы гидрат пайда болуының температурасынан 5°C-тан кем емес жоғары болуын бақылау керек. Гидратсыз режимді таңдау ұңғыма өнімділігі жақсы болғанда ғана мүмкін болады.

Парафиннен тазарту агрегаттарымен ұңғыма арқылы жылотасымалдағышты периодты айдау арқылы қажетті температураны құруға болады. Практикада гидрат пайда болуын ескерту үшін газ құбырларында газды сағалық қыздырғыш-тармен қыздырып, жылуоқшауланған құбырларды қолданады.

Газды құрғатуды газ кенорындарында емес, магистральді газ құбырларының бас станцияларында профилактикалық іс-шара ретінде қолданады. Құрғатуды сорбция немесе төмен температуралы сепарация әдістерімен жүргізеді.

Ұңғымалардың аз дебитіне немесе жұмысының тоқтап қалуына әкелген *гидрат тығындарын жою әдістері* механикалық, жылулық және химиялық болып бөлінеді.

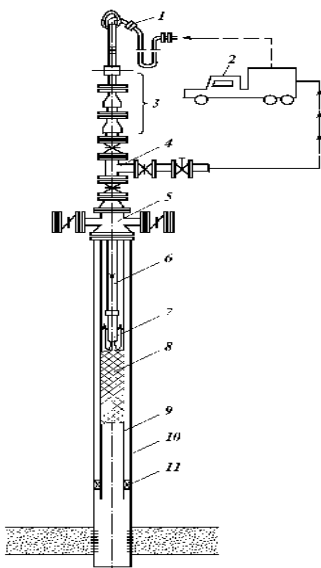
Механикалық әдістер СКҚ-дағы борпылдақ немесе жүзбелі тығындардың бұзылуын арнайы штагілер – қырғышпен ескертіп отырады. Тығынға канатпен түсірілетін штангамен соққылар арқылы әсер етумен бұзуға немесе жоғары температура зонасы – түпке ығыстыруы мүмкін. Бұл әдістің құндылығы қарапайымдылығы және операцияларды жүргізу қауіпсіздігі.

Жылулық әдістер тығынға әртүрлі жылотасымалдағыш-тармен әсер ету: су, бу, ыстық мұнай және басқа. Жылу генераторлары ретінде жерүсті агрегаттары – булы жылжымалы және парафиннен тазартқыш құрылғылар, сонымен бірге жылудың ұңғымалық көздері – әртүрлі құрылымдағы электр қыздырғыштар.

Гидрат тығынын жылотасымалдағышпен жылыту үшін екі канал қолданылады: біріншісі – гидрат тығынына дейін жылотасымалдағышты беру үшін және екіншісі – жылотасымалдағыш ерітіндісі мен тығын компоненттерін көтеру үшін. Операция 5.2- суретте көрсетілген схема бойынша жүргізіледі

[21]. Тығынды бұзу жағдайына байланысты жуу құбырларын арнайы превентормен 3 көтергішпен түсіреді. Жуу құбырлары ретінде кіші диаметрлі немесе құбырлы штангалар қолданылуы мүмкін. Қазіргі кезде майысқақ құбырлар мен жоғары қысымға арналған арнайы шлангілер қолданылады.

Гидрат тығындарын бұзу үшін кабельмен түсірілетін аз габаритті электр-қыздырғыштар, әдетте 5.2. суретте көрсетілген [1] түрлері қолданылады. Бұл қыздырғыштың ерекшелік сипаттары: 62 мм диаметрлі ұңғыға түсіруге мүмкіндік беретін кіші диаметрлі габарит (44 мм-ге дейін); жоғары қуат – 10 кВт-қа дейін; қыздырудың жоғары температурасы – 130°C. Бірфазалы электрқыздырғыш екі негізгі бөліктен тұрады: жоғары штекерлі байланысты кабель ажыратқышы мен төменгі штекерлі байланысты қыздырғыш (сурет 5.2.).



5.2-сурет. Жылутасымалдағышты айдау арқылы гидрат тығынын жою кезіндегі ұңғыма құрылғысының схемасы

1 – вертлог, 2 – ЖБҚ, 3 – превентор, 4 – фонтанды арматура, 5 – тізбек басы, 6 – жуу құбырлары, 7 – жуу басы, 8 – гидрат тығыны, 9 – СКҚ, 10 – шегендеуші тізбек, 11 – пакер.

6. МҰНАЙКӘСІПШЛІК ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ КОРРОЗИЯСЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫ ҚОРҒАУ

Мұнай және газ ұңғымаларының өнімдері көп компоненттік қоспалардан мұнай, газ, су және әртүрлі компоненттерден тұратындығы белгілі. Осы қоспалардың сорапты компрессорлы құбыр бойымен жүруі кезінде әртүрлі физика және химиялық үрдістер (парафиннің жиналуы, тұздың, беттік тотығуға ұшырауы т.б), нәтижесінде мұнай жабдықтарының дұрыс жұмыс істеуі бұзылып отырады.

Көп жағдайда жабдықтың ішкі беттік тотығуға ұшырауының жылдамдығы мүмкін болатын мәндерден аспайды. Сонда да өндіріс орындарындағы болатын апаттарға себеп, осы ішкі тотығудан болатындығы белгілі жағдай.

Құбырларды, қазандарды, насостарды, арматураларды дайындағанда метал пайдаланылады. Бұл жабдықтардың қызмет көрсету уақыты және шыдамдылығы негізінен сұйықпен және газбен өзара әсер ету кезінде металды конструкцияны қоршаған ортада, ауада, суда және жерастында өздігінен біртіндеп бұзылудан қорғау дәрежесімен анықталады. Металдың өздігімен тотығуы, яғни құрал-жабдықтардың жұмыс жасау уақытының азаюы **коррозия** деп аталады. Металдың коррозияға ұшырайтын ортасын **агрессиялық орта** деп атайды. Бұл үрдіс кезінде коррозиялық өнім, яғни құрамында тотыққан металы бар химиялық қосылыс пайда болады. Егер де белгілі бір технологиялық үрдістерді жасау үшін металды тотықтыру керек болса, онда оны коррозия деп атауға болмайды. 6.1.суретте коррозияға ұшыраған құбыр түрі келтірілген.



6.1-сурет. Коррозияға ұшыраған
құбыр

Коррозия жылдамдығы белгілі бір уақыт ағымында (сағат, жыл) 1м² ауданға келетін бұзылған металдың грамдық санымен немесе коррозияның тереңге таралу шамасымен (мм/жыл) көрсетіледі.

Мұнай газ өндірісіндегі металл қондырғылардың коррозиясы өзінің ерекшеліктерімен сипатталады. Біріншіден, көп көлемде металды пайдаланатын ұңғының жербеті және жерасты қондырғыларын, мұнай және газды жинақтау қондырғыларын, мұнай, газ және су желілерін қамтиды. Екіншіден, осы қондырғылардағы коррозиялық үрдістер гетерогенді жүйеде жүзеге асады, яғни бір-бірімен араласпайтын екі сұйықтық жүйесінде: мұнай-газ, газдыбензин-су, мұнайдан бөлінген су- мұнайдың қалдығы.

Осы айтылған орталардың коррозиялық белсенділігі жүйедегі әрбір фазаның тек қана физика-химиялық қасиеттеріне байланысты емес, сонымен қатар мұнайды, суды және газды өндіру, жинақтау, дайындау және тасымалдау жағдайына да байланысты. Осы факторлардың жиынтығы мұнай өндіру қондырғыларының бұзылу белсенділігін жоғарылатады.

Жүйедегі бір-бірімен араласпайтын екі көмірсутекті фазалар коррозиялық үрдістің кинетикасына және болу сипатына үлкен әсер етеді. Бір жағынан, металға деген инертті көмірсутекті фазалар өзінің құрамындағы күкіртсутек және оттегі арқылы жүйенің жалпы агрессиялығын жоғарылатады. Екінші жағынан, қоспадағы көмірсутек және электролит үш фазалы бөліну шекарасын (метал-электролит-көмірсутек) тудырады.

Осыған байланысты коррозиялық үрдістің жылдамдығы әр фаза бөлек болғандағыдан жоғары болады.

Көпшілік жағдайда қабаттан өндірілген мұнайда бастапқы уақытта құрамында агрессиялы агенттер (күкіртсутек немесе оттегі) болмайды. Ал мұнайды өндірудің соңғы сатыларында қабаттағы жағдайда мұнайдың құрамында күкіртсутек пайда болады да, қондырғыларды арнайы қорғау шаралары арқылы, яғни коррозия ингибиторлары, қаптаулар, металл емес және коррозияға шыдамды металдарды және тағы басқаларын қолдану арқылы коррозиядан қорғауды талап етеді.

Мұнайгаз металл қондырғыларын коррозиядан қорғану тәжірибелері көрсеткендей, тиімді және экономикалық жағынан

ақтайтын коррозияға қарсы басқа әдістерге қарағанда (мысалы, изоляциялық қаптаулар, коррозияға шыдамды металдарды және олардың құймаларын пайдалану және тағы басқалары) коррозия ингибиторларын пайдалану тиімдірек болып келеді.

Гетерогенді жүйеде металдарды коррозиядан қорғауда ингибиторды пайдалану өзінің ерекшеліктерімен сипатталады. Себебі, мұнайгаз өндіруде ингибиторды қолдану металл-электролит-көмірсутек күрделі гетерогенді жүйеде жүзеге асырылады.

6.1. Коррозионды үрдістерді топтастыру

Сонымен, *тоттану* немесе *коррозия* деп – темірдің және оның құймасы, құрамында гидратталған темір оксиді болатын коррозия өнімдерінің пайда болу процесі. Түсті металдар коррозияға ұшырамайды, бірақ тоттанбайды. Коррозиялық реакцияларды жақсы түсіну үшін химия негіздерін білу керек және металлургия негізімен таныс болу керек. Сондықтан оны білу биология мен химияны, медицинаны зерттеумен бірдей. Химия мен металлургия коррозияны зерттеуде негізгі фундамент болып табылады.

Атмосфералық коррозия – бұл жердің жоғарғы бетінде төселген құбырлардың кәдімгі тоттануы, оны құбырдың бетіне лак немесе майлы бояулар жағып жоюға болады.

Топырақтық коррозия – ең қауіптісі және күрес әдісі неғұрлым күрделі және қымбат.

Ішкі коррозия – құбырлар қабырғасының сілтілі немесе қышқыл сұйықтармен шектеуінен пайда болады.

Металл құбырлардың ортамен әрекеттесу сипаты бойынша коррозия химиялық және электрохимиялық болып екіге бөлінеді.

Химиялық коррозия деп – химиялық агрессивті агенттермен шектесу барысында металл бетінің толық бұзылу үрдісін айтады, бұл үрдісте металда электр тогының пайда болуы және өтуі болмайды.

Химиялық коррозияға мысал ретінде, металмен әсерлескенде оның бұзылуына әкелетін күкіртті мұнайды тасымалдау немесе

сақтау кезіндегі құбырдың немесе резервуардың ішкі бетінің бұзылуын жатқызуға болады.

Электрохимиялық коррозия – бұл электр тогының пайда болуымен және өтуімен бірге жүретін металдың бұзылу үрдісі. Химиялық коррозиядан ерекшелігі электрохимиялық коррозияда металл бетінде тұтас емес, кейде үлкен тереңдікті қуыс қабыршағы немесе дақ тәрізді жергілікті зақымданулар пайда болады.

Коррозиялық үрдістер коррозиялық қираулар, металдың ортамен әрекеттесу сипаты, үрдістің өту шарттары бойынша түрленеді.

Қираулар түрі бойынша: тұтас (коррозия металдың барлық бетінде таралады); жергілікті (коррозия тек беттің жеке жерлерінде болады); жалпы, ол өз алдына бөлінеді: біркелкі (коррозия металдың барлық бетінде бірдей жылдамдықпен өтеді), таңдаулы (коррозия металдың компоненттерін ғана тұзады).

Қирау типі бойынша: дақты коррозия, жаралы, нүктелі немесе питтингалы, қуысты, жіптәріздес, кристалл аралас, пышақты, коррозиянды сызаттану.

Металдың ортамен әрекеттесу сипаты бойынша: химиялық (электролиттер емес – сұйық және құрғақ газдар, яғни белсенді ортамен химиялық әрекеттесу кезіндегі қираулар); электрохимиялық (екі жеке бірақ өзара байланысты үрдістер – анодты және катодты өтуі кезінде электролит әсерінен қирау); анодты электрохимиялық коррозия – металдың еруінен болатын тотығу үрдісі; катодты электрохимиялық коррозия – орта компоненттерінің электрохимиялық тотықсыздануынан болатын қайтару үрдісі.

Үрдістің өту жағдайы бойынша: газды (жоғары температурада және беттің үстінде ылғал болмау кезінде); атмосфералы (ауада, ылғалды, сулы және құрғақ атмосферада); сұйықты (сұйық ортада, электролитте, электролитте емес); жер асты (топырақ пен жерде болатын тұздардың әсерінен); биокоррозия (микроорганизмдер немесе олардың өмір сүру өнімдерінің әсерінен); электрокоррозия (сыртқы ток көзінен немесе адасқан токтың әсерінен); қуысты (электролиттерде пайдаланатын тар қуыстыранда, бұрандалы және фланецті металды жабдықтардың

қосылыстарында, металдың оқшаулау материалының толық түйіспеген жерлерінде); түйіспелі (әртүрлі металдардың электролитте түйісуінен); коррозиялық кавитация (коррозиялық және соққылы әсерлердің бірігу әсерлерінен); коррозиянды эрозия (белсенді және механикалық қажалуының бірігіп әсерлерінен) және т.б.

6.2. Ұңғыманы пайдалану кезінде құбыр металдарының коррозиялық бұзылуы

Шегендеуіш құбыр металының коррозиялық бұзылуы мен мүмкін талқандалу зоналары өндіретін ұңғымаларда да, айдау ұңғымаларында да байқалады. Айдау ұңғымаларда құбырлардың коррозиясына әсер ететін негізгі факторларға айдалатын судың ерітілген оттегі құрамы, минерализация сұйық қозғалысының жылдамдығы мен температурасы жатады. Өндіретін ұңғымаларда сұйықты құбыраралық кеңістік арқылы көтеру кезінде ұңғыманың сулануының ұлғаюы шегендеу тізбектердің коррозиясын үдетеді.

Жерасты және жерүсті жабдықтарда коррозияның өту жылдамдығына келесі фактор топтары әсер етеді:

1. Мұнай өндіру кезінде техникалық және технологиялық факторлар (ұңғының түрі; өндіру тәсілі; газсұйықты қоспаның ұңғыда қозғалу режимі және өнімділігі; түптегі және сағадағы қысым; температураның оқпан бойымен таралуы, ұңғының құбырсыртындағы кеңістігінде сұйықтың деңгейі және газ ауалы ортаның құрамы).

2. Ұңғыдан өндірілетін өнімнің физика-химиялық қасиеттері мен құрамы (өндірілетін мұнайдың құрамы мен қасиеті; мұнаймен бірге ілесіп өндірілетін судың құрамы мен қасиеттері; ілеспелі мұнайлы газдың құрамы мен қасиеттері және онда күкіртсутек және екіотттегілі көміртек сияқты коррозиялы-белсенді заттардың болуы; өндірілетін өнімде су және мұнайдың қатынасы, олардың бір бірінде таралу фазаларының таралуы; металл бетінде қорғау пленкалары бола алатын ұңғы өнімдерінде органикалық және бейорганикалық парафин, шайыр, темір сульфиді, кальций карбонаты, магний карбонаты,

темір карбонаты сияқты заттардың болуы; сұйық арынында қажағыш заттардың – құм, темір сульфиді, тұз кристаллдары, топырақтардың болуы; бактериялардың орта рН-ның болуы).

3. Сыртқы факторлар (температура, белсенді ортаның жылдамдығы, оттегінің концентрациясы және қысымы; ортамен түйісі уақыты; мұнайды өндіру және дайындаудың технологиялық үрдістерінде қолданылатын химиялық реагенттер; сыртқы токпен поляризациялау және т.б.).

4. Ішкі факторлар (металдың табиғаты және құрамы; металдың кристалды құрамы; металл бетінің күйі; металдағы кернеулер; металдың термодинамикалық тұрақтылығы және оның периодты элементтер жүйесіндегі орны; металды пісіру кезіндегі ақаулар).

"Грознефть" бірлестігі құрамында 0,4 мг/л-ге дейін ерітілген оттегі, сағасында 2%-ға дейін көмірқышқыл газ, 400 мг/л дейін жалпы минерализациясы 40-70 мл/г аз молекулалы органикалық қышқыл болатын қабат суының агрессивтілігімен анықталады. Түптік температурасы 160⁰С-қа жетеді. Айта кететіні, шегендеу құбырларының коррозиялық қарқындылығы сорапты компрессорлы құбырлардың және шлейфті құбыр тізбектерімен салыстырылды. Мұндай тәсіл нәтиженің дәлдігіне кепілдік бермейді. Алайда мақсатқа жетудегі қарапайым тәсіл болып табылады. Коррозия жылдамдығы пайдалану кезеңінде құбырлардың жаралы зақымдарының тереңдігімен анықталды. Зерттелу нәтижесі бойынша сорапты-компрессорлы құбырлардың орташа коррозия жылдамдығы жоғары (тереңдігіне 1,75-5,5 мм-ге дейін) және тесілу зақымдары 0,26; 0,36 мм/жыл құрайды.

Карбонаттардың біркелкі емес сипаты құбырлардың бойының Гальванопардың түзілуіне себепші болатын құбыр қабырғаларында тұз бен парафин шөгінділерінің шашыраңқы сипаты болып табылады.

Құбыраралық кеңістік арқылы суланған өнімді жинау пайдаланудың 1-2 жылында құбырлардың тесілуі, зақымдануына әкелуі мүмкін.

Күкіртсутектің қатысуы (H_2S) қабат суының агрессивтілігін күрт өсіреді. Сонымен қатар көмірқышқылдың екі оксиді (CO_2) ұңғыма өнімінің коррозиялық-активті компоненті болып

табылады. Келісімді, егер игерудің басынан бастап, ұңғыма өнімінде H_2S және CO_2 пайда болуының микробиологиялық сипаты ескеріледі.

Биокоррозия шегендеуіш колонна құбырлары мен жерасты жабдығын зақымдайды және қабатқа айдалатын су көлемінің ұлғаюына байланысты үдей түседі. Редуцирленген H_2S су айдау үрдістерінің қабаттағы қозғалысына, ұңғымадағы мұнай жинау және дайындау жүйелерінің айналымына қатыстырылады. Биоциноз мұнай өндіру объектілерінің көп көлемде қатыстыра отырып, уақыт бойынша күшейе түседі.

Өнімдегі H_2S құрамы бастапқы кезеңмен салыстырғанда 0,04-тен 100 мг/л-ге СВБ құрамы 105 кл/ мл-ге жетті. Мұндай ортада металл коррозиясының жылдамдығы 0,575 г/ м² жетеді. Ұңғыма құрылысы кезінде қосымша фактор ретінде коррозиялық үрдістердің ағымына жағдай тудыратын қатты фазадағы ерітінділерді қолдану болып табылады. Оның ішіндегі негізгі ауырлағыштары барит немесе гематит болып табылады. Бұл ерітінділерді пайдалану құбырлардың қабырғаларында көп көлемдегі жуу-тазалау жұмыстарына берілмейтін батпақты қабықтың қалыптасуына әкеледі. Құбыраралық кеңістікке ингибиторлы ерітінді айдаудан кейін және тәртіп бойынша ұңғыма бір айдан бірнеше жылға дейін пайдалану басталғанша тұрып қалады. Бұл сағаны қондырғылау, қатынас жолдарын монтаждау және түсіру, жөндеу жұмыстарын жүргізумен байланысты. Ұзақ уақытқа тұрып қалғанда бұрғылау ерітінділерінің қалдықтарында диффузия үрдістері және тығыздығы бойынша қалыптасқан эмульсияның кезекті седиментациясы жүреді. Бұрғылау ерітінділерінің қалдықтары және минералданған сулар құбыраралық кеңістіктегі пакер үсті зонасын толтырады. Құрамында минералданған су және қышқыл компоненттер болғандықтан, мұндай орта пакер үсті зонасында электро-химиялық коррозияға жағдай жасайды.

Коррозиялық зақымданудың типті түрлері:

- Құбыр қабырғаларының қалыңдығымен салыстыратын дара залалды өлшемдер құбырдың ішкі және сыртқы бетінде байқалуы;

- Негізгі СКҚ-ның ішкі бетінде табылған жоғарғы тығыздықтағы нүктелік зақымданулар;
- Құбырлардың сыртқы кеңістігінде орналасқан қабыршақ құрылымды темір сульфидтерінен тұратын коррозиялық қабаттар зонасындағы бірнеше мм-ден 5-8 см-ге дейінгі өлшемдегі дара тесікті зақымданулар;
- 3500 м-ден төмен тереңдікте СКҚ-дың ішкі кеңістігінде анықталатын негізінен резбалы түйіндесулерге жақын құбыр металының сақиналы коррозиясы;
- Ағынды сипаттағы ұзындығы 100 мм-ге, тереңдігі 5 мм-ге дейін 3200 м-ден төмен түсірілген 91 ұңғымада СКҚ-қ ішкі осындай жолмен, Астрахань ГKM-ң ішкі кеңістігінде табылған, ұңғымалардың пайдалану колонналары агрессиялық бойлай зақымданулар орта тарапынан күшті коррозиялық әсерге ұшырайды.

6.3. Ұңғыдағы коррозиямен күрес жағдайлары

Коррозиямен күрес – бұл тек қана мұнай газ қондырғыларының жұмыс жасау уақытын ұзарту емес, сонымен қатар қондырғыларды жөндеуде шығынды азайту, өндірісте мұнайды және газды өндіру, дайындау және тасымалдау кезіндегі техника-экономикалық көрсеткіштерді жоғарылату болып табылады. Ең соңында бұл қоршаған ортаны, су қоймаларын және өзендерді мұнайдан, газдан және солардың қалдықтарынан (мысалы, мұнаймен бірге шыққан су) қорғау болып табылады. Сондықтан коррозия туралы және одан мұнайгаз қондырғыларын қорғау сұрақтарына келгенде, мұнай және газ кәсіпшілігінің жұмысшылары өте үлкен мән береді.

Коррозия ингибиторлары

Коррозия ингибиторлары немесе тежегіштері деп органикалық немесе органикалық емес заттарды, яғни коррозиялық үрдістерді тежеу үшін агрессиялық ортаға аз мөлшерде қосылатын химиялық қосылысты айтамыз. Қолдану жағдайына байланысты ингибиторлар сұйық фазалы және бу фазалы деп екіге бөлінеді. Сұйық фазалы ингибиторларды бейтарап, қышқыл және негізді орта үшін деп 3-ке бөледі.

Мұнай және газ кәсіпшілігі коррозиялық ингибиторлардың қолданылатын үлкен объектілерінің бірі болып табылады. Бұл негізінен орасан зор көлемде сұйық және газды өнімдерді өндіру, жинақтау және тасымалдау кезінде көп мөлшерде құбырлар, қондырғылар қолданатын болғандығына байланысты және сыйымдылығы көп металды пайдалануына байланысты. Ол қондырғылардың барлығында металл пайдаланылады. Қолданып жүрген коррозияға қарсы әдістердің ішіндегі белгілі себептерге байланысты ең тиімдісінің бірі, ингибиторлар болып табылады. Ол төмендегілер:

- оны мұнай кенорындарын игерудің соңғы стадияларында да қолдануға болады (өндірілген мұнайдың сулануы өскен кезде), яғни экономикалық жағынан тиімді болып табылады;

- мұнай өндіру, дайындау және тасымалдау техникасын өзгертпей агрессиялық ортаның кез келген керек жеріне қосуға болады;

- өндірілген өнімнің бастапқы бөлігіне ингибиторларды қосқанда, ол сұйықпен бірге қондырғының барлық бөлігіне барады, тіпті магистральды құбырларға дейін жетеді.

Сонымен мұнай-газ өндіру кәсіпшілігінде кенорында орналасқан қондырғылар ұзақ уақыт қолданылған болса, онда коррозияға қарсы қорғануды жиі қолдану керек. Ал коррозиядан қорғанудан басқа тиімді әдістерін қолдану (мысалы, қаптаулар), жасап тұрған қондырғыларды жаңасына ауыстыруды керек етеді. Ал ол көп мөлшерде шығынды талап етеді.

Жиі қолданылатын ингибиторлар түрлері:

Дэмульгатор NALCO EC2216A

Жұпар иісті янтарь түстес сұйықтық болып табылады. Ол температура деңгейінде жанатын қоспаларды қалыптастыратын буды бөлуге мүмкіндігі бар. Жану процессі кезінде улы газдар қалыптасады. Разрядталу кезінде тұтануы мүмкін болатын статикалық зарядтардың жиналып қалуы мүмкін.

NALCO EC1126B коррозия ингибиторы

Хош иісі бар сары сұйықтық суда ерімейді. Бұл зат жағатын электр зарядын болдыруы мүмкін және статикалық зарядты жинауы мүмкін. Сондықтан да жерге қосудың дұрыс тәсілдерін сақтау қажет. Ол жанатын қоспаны қалыптастыруы мүмкін

немесе тұтану температурасына дейін қыздыру кезінде жануы мүмкін. Жанған кезде улы газдар (азоттың тотығы) қалыптасады.

Мұнай және газды өндіру технологиялық үрдістері кез келген ингибиторларды қолдануға жағдай жасайды. Мысалы, суландыру жүйесінде коррозияға қарсы қорғану үшін бейтарап ортаға арналған ингибиторларды қолданады, ал күкіртсутекті мұнайды өндіргенде азқышқылды ортаға арналған ингибиторларды қолданады, мұнай ұңғыларын қышқылды өңдеуде қышқылды коррозия ингибиторларын, ұңғыларды қазғанда негізді жуғыш сұйықтар қолданса-негізді коррозия ингибиторларын қолданады. Бірақ шығынның мөлшеріне байланысты және коррозиялық бұзылудың зиянына байланысты, сонымен қатар апатты мұнай, газ, судың ағуын тоқтатуды керек етуіне және қоршаған ортаны бүлдіру мүмкіндігіне байланысты, ең көп қолданатын бейтарап ортаға арналған ингибиторларды қолдану (85-90%) болып табылады. Аз мөлшерде мұнай кәсіпшілігінде қышқылды және негізді коррозия ингибиторлары қолданылады. Өртүрлі ортада коррозия ингибиторларын қолдану тиімді болып табылады. Сондықтан, мұнай және газ кәсіпшілігінде көп таралған коррозия ингибиторларының тежеу қасиеттерін қарастырмастан бұрын, ең болмағанда ингибиторлардың қысқаша қорғаныс әсеріне тоқталайық.

Коррозия ингибиторларының қорғаныс әсері

Кез келген ингибитордың тежеу қызметі негізінен ингибитордың коррозиялық үрдістің электрохимиялық реакциясына әсер ету нәтижесінде болады. Ингибитордың қорғаныс қызметінің механизмі негізінен бірінші кезекте металл ортасындағы шекараға ингибитордың орналасуы, яғни металдың бетіне ингибитордың жабысып сіңуіне байланысты. Бірақ ингибитордың металдың бетіне сіңуі ингибитордың барлық нақты әсерін анықтамайды, өйткені сіңу үрдісінде ингибитор (адсорбент), металл (адсорбат) және сұйық фаза (адсорбтив) қатысады. Оның тежеу қасиеті мынадай көптеген факторларға тәуелді:

- коррозияға ұшырайтын металдың физикалық-химиялық қасиетіне;
- бетінің зарядына;

– металдағы болатын коррозиялық үрдістің электрохимиялық ерекшелігіне;

- катодты және анодты үрдістердің реакциясына
- ингибитор молекулаларының құрылымына;
- металдың бетіндегі байланыстың мықтылығына;
- ингибитор концентрациясына;
- температураға;

– коррозия болатын металдың бетіне сіңген басқа да заттардың болуына және т.б.

Мұнай ұңғымаларының жерасты және жербеті қондырғылар коррозиясы

Кенорындарда құбырлар үш түрлі коррозияға ұшырайды: *атмосфералық, топырақтық және ішкі.*

Шегендеу тізбек – бұл ұңғының ең маңызды бөлігінің бірі болып табылады. Кигізбе колонна қабырғасында кішкентай тесік пайда болса, онда бүкіл колоннаның бүтіндігі жойылып, сулы және мұнайлы қабаттар арасының қосылуына алып келеді.

Кигізбе колоннаның коррозиялық бұзылуы ішкі және сыртқы бетінде болады. Колоннаның сыртқы беті әртүрлі құрамдағы, құрылымдағы және қанығуы әртүрлі флюидтармен түйіседі, ал ішкі беті мұнаймен, қабат суларымен және ілеспе газбен түйіседі. Сондықтан коррозиялардың болу түрі және жылдамдығы колоннаның ішкі және сыртқы бетінде екі түрлі болады.

Негізінен колоннаның бүтіндігінің бұзылуы коррозия әсерінен болғанмен, технологиялық және пайдалану жағдайы да әсер етеді. Технологиялық әсерге құбырлардың арасындағы резбалық қосылыстарының арасының дұрыс қатаймауы, құбырлардың заводтан шыққандағы кемістігі, тағы басқалары жатады. Пайдалану жағдайына қабатты ашқандағы құбырды ату, қабатты сұйықпен жарған кездегі колоннаның тесілуі, құбырларды көтеру-түсіру кезіндегі штангалы сораптың үйкелуі және колоннаның ішкі бетіндегі коррозия жатады.

Колоннаның сыртқы бетінің бұзылуының негізгі себебі жердің әсерінен электрохимиялық коррозияның әсері. Сыртқы бетінің бұзылуы цементті қаптаулардың бұзылған немесе жоқ жерлеріндегі электрохимиялық коррозияның әсерінен болады.

Оның мөлшері қабат топырағының құрылымына, тұздылығына, күкіртсутектің мөлшеріне, көмірқышқыл газына, бактериялардың болуына, температураға байланысты болып келеді.

Әлсіз агрессиялы өнім өндірілетін мұнай ұңғыларында, кигізбе колоннаның ішкі бетіндегі коррозиялық бұзылу азғантай болады. Ал егер өндірілген мұнайда күкіртсутек пайда болса, жағдай кенеттен өзгереді. Кигізбе колоннаның және сорапты-компрессорлы құбырлардың бетіне әсер ететін сұйық фаза емес, су буымен қаныққан және құрамында белгілі мөлшерде күкіртсутегі бар (0,5-10 %) газды-ауалы орта болып табылады. Осы ортаның металға коррозиялық әсерін жоғарылататын негізгі факторлар мыналар: газды-ауаның металл бетімен түйісу ауданы, құбыр қабырғасы мен газдың температурасының айырмашылығы, ұңғының сақиналы кеңістігіндегі газдың қысымы (Қосымша В).

Мұнай ұңғыларында компрессорлы әдісті пайдалану үрдісі

Мұнай ұңғысының сақиналы кеңістігінде вакуум әсерінен ілеспе газ қозғалады. Ал оның құрамында ылғал, күкіртсутек және көмірқышқыл газы болады. Белгілі болғандай, ұңғы түбінен газ бөлініп шыққанда температурасы өндірілетін мұнайдың температурасымен бірдей болады. Газ жоғары көтерілген сайын, салқын кигізбе колоннамен түйісуі нәтижесінде температурасы төмендейді. шегендеу колоннаның қабырғасы жерасты тау жыныстарымен түйісіп жатқандықтан, ұңғы сағасы маңында ілеспе газбен салыстырғанда өте төмен температурада болады. Өндірілетін мұнайдың құрамында қабат суы болатындықтан, мұнайдан бөлінген газ суға қаныққан болады. Температураның төмендеуімен газдың салыстырмалы ылғалдылығы жоғарылайды және белгілі жағдайда металдың бетінде су және жеңіл көмірсутектер бөлек орналаса бастайды.

Көмірсутек ортасы жайлап жинақталып, құбыр қабырғасымен тік бағытта төмен ағады да, газды ортадағы күкіртсутекпен және көмірқышқыл газымен қанығады, яғни металл бетінде коррозияның жоғары жылдамдықта жүруіне әсер етеді.

Сорапты компрессорлы құбырлар

Сорапты компрессорлы және кигізбе құбырлардың бағасы мұнай газ өндіру кәсіпшілігінің негізгі қорының бағасының 65-

75 %-ын құрайды. Сондықтан коррозияның әсерінен өндірістік қондырғыларды мезгілсіз қиратуын болдырмау өзекті проблема болып келеді. Сорапты компрессорлы және кигізбе құбырлардың жұмыс жасау қабілеттілігі барынша мүмкін шыдамдылығымен бағаланады. Сорапты компрессорлы құбырлар ішкі қысымның және басқа факторлардың әсерінен күрделі кернеулі күйде болады. Кернеулі күйдегі коррозия жағдайымен қарағанда ең қауіптісі тартылу кернеуі болып табылады. Оның себебі, ол металдың қорғау пленкасын бүлдіреді және жарықшақтардағы коррозияны одан әрі дамытады. Сондықтан, сорапты компрессорлы құбырлардың жұмысқа қабілеттілігінің негізгі белгісі тартылу кернеуі болып келеді, өйткені ұңғы сағасында орналасқан сорапты компрессорлы құбырға жақын тартылу кернеуі әсер етуі мүмкін.

Сорапты компрессорлы және кигізбе құбырлардағы коррозиялық бұзылудың таралуына және жылдамдығына мұнайды және газды өндіру әдісі, ұңғыда сұйықты ортаның қозғалу режимі, өндірілетін мұнайдың, газдың, қабат суының құрамы және олардың өндірілетін өнімдегі мөлшері, құбыраралық кеңістіктегі сұйықтықтың биіктігі және газды ауалы ортаның құрамы және басқалары әсер етеді.

Мұнай ұңғыларында компрессорлы әдісті пайдалану кезінде жұмыс агенті ретінде сығылған газды немесе агрессиялы газды айдаған кезде сорапты компрессорлы құбырлардағы коррозиялық бұзылу күшейеді. Ауадағы оттегі коррозиялық үрдісті күшейтеді және коррозия өнімінің құрамына кіреді.

Мұнай ұңғыларында компрессорлы әдісті пайдалану кезінде құрамында күкіртсутегі бар сығылған газды пайдалану өте қауіпті болып келеді.

Өндірілетін өнімнің құрамында көмірқышқыл газы бар кенорнындарда сорапты компрессорлы құбырлардың жұмыс жасау уақыты ерекше азаяды. Бұл үрдістер газды конденсатты кен орнындардағы ұңғыларда қарқынды жүреді. Сонымен қатар өндірілетін өнімнің құрамында топырақ болса да сорапты компрессорлы құбырлардың жұмыс жасау уақыты ерекше азайады.

Сорапты компрессорлы құбырлардың жұмыс жасау

уақытын ұзарту сорапты компрессорлы құбырларды коррозияға шыдамды материалдардан жасау арқылы жүзеге асады. Сонымен қатар коррозия ингибиторларын қолдану арқылы да сорапты компрессорлы құбырлардың жұмыс жасау уақытын ұзартады. Сорапты компрессорлы құбырлар ішкі қысымның және басқа факторлардың әсерінен күрделі кернеулі күйде болады.

Тереңдік сораптардың және штангалардың коррозиясы

Штангалы сораптар және ортадан тепкіш батырылған электросораптар.

Қазіргі уақытта ұңғылардың жасап тұрған қорының 70 %-ы штангалы сораптар. Оларды тәуліктік өнімі сұйықтық бойынша 50 м³ болатын ұңғыларда қолданады. Одан көп сұйықтық алатын жағдайда ортадан тепкіш батырылған электросораптар қолданады.

Жоғары суланған мұнайды өндіргенде коррозиялық бұзылуға штангілі насостың бөлшектері ұшырайды. Коррозиялық-механикалық үйкелуге плунжер ұшырайды. Сораптардың негізгі сенімділігінің төмендеуі коррозиялық тозуға байланысты бұзылудан болады. Мысалы, шарикті клапандардың, оның орнығатын орнының бұзылуы.

Сулылығы жоғары, күкіртсутегі бар мұнайлардың коррозиялық әсері штангалы насосты жылына 8-9 рет ауыстыруға алып келеді, ал клапандарын ауыстыру жылына 16-17 рет ұңғыны жөндеуге алып келеді.

Жөндеу аралық уақыттың ұзақтығы жағынан штангілі насосқа карағанда ортадан тепкіш батырылған электросораптардың уақыты ұзақ болып келеді. Бірақ валы, дөңгелегі коррозиялық бұзылуға ұшырайды. Коррозия өнімдерінің және тұздың әсерінен валдың, дөңгелектің жабысып қалуы болады.

Сораптардың бөлшектерінің жұмыс жасау уақытының ұзақтығын көбейту коррозияға және үйкеліске шыдамды материалдарды қолдану арқылы іске асырылады. Ең мықты коррозияға шыдамды металл тотықпайтын болат болып табылады. Құрамындағы хромды 13 %-ға дейін көбейту арқылы үйкелуге және коррозияға мықты материал жасауға болады.

Болашағы бар және экономикалық жағынан желімді конструкцияларды қолдану тиімді болып табылады. Мұнай өндіру жүйесінде одан басқа штангалы және ортадан тепкіш батырылған электросораптардың ұзақ жұмыс жасауын көбейту коррозия ингибиторларын қолдану арқылы жүзеге асады.

Сораптың штангалары

Терең сорапты қондырғылармен қамтылған мұнай ұңғыларын пайдалану кезіндегі әлсіз бөлшектердің бірі штанга тізбегі болып табылады. Штанганың үзілуі әр кенорын үшін нақты жағдайларға байланысты болады.

Оның көпшілігін штанга колоннасының конструкциясына және штангіні ұңғыда қолдануының ерекше жағдайымен түсіндіруге болады. Штангалар барлық уақытта өзінің салмағының тартылыс күшіне ұшырайды және сұйықтықтың биіктігі салмағының, штанганың және сұйықтықтың массасының инерциясының және тағы басқа тартылыс күштеріне ұшырайды.

Өндірісте сорап штангілерінің бұзылуын зерттегенде апатты жағдайлар келесі факторлардың әсерінен болады:

- Ұңғыдан жер бетіне газмұнайлы қоспаны шығарғанда штангалар колоннасының жұмыс жасау режимінің дұрыс болмауынан;

- Ұңғыдан шығарылатын сұйықтықтың агрессиялық әсерінен.

Сораптың штангаларының үзілуіне апаратын колоннаға түсетін артық салмақты болдырмау үшін жұмыс жасау режимін сақтау керек. Негізгі фактор – коррозиялық ортаның бұзу әсері болып табылады. Күкіртсутекті мұнайды өндіру кезінде штанга тізбегінің ең көп бұзылуы бұранда бөлігінде болады, ал күкіртсутегі жоқ мұнайларды өндіру кезінде штанга тізбегінің бұзылуы штанганың түгел бойында болады. [2].

Сорап штангілерінің ұзақ жұмыс жасауын көбейту әдістерінің бірі жоғары сапалы металл (алюминий және тағы басқаларын) пайдалану болып табылады. Күкіртсутекті, сулылығы жоғары сұйықтықты ұңғыдан өндіргенде тәжірибе көрсеткендей, штангінің жұмыс жасауының ұзақтығын көбейту ингибиторды қолдану арқылы да жүзеге асады.

Ұңғы сағасы қондырғылары коррозиясы.

Ұңғы сағасы қондырғылары сорапты компрессорлы құбырларды (СКҚ) ұстап тұруға, ұңғы сағасын бітеуге, фонтанды режимді реттеуге пайдаланылады. Арматураның беті сұйықпен шығатын топырақтар үйкелісінен бұзылады. Бұл кезде электрохимиялық және механикалық үрдістер болады. Соның әсерінен металдың бетіндегі қорғаныс қаптауды бұзады. Ең қауіптісі арматураның бетіндегі коррозия күкіртті газды өндіргенде пайда болады.

Ең болашағы бар ұңғы сағасы арматурасын қорғау әдісі полимерлі қаптауды қолдану болып табылады. Бұл кезде механикалық мықтылықты полимерге қосымша қоспалар қосу арқылы жүзеге асырады.

7. ГАЗ МӨЛШЕРІ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛАРДЫ ӨНДІРУ

Қабаттағы қысым қанығу қысымынан төмен болса, сұйық фазадан еркін газ бөлінеді және ұңғыма түбіне екіфазалық ағын келеді. Сұйық және газды фазалардың қатынасы қанығу қысымына және ұңғымаларды пайдалану процесіндегі динамикалық деңгейге (түптік қысым) тәуелді. Ұңғымалардың түбіне мұнай бірфазалы болып келгенде кезде ұңғыманың оқпаны бойынша қозғалыс кезінде сұйық фазадан еркін газ бөлінуі мүмкін.

Ілеспе мұнайлы газ сорапты қабылдағанға дейін болса да, түптен бетке сұйықты көтеру бойынша тиімді жұмысты атқарады. Алайда сораптың қабылдағышындағы еркін газдың айтарлықтай мөлшері мұнай берілісінің азаюына немесе тоқтауына, сорап жұмысының апаттық режиміне алып келеді.

Еркін газдың сораптар жұмысына зиянды әсерімен күресудің бірнеше әдістері белгілі. Олардың негізгісі – сораптың қабылдағышынан еркін газды азайту немесе толық жою - оны екі түрлі жолмен атқарады:

1. Сораптың қабылдағышында оның динамикалық деңгейге үлкен жүктелуі есебінен қысымды арттыру арқылы;
2. Сораптың қабылдағышында немесе одан төмен газдың сұйықтан бөлінуімен.

Сораптың динамикалық деңгейге жүктелуін арттыру кезінде қабылдағыштағы қысым артады, сәйкесінше сығылу және мұнайдағы жақсы еруі есебінен еркін газ көлемі азаяды.

Әдіс кең таралған, себебі технологиялық және ұйымдастыру тұрғысынан қарапайым. Алайда үнемсіз болуы мүмкін, себебі оны іске асыру үшін сорапты үлкен тереңдіктерге түсіру қажет; бірқатар кенорындар үшін – бұл ұңғыма тереңдігімен өлшенетін шамалар. Түсіру тереңдігінің артуы СКҚ, кабель және электр энергиясына (УЭЦН), түсіріп көтеру операцияларына шығындармен байланысты, ал кейде техникалық себептерге байланысты да атқарылмайды.

Техникалық шаралар мен газды бөлу техникасы тереңдік-сорапты қондырғылардың түріне байланысты төменде қарастырылған.

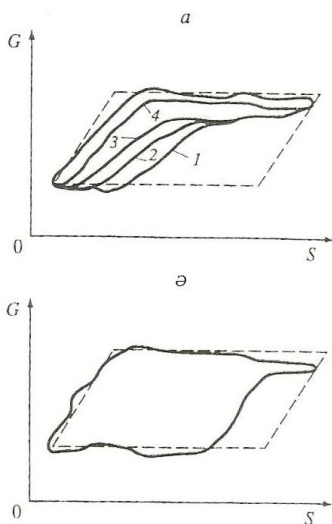
7.1. Штангалы терең сорапты қондырғылар (ШТСК)

"Газды" ұңғымаларға газды факторы $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ артық [2] сорап арқылы периодты фонтандаумен (сонымен қатар толтыру коэффициенті уақытқа байланысты бірден жоғары болуы мүмкін) сипатталатын немесе штанга сорабы еркін газ, көпіріктің пайда болуы есебінен төмен толтыру коэффициентімен жұмыс істейтін ұңғымалар жатады.

Көптеген жағдайларда ұңғымалардың "газдыға" жатуын динамометрлеу нәтижелері бойынша анықтайды.

Алынатын өнімде еркін газ болған кезде динамограммалар төмен жүріс кезінде штангілер тізбегін босату процесінің сипатымен ерекшеленеді [1]. Егер сорап плунжерінің астында еркін газ болса, онда штангаларды босату процесі сорап цилиндріндегі газсұйық қоспаның сығылғыштығы нәтижесінде баяулайды. Сорап цилиндрінде еркін газ көлемінің артуы бойынша динамограмма ауданы азаяды (сурет 7.1, 1-3 сызықтар), ал еркін газдың болуы себебінен беріліс үзілген кезде динамограмма (7.1 а сурет) 4 сызық түріне келеді.

Динамограмма түрі сорап қабылдағышындағы қысымға тәуелді (сурет 7.1 а, б.).



7.1-сурет. Еркін газ әсері үшін динамограммалар
а – сорап қабылдағышындағы төмен қысымдардағы динамограммалар: 1–3 сәйкесінше $P_{np1} > P_{np2} > P_{np3}$, 4 – сораппен берілістің үзілуі. *б* – сорап қабылдағышындағы үлкен қысымдар кезіндегі динамограмма

Плунжердің жоғары жүрісі кезінде сорап цилиндріне $R = V_{\Gamma}/V_H$ тұрақты көлемдік қатынастағы мұнай және газ қоспасы келіп түседі және жоғарыға жүріс соңында плунжер астындағы барлық көлем V мұнай мен газға толтырылады. Бұл көлем плунжермен босатылған көлемнен V_s және зиянды кеңістік көлемінен V_{bp} (сораптың зиянды кеңістігі деп соңғы төменгі жағдайдағы плунжер астындағы қабылдағыш және тастайтын клапандар арасындағы қашықтықпен анықталатын көлемді айтады) тұрады:

$$V = V_s + V_{bp} = V_H + R V_H \quad (7.1)$$

$$V_{\Gamma} = R V_H \text{ болғандықтан, } V_s + V_{bp} = V_H + R V_H,$$

$$\text{Осыдан} \quad V = \frac{V_s + V_{bp}}{1 + R} \quad (7.2)$$

Плунжердің жоғары жүрісінің соңында плунжер астындағы мұнай көлемі зиянды кеңістікте қалған мұнай көлемінен және жоғарыға жүріс кезінде сорапқа қайта келген мұнай көлемінен құралады. Мұнайдан газ бөлінгеннен кейін мұнайдың кемуін елемей соңғы көлемді былай көрсетуге болады:

$$V_H^* = V_H - V_{bp} = \frac{V_s - V_{bp}}{1 + R} - V_{bp} \quad (7.3)$$

Осы жерден сораптың толтырылу коэффициенті β үшін бір жүріс кезінде плунжер астына келетін мұнай көлемінің плунжермен сипатталған көлемге қатынасы түріндегі өрнекті алуға болады:

$$\beta = \frac{V_H^*}{V_s} = \frac{V_s - V_{bp}}{V_s(1 + R)} - \frac{V_{bp}}{V_s} \quad (7.4)$$

Зиянды кеңістік көлемінің V_{bp} плунжермен сипатталатын көлемге қатынасын V_{bp}/V_s К арқылы белгілеп, мынаны аламыз:

$$\beta = \frac{k + 1}{1 + R} - k = \frac{1 - kR}{1 + R} = 1 - R^*(k + 1) \quad (7.5)$$

мұндағы R^* – мұнайдағы газ мөлшері (концентрациясы), ол мынаған тең:

$$R^* = \frac{V_g}{V_g + V_n}$$

Осы жерден келесі қорытындыларды жасауға болады.

1. Сорapтың толтырылу коэффициенті β $k = V_{gp} / V_s$

шамасы аз болған сайын, яғни зиянды кеңістік көлемі V_{gp} аз және плунжер жүрісінің ұзындығы көп болған (V_s артық) сайын үлкен болады.

2. Толтырылу коэффициенті сорылатын газ көлемінің мұнай көлеміне қатынасы аз болған сайын, яғни $R = V_g / V_n$ шамасы аз болған сайын көп болады.

Осылайша тереңдік сорapпен жұмыс кезінде газдың зиянды әсерімен күресу үшін:

1) Плунжердің төменгі бөлігіндегі айдау клапанын жылжыту арқылы, яғни плунжердің шеткі төменгі жағдайында сору және айдау клапандарын максимал жақындату арқылы зиянды кеңістік көлемін азайту;

2) Плунжер жүрісінің ұзындығын арттыру;

3) Сорapтың жүктелу тереңдігін арттыру қажет, себебі ол кезде жүктелу қысымы артады және соған байланысты мұнай көлемінің әрбір бірлігінде сорapқа келетін еркін газдың абсолютті көлемдік мөлшері азаяды (R азаяды);

4) Газды сорapтан ұңғымаға бөлшектеп шығару үшін сорap қабылдағышында түрлі құралдар қолдану арқылы газды болжалды сепарациялау қажет, бұл V_g азаюына, яғни $R = V_g / V_n$ азаюына да әсер етеді.

Мұнайда еркін газ болмаған кезде, яғни $R = 0$ $V_g = 0$ кезінде толтырылу коэффициенті β (8.5) формула бойынша кеуекті кеңістік көлеміне тәуелсіз бірге тең болады, тек егер басқа факторлар оның азаюына әсер етпесе. Мұнайда газ мөлшері өте көп және кеуекті кеңістік көлемі жоғары болған кезде Rk бірге жақындауы мүмкін, салдарынан β коэффициенті нөлге тең болады. Сонымен қатар плунжердің әрбір жоғары және төмен

жүрісі барысында клапандар арасында жиналған газ клапандардың ашылуына мүмкіндік бермей бірде сығылады, бірде ұлғаяды, яғни сорап жұмысы бұзылады.

Бұл бұзылудың шарты (7.5) формула бойынша $\beta = 0$ кезінде $1 - kR = 0$ немесе $R \geq 1/k$ болады.

Егер зиянды кеңістік көлемі плунжермен сипатталатын көлемге тең болса, $k=1$ кезінде берілістің үзілуі $R \geq 1$ кезінде, яғни бірлік уақытта плунжер астына келетін мұнай мен газ көлемдерінің теп -теңдігі кезінде болады.

Мұнайдан газдың толық сепарациясы кезінде плунжер астындағы зиянды кеңістік зиянды болмай қалады, себебі бұл кеңістікте қалатын мұнайда енді плунжер төмен қозғалған кезінде онда еритін және жоғары қозғалған кезде қайта бөлінетін газ болмайды. Газдың ұлғаюынан плунжермен босатылатын көлем бөлігінің жоғалуы болмайды.

Сорап жұмысының бұзылуының барлық жағдайларында белгілі бір уақыт аралықтарында беріліс жаңарады. Бұл беріліс тоқтаған кезде ұңғыманың жиналуы есебінен, плунжер астында құбырлардан плунжер мен цилиндр арасындағы сақиналық саңылау арқылы ағатын мұнайдың жиналуы есебінен жүреді. Сұйықтың ішкі ағулары көп болған сайын сорап берілісі тез жаңарады. Берілістің жаңару кезеңдері өте аз мезгіл болады, ал сорап жұмысы толығымен қанағаттандырылғысыз болады, сондықтан сорапты ұңғымада газ болатын барлық жағдайларда оның зиянды әсерін жоятын шаралар қолдану қажет.

Тәжірибеде сораптық ұңғымаларда фонтанды атқылаулар көп болады. Кейде сораптың беріліс коэффициенті бірден көп шамаларға артады.

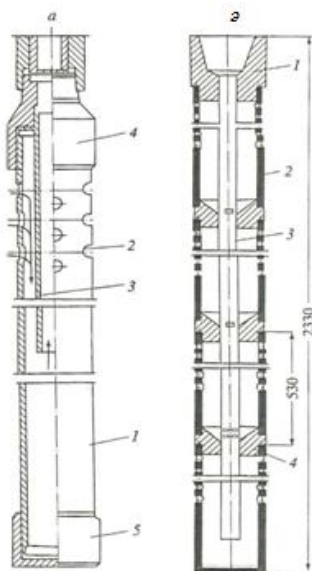
Бұл құбылыстардың тереңдік сораптар жұмысымен ешқандай байланысы жоқ. Тереңдік сораптың толтырылу коэффициенті барлық жағдайларда мұнайдың тұтқырлығының төмендеуі және осыған байланысты ағыстардың артуы салдарынан мұнайдың температурасының артуымен барлық жағдайларда азаяды.

Сорап қабылдағышында еркін газ сепарациясының коэффициентінің сораптың сору клапанынан төмен орнатылатын газды якорьлер немесе газды сепараторлар деп аталатын арнайы тереңдік қондырғылар көмегімен арттыру мүмкіндігін толығырақ қарастырайық.

7.1.1. Газды якорьлер

Газды якорьлердің бірнеше конструкциялары бар, бірақ айырмашылықтарына қарамастан олардың жұмыс принциптері жобамен бірдей және фазалардың гравитациялық бөлінуіне негізделген. Тиімді гравитациялық сепараторлар белгілі бір талаптарды қанағаттандыруы қажет:

- Сепаратордағы сұйық фаза ағыны жылдамдығы газ көпіршіктері жылдамдығынан кем.
- перфорацияланған ниппельде газ үшін шығу саңылаулары ауданы мен сору клапаны ауданы арасындағы рационалдық қатынас;
- газды сепаратордағы қысымның жоғалуын анықтайтын рационалды диаметр және ұзындығы;



7.2-сурет. Газды якорьлер сұлбасы а-қарапайым біртұлғалы газды якорь: 1-якорь тұлғасы, 2-тұлға тесіктері, 3-сору құбыры, 4- ауыстырғыш, 5- өшіргіш. б – көпсекциялы газ якорі: 1-жеткізуші, 2- якорь сырты, 3-сору құбырышасы, 4- құмға қарсы конусы бар ниппель

Газды якорьлерді қолдану тәжірибесі мынадай якорьлердің ең тиімді екенін көрсетті:

Қарапайым біркорпусты якорь;

Көпкорпусты якорь;

Тарелкалы якорь;

Якорь -зонт;

Якорь -трап;

Батырмалы якорь.

Әртүрлі якорьлерін түрлі конструкцияда қолданады, сондықтан якірлер конструкциялары олардың түрлеріне қарағанда әлдеқайда көп.

Газды якорьлер штангалық сораптар сияқты тұрғызылатын және тұрғызылмайтын болады. Тұрғызылатын газды якорьлерді тұрғызылатын ұңғымалық штангалық сорапқа жалғайды және оларды алып шығу үшін СКҚ көтеру қажет емес. Орташа тереңдіктегі, тығын түзілмейтін, ҰТА жиі өндеуді қажет етпейтін ұңғымаларда тұрғызылмайтын якорьлер қолданған жөн.

Қарапайым біркорпусты якорь (сурет 7.2 а) екі концентрлі орналасқан құбырлардан тұрады – пуыстырғышқа 4 қосылған және сорап конусының ұяшығымен байланысқан сору құбырынан 3 және корпустан 1.

Біркорпусты якорьде газ сепарациясы процесі келесідей жүреді. Еріген газы бар мұнай қоспасынан, еркін газ және судан тұратын ұңғыма өнімі ұңғыма түбінен сорап қабылдағышына қарай қозғалады, 180^0 бұрылады және якорь тұлғасына кіреді.

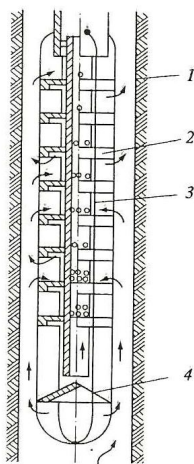
Сонымен қатар құбыр қимасы бойынша әртүрлі жылдамдықтар эффектісі қолданылады; жолдың қысқа горизонталь учаскелерінде ағыс бұрылыстарында газ көпіршіктері құбыр қабырғаларына жақын облысқа түседі, онда жылдамдықтар аз болады және жоғарыға еркін өтеді.

Еркін газ мөлшері аз немесе мүлдем газы жоқ ағын сору құбырының ішіндегі кіріске қарай төмен қозғалады. Сору құбырында ағыс сорапқа бағытталады. Қарапайым якорьды толықтыратын бітегіші 5 бар құмды қалта. Тіпті құмы жоқ ұңғымада қалтаның болмауы сору құбырының соңы кірмен толуына және құбырлар мен штангаларды толық көтеру қажеттілігін тудырады.

Қарапайым якорь конструкциясын таңдау кезінде келесі қосымшаларды басшылыққа алу қажет. Корпус пен сору құбырының арасындағы сақиналық кеңістік ауданы көп болған сайын якорьдің сепарациялық қабілеті жоғары болады. Якорь корпусының диаметрін пайдалану тізбегінің диаметрерінің жартысына тең етіп алу ұысыналады. Якір корпусында саңылаулар қатарының саны мүмкіндігінше көп болуы қажет (10-20), саңылаулардың жалпы саны да мүмкіндігінше көп болғаны абзал (100-200).

Көпкорпусты якорь. Көпкорпусты якорьлер сораптың өнімділігі жоғары болғанда және тұтқыр мұнайда қолданылады, ол кезде пайдалану тізбегінің диаметрі якорь диаметріне есептелген диаметрді қолдануға болмайды. 8.2, б сур. параллель жұмыс істейтін төрт қарапайым якорьден тұратын көпкорпусты якорь конструкциясы көрсетілген. Бұл якорьде одан өтетін сұйықтың жалпы шығыны секциялар бойынша біркелкі таралады. Корпус саңылауларының саны жоғарыдан төмен қарай артады. Якорьді көпірік түзілетін және газсұйық қоспасының эмулсиялық құрылымы бар ортада қолданған тиімсіз. Якір құм концентрациясы жоғары ұңғымаларда қалыпты жұмыс жасай алмайды.

Тарелкалық якорьді (7.3-сурет) өнімінде еркін газ бар құмды ұңғымаларда қолданған жөн.



7.3-сурет. Тарелкалы газды якір

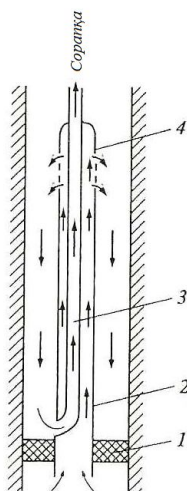
Тарелкалық газды якорь келесі бөлшектерден тұрады: ауыстырғыш 1, тарелкалар 2, сору құбыры 3, қорғаушы құйғыш 4. Кіші көпіршіктерді үлкенге біріктіруге жағдай жасау үшін тарелкалар шеттері төменге қаратылған. Сұйықтан газдың сепарациясы тарелканың сүйір жерінде және қоспа тарелка үстінде, сору құбырында саңылауларға қарай қозғалған кезде болады. Сору құбыры тесіп өтетін, түпсіз жасалған, бұл құмның жиналуын болдырмайды. Құбырға газ көпіршіктері де түспеуі үшін оның кірісі төмен қаратылған құйғышпен қорғалған. Тарелкалар диаметрі сәйкес сорап диаметрiнен аспауы қажет, барлық жағдайларда сору құбыры диаметрі 15 мм, тарелканың сыртқы жабыны мен көршілес тарелканың түбі арасындағы қашықтық – 10 см. Сегіз тарелкадан артық қолдану якорь жұмысының тиімділігін арттырмайды.

Сегізтарелкалық якорь үшін секциялар бойынша шығындардың таралуы келесідей: I секция – 6,5 %, II – 7,5%, III – 10 %, IV – 12%, V-14 %, VI – 12,5%, VII – 15,5 %, VIII – 17 %; 5% ашық клапанға тиесілі.

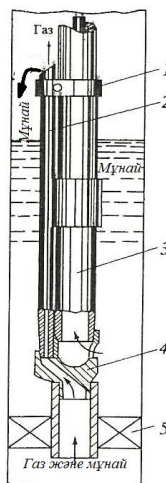
Тарелкалық якорьдің сепарациялық қабілеті көптұлғалы якорьдікіне қарағанда салыстырмалы түрде төмен, алайда ол құмға толмайды.

Якорь – зонт (сурет 7.4) ағыстың 180⁰С бұрылу және газдың кішкентай көпіршіктерінің бірігу принципіне негізделген. Тізбек манжетпен 1 жабылады және газсұйық ағыны тізбекке қарағанда диаметрі кіші якорь корпусы бойынша бағытталады. Әрі қарай сүзу бөлігі 4 арқылы ағын 90⁰ бұрылады және якір қуысының рөлін атқаратын тұлға мен тізбек арасындағы сақиналық кеңістікке кіреді. Сақиналық кеңістікте ағын қайта төмен бұрылады және сору құбырының саңылауына қарай қозғалады. Газ ағын бұрылған кезде тұлғада да, құбыраралық кеңістікте де сепарацияланады. Көпіршіктердің бірігуі манжет астында да, тұлға кірісінде де және корпустың өзінде де жүреді.

Якорь-зонт тұлғасының ұзындығын корпустан шыға берісте ағынның күрт ұлғаюына байланысты қарапайым біркорпусты якорьға қарағанда артық қылып жасайды.



7.4-сурет. Газды якорь-зонт
1-манжет, 2-тұлға, 3-сору
құбырышасы, 4-сүзгіш бөлігі



7.5-сурет. Якорь-трап
1- қысу хамуты, 2-өткізу
құбырышасы, 3- сорап, 4 –ниппель-
ауыстырғыш, 5-пакер

Якорь-зонттың сепарациялық қабілеті өте жоғары. Якорь-зонтты қисықтығы аз, дефектілері аз тізбекті ұңғымаларда, тізбек қабырғаларында тұз бен парафин жиналуы болмаған кезде немесе алынатын сұйықта құм мөлшері аз болған кезде қолдануға болады. Эмульсиялық ортада якорь-зонт бақа аспалы газды якорьлерге қарағанда жақсы жұмыс істейді.

Газды якорь-зонтты, көпіріктүзетін және газқұмды аз - және орташа дебиттік ұңғымаларда қолданған абзал.

Якорь-трап. Якорь-трапта (сурет 7.5) газсұйықты ағын арнай құбыр тізбегі бойынша тізбектегі сұйық деңгейінің үстіндегі сақиналық кеңістікке бағытталады. Сорап қабылдағышында пакер орнату сорапқа газсұйық ағынының келуіне кедергі болады. Жетекші құбыр газ сепарациясы үшін керемет жағдайлар жасайды, еркін газсыз сұйық сорапқа корпустағы бүйірлік саңылау арқылы келеді. Якорь-траптың қолданылуын шектейтін себептер якорь-зонттындағыдай.

Батырмалы газды якорьді сұйықтың динамикалық бағаны жоғары және мұнайда газдың еруі коэффициенті жоғары ұңғымаларда, жоғары дисперсті газмұнайлы орталарда құм мөлшері аз болғанда қолданған абзал.

Газды якорьді таңдауды мұнай мен су дебитінің, механикалық қоспалардың пайыздық мөлшерінің, сондай-ақ құбыраралық және құбырлық газдар мөлшерінің негізінде жүргізеді.

Ұңғыманың белгілі бір категорияға жататыны және газсұйық ағынының құрылымы анықталғаннан кейін якорь конструкциясын таңдайды. Якір таңдау оны ұңғымада орнату тереңдігімен байланысты болуы қажет.

7.1.2. Ұзынжүрісті сорапты қондырғы (ҰСК)

Жоғарыда көрсетілгендей сорапты толтыру коэффициентін арттыру плунжер жүрісінің ұзындығын арттыру арқасында іске асады.

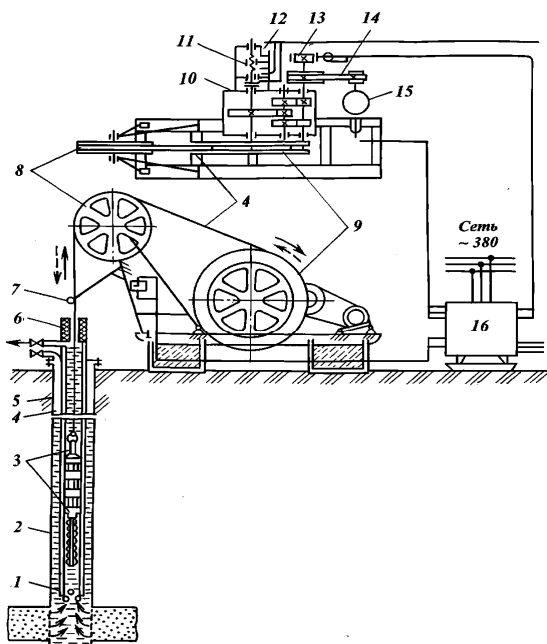
Бұл тұрғыда «Оренбургнефти» - да ленталық механизмді, тығыздалатын плунжерлері және СКҚ жұмыс цилиндрі бар ұзынжүрісті сорапты қондырғыларды игеру қызығушылық тудырады [26].

Қондырғының жұмыс істеу принципі жерүсті жетегінің барабанға лентаны орап, оны берілген жылдамдықпен және плунжердің орын ауыстыру интервалымен ұңғымаға түсіруіне негізделген. Лентаның плунжермен қайту-келу қозғалысы және клапандар жұмысы сұйықтың бетке көтерілуін қамтамасыз етеді. Плунжердің жоғары және төмен қозғалысы жетекті қозғалтқышты реверсирлеу әдісімен іске асырылады. Қондырғы өнімділігі плунжер қозғалысының жылдамдығымен, оның жүрісінің ұзындығымен және ұңғымаға сұйықтың келу қарқынымен байланысты жоғары және төмен жүрістің соңында ұңғымадағы сұйық деңгейлерімен анықталады.

Сорапты қондырғының принциптік сұлбасы 7.6-суретте берілген. Қондырғы кешеніне рамада бекітілген редуктор 10 кіреді. Редуктор валында лента оралатын бабина 9, электроқозғалтқыш 15, клиноременьді беріліс 14, реверсирлеу механизмі 11, тежегіш 13, ролик бағыттағыш 8, басқару

станциясы 16 орналасқан. Рама фундаментте бекітіледі. Ұңғымаға түсіру кезінде лентаны центрлеу ұңғыма осі жағдайына сәйкес бекітілген ролик бағыттаушысымен қамтамасыз етіледі.

Көтерудің ленталық механизмімен ДНУ ұңғыма тереңдігінде плунжердің шектелмеген жүрісін қамтамасыз ете алады, бір жүрісте 3-4 м³ сұйық жіберген кезде және свабтау режимінде 5000-5500 м тереңдіктен сұйық ала отырып үздіксіз және периодты режимде жұмыс істеу мүмкіндігі бар.



7.6-сурет. Ұзынжүрісті сорапты қондырғының принциптік сұлбасы
1—сору клапаны, 2 — плунжер, 3 — айдау клапаны, 4 — тарту мүшесі, 5 — сорап цилиндрі, СКҚ тізбегі, 6 — сальник, 7— аппаратты өшіргіш, 8 — бағыттау ролигі, 9 — бобина, 10 — редуктор, 11 — реверсирлеу механизмі, 12 — соңғы өшіргіштер, 13 — тежегіш, 14 — қайысты беріліс, 15 — электрқозғалтқыш, 16 — басқару станциясы.

Ленталық механизмді ұзын жүрісті сорап қондырғысы (ҰЖСҚ) плунжер жүрісінің үлкен ұзындығын қамтамасыз ету мүмкіндігі:

- жұмыс циклдарының санын және жабдықтың, әсіресе штанганың ұзақ жұмыс істеуіне кері әсер ететін динамикалық күштер әсерін азайтуға;

- штангалар мен құбырларды серпімді ұзартумен байланысты плунжер жүрісі ұзындығының жоғалуын күрт төмендетуге;

- плунжер қозғалысының жылдамдығын арттыру есебінен қондырғы өнімділігін айтарлықтай арттыруға мүмкіндік береді.

Көтерудің ленталық механизмді ҰЖСҚ ШТСҚ – мен салыстырғанда жұмыстың жақсы энергетикалық көрсеткіштеріне ие. Барлық қондырғының әлсіз бөлігі ұзындық өлшегіш лентаның беріктігінің төмендігі болып табылады.

7.2. Арынды сорап қондырғылары (АСҚ)

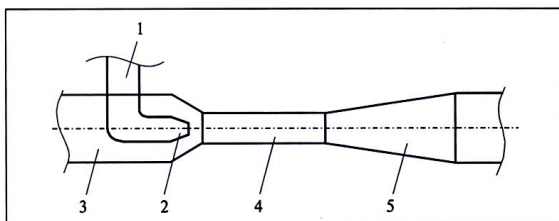
Өндіру жабдықтарының мұнай кәсіпшілік тәжірибесіне арналған оңтайлы түрлерінің бірі арынды сорап қондырғылары (АСҚ) болып табылады, бұл олардың конструкцияларының қарапайымдылығымен, қозғалмалы бөліктерінің болмауымен, жоғары сенімділігімен және өте күрделі жағдайларда жұмыс істеу қабілеттілігімен байланысты: алынатын сұйықта еркін газ бен механикалық қоспалар көп болған жағдайда, жоғары температураларда және инжектирленетін өнім агрессивтілігінде.

Арынды сорап қондырғыларын алғаш қолдану 1940 жылдары АҚШ мұнай кенорындарында басталды. 1975 жылы ұңғымаларда түсіру тереңдігі диапазоны 580-2900 м және сұйық өндіру $33-160 \text{ м}^3/\text{тәул}$ 200 ағысты сораптар жұмыс істеді. Қазіргі уақытта АҚШ фирмалары қабаттарды сынау және ұңғымаларды меңгеру, газ факторы және механикалық қоспалары жоғары мұнай өндіру, көлденең ұңғымаларды пайдалану және теңіз кенорындарында ауыр мұнайларды өндіру кезінде және ұңғымаларды құм тығындарынан тазалау үшін ағысты сораптарды қолданады.

АҚШ-тан басқа ағысты техниканы Ресейде, Беллоруссияда және Украинада Батыс Сібір кенорындарының мұнайын өндіру үшін қолданады.

Қазіргі уақытта жерүсті және батырмалы күштік жетегі бар АСҚ құрастырылған, сонымен қатар ағысты сорап стационарлы және тұрғызылмалы болуы мүмкін. Жерүсті жетегі бар ағысты сорапты қондырғылар екі және бірқұбырлы болуы мүмкін, бірақ пакер қолданумен. Батырмалы күштік жетегі бар ағысты сорапты қондырғылар пакерсіз бірқұбырлы болады. Осы жүйелердің әрқайсысының өз артықшылықтары, кемшіліктері және өздерінің рационалды қолданылу облыстары бар. Ерекше орынды батырмалы жетегі бар АСҚ алады, оның орнына ОТЭСҚ қолданылады. Мұндай қондырғылар «тандемді қондырғылар» деген атқа ие болды: олар механикаландырылған ұңғыманы пайдалану тәсілдеріне қарағанда бірқатар артықшылықтарға ие.

АСҚ жерүсті жабдығын бір ұңғыма үшін де ұңғымалар тобы үшін де шығарады. Мұндай жабдық күштік сораптар блогынан, жұмыс сұйығына арналған ыдыстан және оны механикалық қоспалардан тазарту үшін гидроциклонды аппараттан тұрады. Өндірілетін сұйықтан газды сепарациялау арнайы ыдыста немесе газсепараторы мен жұмыстық сұйық қоймасы қызметін бірге атқаратын ыдыста жүреді. Соңғы жағдайда жерүсті жабдық кешеніне гидроциклон аркыл тазартылған сұйықтың рециркуляциясын жүргізетін тірек сорабы кіреді.



7.7-сурет. Ағысты сораптың сұлбасы

1 – жұмыс агентін жеткізу каналы, 2 – белсенді сопло, 3 – инжектрлі сорапты жеткізу каналы, (осы каналды көбінесе қабылдау камерасы деп атайды), 4 – араластыру камерасы, 5 – диффузор.

Көп жағдайларда жұмыс сұйығының көзі ППД жүйесінің суы болады.

Ағысты сорап схемасы мен жұмыс істеу принципі.

Ағысты сорап бұл сөздің тура мағынасындағы сорап болып табылмайды, себебі ол шығыста артық арын тудырмайды. Онда гидравликалық энергияның екі рет өзгеруі жүреді: алғашында жұмыс сұйығының потенциалды энергиясы кинетикалық энергияға айналады, нәтижесінде жұмыс сұйығы ағыны инжектрленетін ағынмен араласады. Жұмыстық және инжектрленетін сұйықтардың аралас ағыны араласу камерасынан өтіп, диффузорға түседі, онда аралас ағынның кинетикалық энергиясының потенциалды энергияға айналуы жүреді.

Ағысты сорап сұлбасы 7.7- суретте көрсетілген. Ағысты сораптың жұмыс принципі келесідей: потенциалдық энергиясы жоғары жұмыстық агент белсенді қақпаққа 2 жіберіледі, онда потенциалды энергияның бір бөлігі кинетикалыққа айналады. Қақпақтан 2 шығатын жұмыстық агентінің ағысы қабылдағыш камерадағы қысымды төмендетеді, нәтижесінде инжектрленетін сұйықтың бір бөлігі жұмыстық агентке және араластару камерасына 4 түседі. Бұл камерада жұмыстық агент пен инжектрленуші сұйық араласады, олардың жылдамдығы мен қысымы теңестіріледі, және аралас ағын диффузорға 5 түседі. Диффузорда аралас ағынның кинетикалық энергиясының баяу төмендеуі және оның потенциалдық энергиясының артуы жүреді. Диффузордан шыға берісте аралас ағын оның бетке көтерілуіне жететін потенциалды энергияға ие болуы тиіс.

Қақпақтың берілген өлшемінде мойынның түрлі өлшемдеріне түрлі сипаттамалар сәйкес келеді. Әдетте сипаттамалы қисықтар еңістеу, әсіресе мойынның үлкен диаметрінде, бұл ағысты сорап берілісі мен қабылдағыш немесе атқылаудағы қысым арасындағы жоғары тәуелділікті көрсетеді.

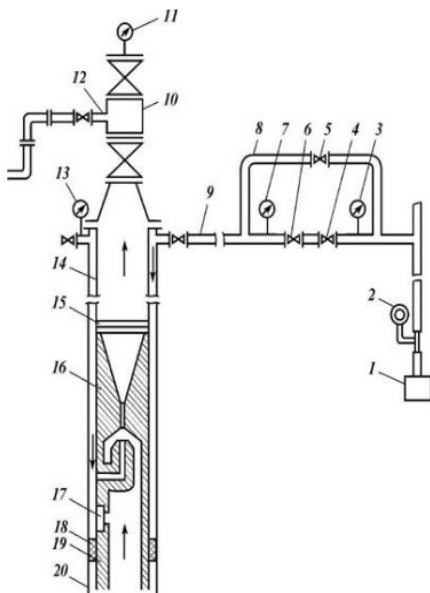
Бұл сораптың жұмыс принципі белгілі және түсінікті болуына қарамастан оның негізгі элементтерін есептеу өте қиын, бұл ұңғыма өнімінің күрделілігімен байланысты. Қазіргі уақытта мұндай сораптарды пайдаланудың барлық қиындықтары шешімін тапқан, және оларды күрделі жағдайлармен ұңғымаларды пайдалану үшін үлкен көлемде қолданады.

Ағысты сорап конструкцияларын құрастыру ұңғымада және бетте күштік агрегаттардың орналасу жолы бойынша жүреді.

Батырмалы агрегаттарды қолдану қондырғы габариттерінің азаюына, оның металл сыйымдылығының азаюына, ПӘК-тің артуына алып келеді. Алайда агрегатты сағаға орналастыру бақылау мен реттеуге, жұмыстық қысымның бір бөлігі ретінде ұңғымада сұйық бағаны қысымын қолдану үшін қолайлы жағдайлар туғызады. Барлық схемалардың кемшіліктері мен артықшылықтары бар: пайдалану тізбегі бойынша ұңғыма өнімінің көтерілуі оның парафинделуіне, коррозиялық және эрозиялық бүлінуіне алып келуі мүмкін. Жұмыс сұйығын пайдалану тізбегі бойынша беру критикалық қысым салдарынан соңғысының бұзылуына алып келуі мүмкін. А және в схемалары пакер қолданысына негізделген, оның монтажі мен демонтажі қиын болады; қосымша СКҚ тізбегін қолдану қондырғының металл сыйымдылығын күрт арттырады.

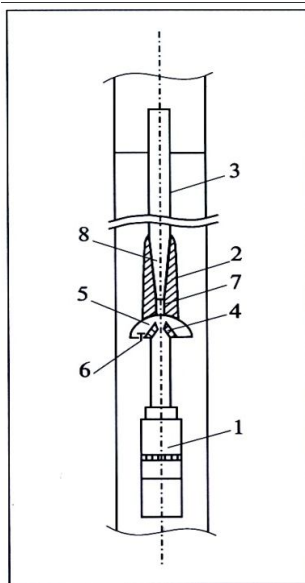
АСҚ ұңғымаларды тиімді пайдалану осындай жабдықтың негізгі элементтерінің герметикалығына тәуелді. Осындай жабдықтың кез келген кешенінде үш аралас қуыс пайда болады: пакерасты, СКҚ қуысы және құбыраралық кеңістік қуысы. Сонымен қатар қуыстардың әрбірі батырмалы ағысты сораппен байланысты. Осылайша, мысалы АСҚ бір құбырлы кері схемасы үшін пакермен СКҚ бағаны бойынша ағысты сорапқа жоғары қысыммен жұмыс сұйығы қозғалады; пакерасты кеңістігінде – жұмыстық және инжектирленуші сұйықтардың аралас ағыны. Айтылғандардан батырмалы жабдық элементтерінің герметикалығы АСҚ қалыпты жұмысының маңызды бір шарты болып табылады.

Жұмыстық сұйықты пайдалану тізбегі бойынша жіберумен ұңғымалық ағысты қондырғы схемасы 7.8-суретте берілген.



7.8-сурет. Ұңғы арынды қондырғы

1 – жұмыс сұйығының көзі,
2 – шығымөлішегіш, 3, 7, 11, 13 –
манометрлер 4, 5, 6 – вентильдер,
8 – қысымды реттеу және
сұйықты өлшеу аймағы, 9 – жұмыс
сұйығын беру желісі, 10 – саға
байламы, 12 – мұнай жинау
коллекторы, 14 – СКҚ тізбегі,
15 – шайба, 16 – арынды сорап,
17 – ұңғыны өшіру клапаны, 18 – пакер,
19 – хвостовик, 20 – пайдалану тізбек



7.9-сурет. ЭЦН-СН
тандемді қондырғы сұлбасы

Мұнай өндіруде кең қолданыс тапқан ортадан тепкіш электр сорап қондырғысы (ОТЭСҚ) арынды сорап тандемді қондырғыларын қалыптастыра отырып ағысты сораптардың күштік жетектері ретінде қолдануға болады. 7.9 -суретте осындай қондырғының схемасы көрсетілген. Қондырғыға СКҚ тізбегімен 3 түсірілетін ОТЭСҚ батырмалы агрегаты 1 кіреді, онда корпустан 2, қақпақтан 4, қабылдағыш камерадан 5, кері

клапаннан 6, араластыру камерасынан 7 және диффузордан 8 тұратын ағысты сорап орнатылған.

Тандемді қондырғы келесідей жұмыс істейді. Батырмалы ортадан тепкіш сораппен алынатын ұңғыма өнімі ағысты сораптың қақпағына беріледі, ол кезде ағын жылдамдығы артады. Қақпақтан шығатын ағыс қысымды төмендете отырып қабылдағыш камераға түседі. Сонымен қатар кері клапан 6 ашылады, ұңғыма өнімінің бір бөлігі қабылдағыш камераға түседі. Камерада 7 жұмыс сұйығының құбыраралық кеңістіктегі инжектирленетін қоспамен араласуы жүреді; онда диффузордан 8 өтіп СКҚ тізбегіне 3 түсетін және әрі қарай көтерілетін шағын дисперсті газ сұйық қоспасы қалыптасады.

Тандемді қондырғыларды қолдану:

- Өндіруші ұңғымалардан өнім алынуын арттыруға;
- УЭЦН қабылдағышында ұңғыма өнімін көтеру, ерітіндіден газдың қосымша бөлінуі үшін сепарацияланатын еркін газды максималды қолдануға;
- ПЭК-ті арттыруға;
- Ағыстық сорабы бар қондырғы конструкциясын қарапайымдандыруға, жұмыс сенімділігін арттыруға және оның металл сыйымдылығын төмендетуге;
- Ұңғыманы жерасты жөндеу мерзімін қысқартуға және қарапайымдандыруға мүмкіндік береді.

Сонымен қатар Q-H ОТЭСҚ және ағысты сорап сипаттамаларын ескере отырып тандемді қондырғының серпімділігі мен пайдалану шарттары өзгерген кезде оның жұмыс режимінің автоматты түрде ауысатыны туралы айтуға болады; сонымен қатар ОТЭСҚ оңтайлы режим облысында жұмыс істейді.

Тандемді қондырғыларды есептеу теориясы күрделі және арнайы әдебиетте келтіріледі.

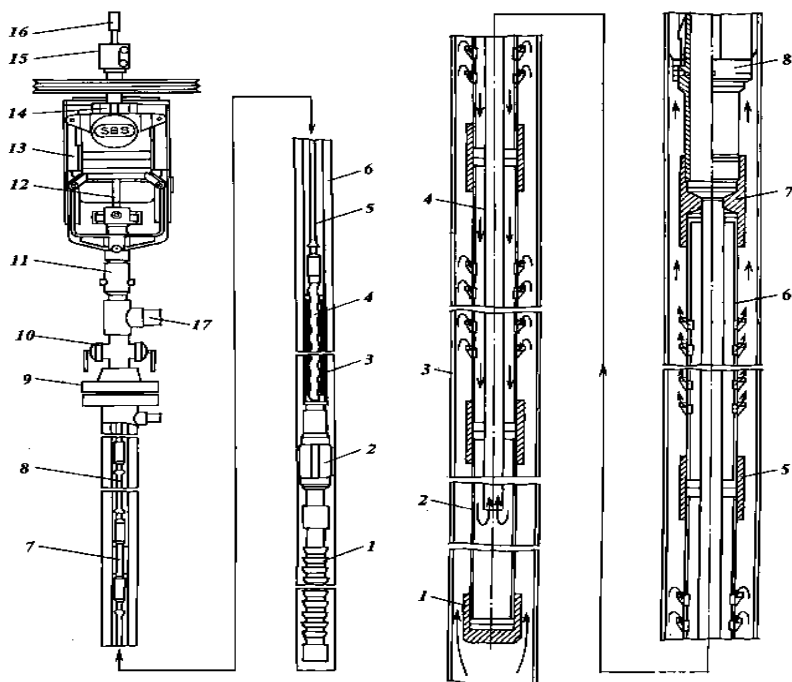
7.3. Электробұрандалы сораптар қондырғылары (ЭБСҚ)

Батырмалы винтті сораптар көлемдік машиналар бола отырып, ортадан тепкіш сораптарға қарағанда алынатын сұйықта еркін газ болуына сезімталдығы төмен және сорапқа кірісте жоғары газ мөлшері рұқсат етіледі. Scheller-Blekman”

фирмасының батырмалы бұрандалы электр сорап сұлбасы 7.10.суретте келтірілген.

Мысал ретінде “Scheller-Blekman” фирмасының штангалық тізбегі бар ЭБСК -ді қолданудың регламентирлеуші шарттары берілген.

Сорапты ілудің ұсынылатын тереңдігі, м	2400
Дамитын қысым, МПа	12
Ұңғыманың вертикальдан максимал ауытқуы, град	40
Сораптың өнімділігі, м ³ /тәул	0,3-640
Сорапты ілу зонасында рұқсат етілген температура, °С	135
Қалыпты жағдайлардағы мұнай тығыздығы, кг/м ³	820-1040



Сурет 7.10. “Scheller-Blekman” фирмасының батырмалы бұрандалы электр сорап сұлбасы

1 – бітегіш; 2 - СКҚ; 3 – шегендеу құбыры; 4 – сору құбыры; 5 - муфта; 6 - газды якорь; 7 - ауыстыру муфтасы; 8 - механикалық якорь

Сорап қабылдағышындағы мұнайдың динамикалық тұтқырлығы, мПа*с	1,0-1000
Сорап қабылдағышындағы еркін газдың максимал мөлшері, %	40
Сұйықты көтерудің максимал мүмкін биіктігі, м	2440
Алынатын сұйықтағы механикалық қоспалар мөлшері, %	10
Күкіртті сутек мөлшері артық емес	5
Көмірқышқыл газының мөлшері, мг/л	1000

Осылайша, қазіргі уақытта өнімдерінде газ мөлшері көп ұңғымаларды тиімді пайдалану үшін, мұнай кенорындарын игеру тәжірибесінде кең қолданылатын техникалық және технологиялық әдістер көп.

ҚОРЫТЫНДЫ

Мұнайгаз өндіру кәсіпорындары өзінің өндірістік қызметін жылдан жылға өзгерту арқылы жүзеге асырып келеді.

Кенорындарды игерудің бастапқы кезеңінде мұнай және газды өндіруді меңгеру, оларды пайдалану, жинау және дайындау, сонымен қатар қабат қысымын ұстау жүйелерін енгізу жұмыстары орындалады. Жаңа ұңғыларды бұрғылау және оларды пайдалануға енгізу кезінде маңызды жұмыстар жүргізіледі. Осы жағдайларда инженерлі-техникалық қызметкерлерге алдын ала ойда болмайтын күрделі мәселелерді бірінен кейін бірін шығаруға тура келеді.

Соңғы жылдары кенорынды іске қосқаннан кейін кәсіпорын қызметінің техника-экономикалық көрсеткіштері мәнді өзгеріп отыр. Мұнай өндіру деңгейін ұстаумен, ілеспелі өндірілетін су көлемін шектеумен, қажетті экономикалық көрсеткіштерде мұнай қорларын алумен байланысты жаңа мәселелер пайда болып жатыр. Сонымен қатар, мұнай өндіру үрдістерінің экологиялық қауіпсіздік мәселесін қамтамасыз етуге күнделікті көңіл қажет.

Энергияны қажет ететін белгілі жабдықтармен орнатылған өндіру және айдау ұңғылары үлкен орынды алады. Ұңғылар және орнатылған жабдықтардың жұмысы энергияның ең аз шығынына, ЖАК-тың ұзақ мерзіміне сәйкес келетін тиімді режимдерде жүру керек. Осымен қатар ұңғыларды пайдалану кезінде олардың жұмысын нашарлататын әртүрлі қиындықтар кездеседі.

Мұнай өндіру кәсіпорындарында өндіріс-шаруашылық қызметінің жаңа шарттарында көптеген ұңғылар және нысандардың жұмыстарын жақсарту және бақылауды белсендету қажет. Ол ұңғыларды және басқа жабдықтарды пайдаланудың тиімді жағдайларын ұстауды жақсартуды қажет етеді.

Осылармен қатар, көмірсутек өнімнің фазалық және химиялық құрамдары игеру үрдісінде өзгеруі және ұңғыларды пайдалану шарттарының өзгеруі қиындықтармен күрес құралдарын таңдауды тұрақты өзгерту қажеттілігіне әкеледі.

Жеке бір қиындату факторының жағымсыз нәтижелерін жою үшін жүргізілген кешенді шаралар басқа фактордың

күшеюіне әкелуі мүмкін. Сондықтан, қабат және ұңғыға әсер ететін қолданыстағы технологиялардың бірікпеу проблемаларын шешудің негізгі бағыттары кешенді қиындықтармен күресу үшін көпфункционалды әсерлі композицияларды құру және пайдалану болып табылады.

Оқу құралында берілген мәліметтер ұңғыларды пайдаланудың тиімді жағдайларын ұстау және мұнай өндірудің жоғары техника-экономикалық көрсеткіштерді қамтамасыз ету бойынша мәселелерді шешуге нақты көмек көрсетеді және осы саладағы студенттер мен мамандарға пайдалы болады.

БИБЛИОГРАФИЯЛЫҚ ТІЗІМ

1. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. Недра –Бизнесцентр, 2000. –653с.
2. *Елеманов Б.Д., Герштанский О.С.* Осложнения при добыче нефти–М.: Наука, 2007. – 420с.
3. *Адонин А.Н.* Выбор способа добычи нефти. –М.: Недра ,1971. –184 с.
4. *Персиянцев М.Н., Сазонов Ю.А., Однолетков В.С., Василенко И.Р., Лесин В.И.* Анализ результатов опытно-промышленного применения магнитных депарафинизаторов на нефтяных месторождениях Оренбургской области / // РНТС. Нефтепромысловое дело. 1998. № 2. – С. 35–37.
5. *Андреев В.В.* Энергетический анализ добычи нефти штанговыми установками / Сб. науч. тр. ин-та БашНИПИнефть. 1994. Вып. 88. –С. 42–46.
6. *Адонин А.Н.* Оптимальный межремонтный период эксплуатации нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. 1965. № 7. /с. 53–55.
7. *Молчанов Г.В., Чичеров Л.Г.* Нефтепромысловые машины и механизмы. –М.: Недра. 1976. – 328 с.
8. *Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И.* Геология месторождений высоковязких нефтей. – М.: Недра. 1987. – 174 б.
9. *Валеев М.Д., Хасанов М.М.* Глубинно-насосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башк. кн. изд-во. 1992. –150 с.
10. *Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И.* Технология и техника добычи нефти: Учеб. для вузов– М.: Недра.1986. – 382 с.
11. *Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф.* Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении. – Уфа: РИЦ АПК Башнефть. 1998. –416 с.
12. *Каплан Л.С., Минигалимов Р.З.* Эксплуатация осложненных скважин штанговыми насосами: Учеб. пособие. –Уфа: УГНТУ, 1997. – 195 с.
13. *Каплан Л.С.* Исследование технологии подачи химреагента в затрубное пространство //Сб. Нефть и газ:

проблемы добычи, транспорта, хранения и переработки. – Уфа: УГНТУ, 1998. – С. 88–98.

14. *Каплан Л.С.* Залповый метод подачи химреагентов // Сб. Нефть и газ: проблемы добычи, транспорта, хранения и переработки –Уфа: УГНТУ/1998. с. 66–76.

15. *Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф.* Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении. –Уфа: Башнефть, 1998. – 416 с.

16. *Булатов А.И. Качмар Ю.Д., Макаренко П.П.* Освоение скважин: Справ. пособие –М.: Недра-Бизнесцентр.1999. –473с.

17. *Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др./* Справочник по добыче нефти . –М.: Недра-Бизнесцентр.2000. – 374 с.

18. *Гиматудинов Ш.К.* Справочная книга по добыче нефти–М.: Недра 1974. –704 с.

19. *Низамов К.Р.* Докторлық дис. автореф.:Повышение эксплуатационной надежности нефтепромысловых трубопроводов.Уфа/2001.

20. *Мщенко И.Т.* Скважинная добыча нефти./Учеб.пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. –2003. –816 с.

21. *Ибрагимов И.Г. и др.* Осложнения в нефтедобыче.Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

22. *Шестнев Н.М. Гурвич Л.М.* Применение композиции ПАВ при эксплуатации скважин. –М.: Недра. 1988. –184 с.

23. *Хабибуллин З.А.* Борьба с парафиноотложениями в газонефтедобыче. Учеб.пособие. –Уфа:Уфим.неф.ин-та. 1992. – 105 с.

24. *Герштанский О.С. Шерстнев Н.М., Кишов Л.К. и др.* Полимерсодержащие композиции ПАВ в нефтедобыче. М.:ВНИИОЭНГ, 1997. –95 с.

25. *Глумов И.Ф.* Определение температуры выпадения парафина из пластовой нефти непосредственно в пористой среде при динамических условиях./Тр.ТатНИИ.1960, №11. – 299-305 с.

26. *Инюшин Н.В., Ишемгузин Е.И.*Магнитная обработка промысловых жидкостей.Уфа: Реактив, 2000. – 58с.

27. *Рассказов В.А.* Предотвращение отложения парафина при добыче нефти с помощью лакокрасочных покрытий. –Уфа: 1962. –84 с.

28. *Дерягин Б.В.* Поверхностные силы. М.: Наука. 1985. – 398 с.

29. *Мальшиев А.Г.* Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием. //Неф. хоз-во. 1997. №9. –62-69 с.

30. *Кацавцев В.Е. Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита. 2004. –432 с.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе.....	3
1. МҰНАЙДЫ ӨНДІРУ ТӘСІЛДЕРІН ТАҢДАУ.....	5
1.1 Газсұйықты көтергіштердің жұмыс істеу теориясының жалпы нұсқасы.....	5
1.2. Мұнайды өндіру тәсілдерін таңдаудың принциптері...	22
1.3 ШТСҚ қолданумен мұнайды күрделі жағдайларда өндіруде жаңа технологиялық және техникалық шешімдер.....	27
1.4 Газдың болуы көбейген жағдайларда ОТЭС-пен жабдықталған ұңғыларды пайдалану тиімділігін арттыру жолдары.....	29
2. ТАСЫМАЛДАҒАН ЖӘНЕ ӨНДІРІЛГЕН ӨНІМДЕГІ МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАЛАР.....	33
2.1 Құммен бірге сұйықты алу жағдайында ұңғыларды пайдалану.....	33
2.1.1 Ұңғыдан сұйықты алуды реттеу.....	34
2.1.2 Қабаттан құмның келіп түсуіне кедергі жасау.....	34
2.1.3 Қорғаныс жабдықтарын қолдану.....	37
2.1.4 Құм тығындарын жою.....	40
2.1.5 Құмды толығымен жер бетіне шығару тәртібі.....	43
2.2 Қайта айдау орталарында механикалық қоспаларды жою.....	49
3. АСФАЛЬТТИ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ТҮЗІЛІМДЕР ЖӘНЕ ОЛАРМЕН КҮРЕС	51
3.1 АШПТ-ң жалпы сипаттамысы және құрамы.....	51
3.1.1 Парафиндер және церезиндер.....	52
3.1.2 Асфальтты-шайырлы қосылыстар	54
3.1.3 Су және минералды заттар.....	57
3.1.4 Құрылымды-топты қоспа.....	57
3.1.5 АШПТ-ң жіктелуі.....	60
3.2 АШПТ пайда болу шарттары мен механизмі.....	61
3.2.1 Температуралық градиенттің маңызы.....	62
3.2.2 Қысымның және газ факторының әсері.....	67
3.2.3 Арын жылдамдығының, жабдық бетінің кедір-бүдірлігінің және табиғатының әсері.....	69

3.2.4.	Су-мұнай ағынынан парафинді түзілімдердің қалыптасуы.....	73
3.2.5.	Парафин түзілудің физико-химиялық ерекшеліктері ..	77
3.3	Парафин түзілімдерімен күрес әдістері.....	80
3.3.1	Жылу әдістері.....	82
3.3.2	Механикалық әдістер.....	92
3.3.3	Физикалық әдістер.....	98
3.3.4	Химиялық әдістер. Реагенттерді топтастыру	102
3.3.4.1	Ингибиторды берудің технологиялық сұлбасы.....	112
3.3.4.2	Еріткіштерді пайдаланып депарафинизациялау технологиясы және тәсілдері	115
4.	БЕЙОРГАНИКАЛЫҚ ТҰЗ ТҮЗІЛІМНІҢ АЛДЫН АЛУ ЖӘНЕ ЖОЮ ӘДІСТЕРІ.....	117
4.1	Мұнайды өндіруде тұз түзілімінің пайда болу мәселелері.....	117
4.2	Тұз түзілімдерінің пайда болу шарттары мен себептері	121
4.2.1	Тұздардың суда еруі және олардың шөгілу шарттары.	121
4.2.2	Ілеспелі сулардың аса қанығудың негізгі себептері.....	125
4.2.3	Тұз түзілімінің пайда болу механизмі.....	127
4.2.3.1	Көмірсутекті компоненттердің әсері.....	129
4.2.3.2	Технологиялық факторлардың әсері	131
4.2.4	Тұз түзілімінің пайда болуын бақылау	132
4.3	Тұз түзілімінің алдын алу және оларды жою.....	135
4.3.1	Тұз шөгіндеудің химиялық әдіспен алдын алу. Мұнай ұңғыларын және жабдықтарды ингибиторлармен қорғау.....	136
4.3.1.1	Ингибиторды таңдау.....	138
4.3.1.2	Ингибиторды қолданудың техникасы және технологиясы.....	139
4.3.2	Тұз шөгіндеудің физикалық әдіспен алдын алу.....	144
4.3.3	Тұз шөгіндеудің технологиялық әдіспен алдын алу.....	146
5.	ГИДРАТТАРДЫҢ ПАЙДА БОЛУЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫ ЖОЮ ӘДІСТЕРІ	150
5.1	Гидраттардың жалпы сипаттамасы және пайда болу шарттары	150

5.2	Мұнай ұңғыларында гидраттардың пайда болу ерекшеліктері	151
5.3	Гидраттардың алдын алу және оларды жою әдістері...	154
6.	МҰНАЙКӘСІПШІЛІК ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ КОРРОЗИЯСЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫ ҚОРҒАУ	158
6.1	Коррозионды үрдістерді топтастыру	160
6.2.	Ұңғыманы пайдалану кезінде құбыр металдарының коррозиялық бұзылуы	162
6.3.	Ұңғыдағы коррозиямен күрес жағдайлары.....	165
7.	ГАЗ МӨЛШЕРІ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛАРДЫ ӨНДІРУ	174
7.1.	Ұңғымалық штангалы сорапты қондырғылар (СШНУ).....	175
7.1.1	Газды якорьлер	179
7.1.2.	Ұзынжүрісті сорапты қондырғы (ҰСК).....	184
7.2.	Арынды сорап қондырғылары (АСҚ).....	186
7.3	Электбұрандалы сораптар қондырғылары (ЭБСҚ).	191
	Қорытынды	194
	БИБЛИОГРАФИЯЛЫҚ ТІЗІМ.....	196

Оқулық басылым

Ардақ Серғазықызы Ысқақ

ҰНҒЫЛАРДЫ КҮРДЕЛІ ЖАҒДАЙЛАРДА ПАЙДАЛАНУ

Оқу құралы

РБ бастығы	<i>З.А. Ғұбайдулина</i>
Редакторы	<i>Г.Қ. Оңкебаева</i>
Компьютерде беттеген	<i>А.Б. Аришова</i>

Басуға қол қойылды 17.03.2014 г.
Таралымы 300 дана. Пішімі 60x84x 1/16. № 1 баспаханалық қағаз.
Шартты б.т. 11,7. Көлемі 12,6 есепті б.т. Тапсырыс № 6.
Бағасы келісімді.

Қ.И. Сәтбаев атындағы
Қазақ ұлттық техникалық университетінің басылымы
Оқу-баспа орталығы,
Алматы, Сәтбаев көшесі, 22

ISBN 978-601-228-604-5

