

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы
Қазақ ұлттық техникалық университеті

А.А. Исмаилов, Т.Н. Жарқынбеков, Г.Ж. Смаилова

**ӨНДІРІСТЕГІ МҰНАЙ, ГАЗ,
СУДЫ ДАЙЫНДАУ ЖӘНЕ ТАСЫМАЛДАУ**

Қазақстан Республикасы
Білім және ғылым министрлігі оқу құралы ретінде ұсынған

Алматы, 2013 ж.

ЖОК 621.6 (075.8)

ББК 33.16Я73

И 88

И 88 А.А.Исмаилов, Г.Ж.Смаилова, Т.Н. Жарқынбеков. Өндірістегі мұнай, газ, суды дайындау және тасымалдау: Оқу құралы.
– Алматы: ҚазҰТУ, 2013. 278 б.
Сурет –103. Кесте –32. Библиографиялық тізім –27 атау.
ISBN 978-601-228-535-2

Оқу құралында – өндірістегі мұнай, газ және судың негізгі құрамы келтірілген. Мұнай, газ және судың өнеркәсіптік дайындау процестерінің негізгі мәліметтері, құбырлар жұмыс істеу процесінде өнеркәсіптік тасымалдау және сақтаудың теориялық негіздері келтірілген. Гидравликалық есептеулердің негізгі принциптері келтірілген.

“Мұнай газ ісі” дипломды мамандарын дайындау бағыты бойынша оқытылатын жоғары оқу орындарының студенттері үшін.

ЖОК 621.6 (075.8)

ББК 33.16Я73

Пікір жазғандар: *Д.Ж. Абдели – техн.ғыл.докторы,
профессор, ҚБТУ;
С.К.Муратова – техн.ғыл.кандидаты,
профессор, КҚУ;
К.С.Нурбекова – техн. ғыл. кандидаты,
доцент.*

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің
2013 жылғы жоспары бойынша басылды.

ISBN 978-601-228-535-2

© Исмаилов А.А.
Жарқынбеков Т.Н.
Смаилова Г.Ж.
© ҚазҰТУ, 2013.

КІРІСПЕ

Ұңғымадан шығатын өнім бірфазалы жүйе, мұнай және газ болып табылмайды. Ұңғымадан мұнаймен бірге қабат суы, ілеспе (мұнайлы) газ, механикалық қоспалардың, таужыныстарының және қатайған цементтің қатты бөлшектері келіп түседі.

Мұнай және газ кен орындарының ұңғыма өнімдері көпфазалы көпқұрамды жүйелерді ұсынады.

Келесі ұғымдарды енгіземіз.

Қабат мұнайы – екіфазалы газсұйықтықты жүйе.

Мұнай шикізаты – құрамында мұнай, ерітілген газ, қабат суы және механикалық қоспалары бар үшфазалы жүйе.

Өткізетін таза мұнай – жұмыс істейтін нормативтік және техникалық документтердің талаптарына сәйкес тұтынушыға жеткізуге арналған бірфазалы мұнай жүйесі.

Жұмыс істейтін МЕСТ Р 51858 – 2002 бойынша мұнай үшінші ең нашар сапа тобына сәйкес келетін, егер құрамында 1%-дан төмен су және 900 мг/л төмен хлорлы тұздар болса, онда ол сапалы (тауарлы) болып табылады.

Осы екеуінен басқа да көрсеткіштер бар. Сондықтан мұнайды магистральды құбырға жіберуден бұрын оны келесі процестерге негізделген арнайы өңдеуден өткізу керек.

1. Еркін немесе ерітілген күйдегі яғни сепарация процесінде болған мұнайдың құрамындағы жеңіл көмірсутекті газдарды жою.

2. Мұнайдан суды бөліп алу – мұнайды сусыздандыру процесі.

3. Мұнайдан құрамында еріген тұздарды шығару – тұзсыздандыру процесі.

Мұнайды дайындау процесінде жекеленген немесе өндірілген табиғи газ оған негізделген талаптарға сай болу үшін

магистральды құбырға жіберуден бұрын оны процестерге негізделген арнайы өңдеуден өткізу қажет.

1. Газдан механикалық қоспаларды, тамшылы суды және конденсатты бөліп алу – сепарация процестері.

2. Газ құрамындағы су буларын жою. Бұл процесс газды құрғату және бір уақытта гидрат түзілуді сақтап қалу процесі деп аталады, өйткені газды құрғату кезінде гидраттардың түзілу процесі төмендейді.

3. Газдан ауыр көмірсутектерді шығару – абсорбциялық шығару.

Өндірістік орналастыру күрделі қаржыландыруды талап етеді, оның түбегейлі еншісі мұнай және газды тасымалдау және жинақтау жүйелерінің жасақтарына жұмсалады. Сондықтан мұнай мен газдың кең ауқымды дайындығы күрделі қаржыландыруды және тасымалдау шығынын төмендету үшін сонымен қатар кен орнына орнығу мерзімін қысқарту үшін сәйкесінше жаңа кен орындарының жұмысын енгізуді үдеулету үшін аса маңызы зор.

Қазақстанда мұнай өндірудің перспективалық көлемі негізінде әлемдік мұнай бағасының деңгейімен, салық шарттарымен және кен орнын өңдеу мен барлауда ғылыми – техникалық жетістіктерімен сонымен қатар, барланған шикізат базасының сапасымен анықталады.

Табиғи газ елдің жаңармаған ресурстарына жатады. Экономиканың дамуын анықтайтын маңызды шара негізінде ол шикізаттың ең бағалы түрлерінің бірі.

Отынның тапшылығы және елдің экономикасының дамуында табиғи газ рөлінің артуы кезінде табиғи газдың жойылу түрлерінің төмендеуімен және технологиялық қажеттіліктерге газ шығындарының қысқаруымен байланысты өзекті мәселелер болып табылады.

Көбінесе газдың жойылулары (90% дейін) газ тасымалдаушы жүйелерде болады.

Магистральды тасымалдауға өндірілген көмірсутекті шикізатты дайындау кезінде заманауи кәсіпорындарында нақты күштердің: гравитация, инерция және т.б. жұмыстары нәтижесінде сұйық және газ фазаларына қабат қоспасын бөлу

(сепарация) принципін қолдануға негізделген технологиялық процестерді кең ауқымда қолдануды алға қойды.

Мұнай жүйелерінің күйлері мен қасиеттері түрлі параметрлердің: қысым, температура, меншікті көлем, фазалардың компонентті құрамдарының әсерлерімен анықталады.

Барлық тізбек бойынша көмірсутек жүйелерінің қозғалысы кезінде **“қабат – ұңғыма – дайындау мен жинау жүйелері – магистральды құбыр”** үздіксіз температура мен қысым өзгеріп отырады. Нәтижесінде жүйелердің фазалық күйлері, фазалардың компонентті құрамы сонымен қатар бақыланатын физика – химиялық құрамдары өзгеріп отырады.

Өндіріс ішіндегі құбыр тасымалдау және ұңғыма өнімдерін сақтау (мұнай және газдың) бойынша қазіргі заман инженері көпқұрамдас көпфазалы жүйе ретінде мұнай, газ, судың физика – химиялық қасиеттері мен құрамдарын, негізгі принциптерін ұңғыма өнімдерін дайындау және тасымалдау процестерінің заңдылықтарын білу қажет.

Бұл білімдері мұнай мен газды дайындау, тасымалдау және сақтаудың қазіргі технологиясын дұрыс бағалауға және оларды жетілдіруге мүмкіндік береді. «Ұңғы өнімдерін жинау және дайындау» пәнін игеру кезінде алынған кешенді білімде ұңғыма өнімін дайындау, тасымалдау және оны сақтау жүйелерін мүлтіксіз жобалаудың жаңа жолдары негізделеді.

1. ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНДА, ТМД МЕМЛЕКЕТТЕРІНДЕ ЖӘНЕ ШЕТ ЕЛДЕРДЕ МҰНАЙ ӨНДІРУ САЛАСЫНЫҢ ДАМУ БОЛАШАҒЫ ЖӘНЕ НЕГІЗГІ БАҒЫТТАРЫ

Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібі – экономиканың жетекші саласы болып табылады.

Қазақстан Республикасы қазіргі таңда дүниежүзіндегі ірі мұнай өндіруші елдердің қатарында есептеледі. Қазақстан дәлелденген қоры және мұнай өндіру көлемі бойынша ТМД елдерінің арасында екінші, ал газ бен конденсаттың қоры бойынша – төртінші орын алады.

Еліміздің территориясында 214-тен астам мұнай және газ кен орындары бар.

Өнеркәсіптік категориядағы мұнай қоры Қазақстанның алты әкімшілік облысында шоғырланған. Еліміздің батыс аймағының төрт облысында алынатын мұнай қорының 90%-ы шоғырланған. Атап айтсақ осы аймақта: Теңіз, Қарашығанақ, Өзен, Жаңажол, Кенбай сияқты және мұнай-газ қоры 100 млн. тоннадан асатын ірі кен орындары шоғырланған.

Табиғи газдың негізгі қоры екі облыста шоғырланған: Батыс Қазақстандағы (Қарашығанақ) және Ақтөбедегі (Жаңа жол). Мұнай кен орындарындағы ілеспе мұнай газының потенциалы зор.

Қазақстан Республикасындағы шикізаттардың дәлелденген мол қорымен қатар болжамды ресурстар көлемі де баршылық.

Республикамыздағы мұнайдың кұрлықтағы болжамды алынатын қоры 7,8 млрд. тонна және оның 2/3 бөлігі Батыс Қазақстанда шоғырланған, ал табиғи газдың болжамды қоры 7,1 трлн.м³ болып табылады.

Каспий теңізінің Қазақстандық секторындағы мұнай газ қоры да мол. Каспий теңізінің солтүстік-шығыс бөлігіндегі Шығыс Қашаған құрылымына бұрғыланған барлау ұңғылары нәтижесінде мұнай мен газдың өнеркәсіптік мол қоры дәлелденген.

Қазіргі кезде Каспий маңы ойпатында, Солтүстік Үстіртте, Маңғышлақ пен Оңтүстік Торғай ойпатында орналасқан 60-қа

жуық кен орны игерілуде. Қазақстан Республикасында мұнай және конденсатты өндіру көлемі 2011 жылы 80,06 млн. тоннадан асты, ал газ өндіру көлемі 39,5 млрд. м³ құрады (1.1-кесте).

Мұнай өнеркәсібінің қарқынды дамуына байланысты ұңғы өнімін кәсіпшілікте жинау, тасымалдау және дайындау жүйесін жетілдіру мәселесіне көп көңіл аудару қажет 1.1–1.3-суреттерде Қазақстандағы ірі кен орындарының ұңғы өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жүйелерінің сұлбасы келтірілген.

Мұнай-газ өндіру кәсіпорындары мұнай өндіруді; мұнайды жинау, дайындау және тасымалдауды; мұнай газын жинау және дайындауды; қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде пайдаланылатын тұщы және қабат суларын қабатқа айдау үшін дайындауды қамтамасыз ететін негізгі және қосалқы міндеттерді атқаратын құрылымдардың күрделі кешені болып табылады.

1.1-кесте

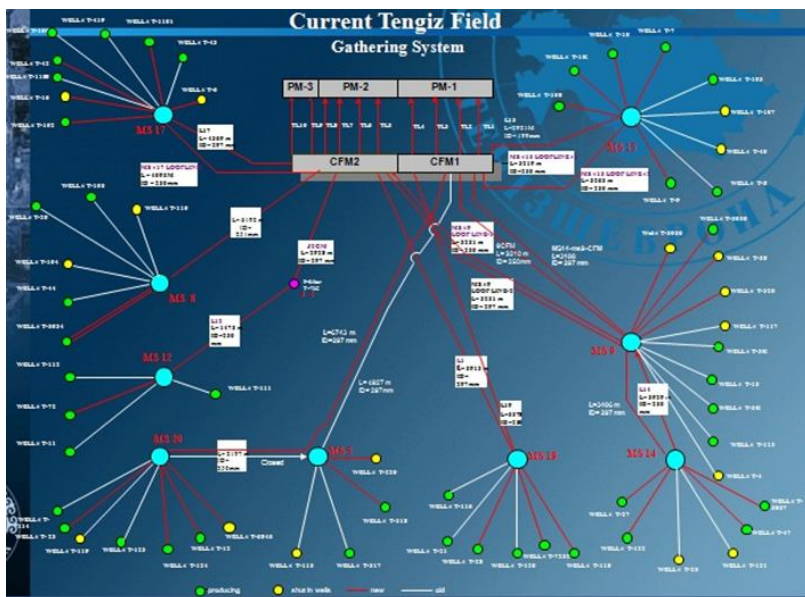
Заттай көріністегі өнеркәсіптік өнімдердің өндірісі

	Қаңтар		Нақты көлемінің индексі, %-бен
	2011 жыл	2010 жыл	
Шикі мұнайды және табиғи газды өндіру			
Мұнай, газ конденсатын қоса, мың тонна	7 072,4	6 603,9	107,1
соның ішінде:			
шикі мұнай, мың тонна	5 892,8	5 585,2	105,5
газ конденсаты, мың тонна	1 179,6	1 018,7	115,8
Табиғи газ, млн. текше метр	3 565,7	3 195,6	111,6
соның ішінде:			
газ тәрізді күйдегі табиғи газ, млн. текше метр	1 774,1	1 560,0	113,7
одан:			
тауарлық газ, млн. текше метр	902,4	893,2	101,0

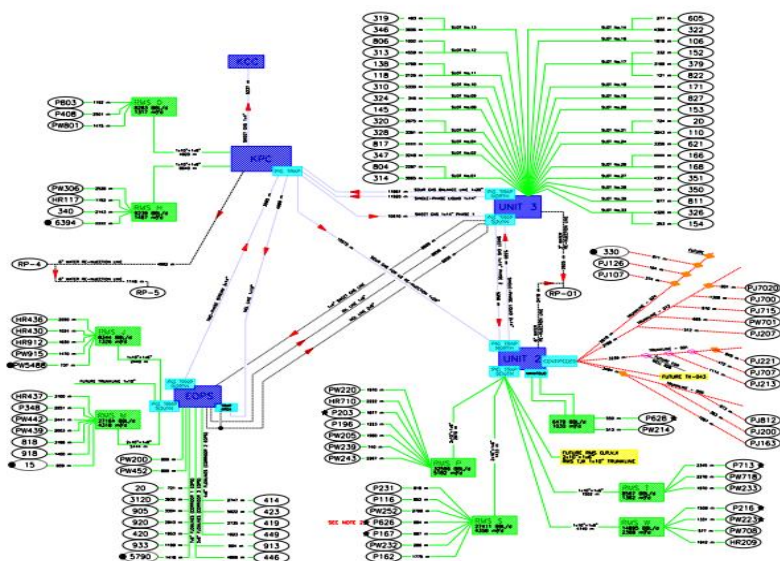
1.1-кестенің жалғасы

Кокс және мұнай өңдеу өнімдерін өндіру			
Мұнай отыны (мазут) және газойльдер (дизельдік отын); мұнай дистилаттары, мың тонна	1 030,4	1 112,2	92,6
<i>соның ішінде:</i>			
мотор отыны (бензин, соның ішінде авиациялық), мың тонна	233,7	284,4	82,2
керосин, мың тонна	36,7	45,0	81,6
газойльдер (дизельдік отын), мың тонна	365,9	354,6	103,2
отындық мазут, мың тонна	310,1	336,1	92,3
Көмірсутекті сұйытылған газдар, мың тонна	35,5	39,9	89,0

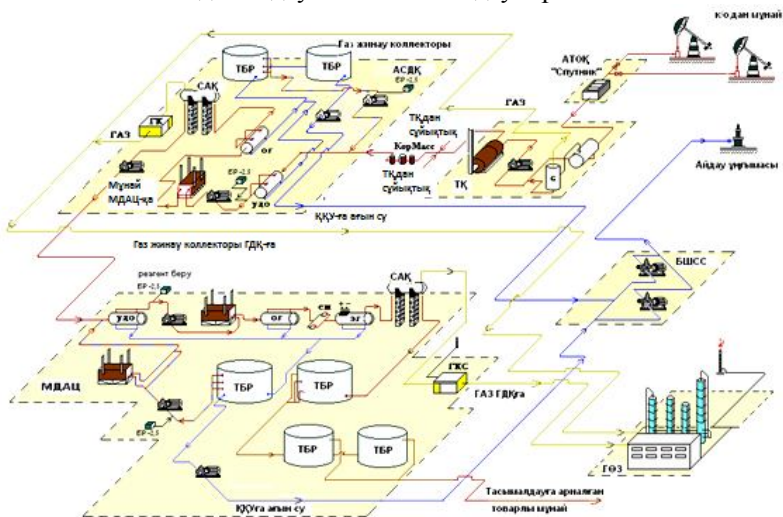
Қазақстан Республикасы Статистика агенттігінің ақпараты бойынша (16.02.2011).



1.1-сурет. Теңіз кен орнындағы ұңғы өнімін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесі



1.2-сурет. Қарашығанақ кен орнындағы ұңғы өнімін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесі



1.3-сурет. Өзен кен орнындағы ұңғы өнімін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесі

Мұнай кен орындарының тұрғызу жобасын жасауда және мұнай мен газ кен орындарын игеру кезінде жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғауға, топырақтың, судың және атмосфералық ауаның ластануынан сақтауға үлкен көңіл бөлінеді.

Мұнай ұңғымаларының өнімдерін кәсіпшілікте жинау және дайындау жағдайында өтіп жатқан құбылыстардың, үрдістердің және туындайтын мәселелердің сан алуандығы сонша оны бір кітап көлемінде ашып көрсетіп, тереңірек үңілуге толық мүмкіндік бермейді. Мұнай кен орындарын игерудің қазіргі таңдағы дүниежүзілік тәжірибесі әртүрлі жағдайларда мұнайды, ілеспе газды және суды тиімді жинау және сапалы дайындауды қамтамасыз ететін әртүрлі техникалық және технологиялық шешімдерді, тәсілдер мен жабдықтарды қолданумен сипатталады. Технологиялық үрдістерде өнімділігі жоғары, толығымен немесе бір бөлігі ғана автоматтандырылған, саңылаусызданған блокты аппараттар мен жабдықтар қолданылады. Химиялық реагенттердің кең спектрі қолданылады.

2. ДАЙЫНДАУ, ТАСЫМАЛДАУ ЖӘНЕ САҚТАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНА ӘСЕР ЕТЕТІН ҰҢҒЫМА ӨНІМДЕРІНІҢ ҚАСИЕТТЕРІ

Мұнай — коллоидтік химия ұстанымдарынан алып қарағанда ол жеке-дара химиялық қосылыс емес, керісінше молекулярлық ерітінді немесе дисперсиялық жүйенің сырттан әсер етуші қасиеттеріне тәуелді көп компонентті қоспа. Сыртқы жағдайлардың әсерінен мұнай компоненттерінің дисперстік фазаның ядросы, сольваттық қабат және дисперсиялық орта аралығында бөлінісі пайда болады.

Мұнай құрамына кіретін көптеген заттар — көміртек пен сутек атомдарының комбинациялары. Мұнай құрамында 83% — 87% көміртек және 11-14% сутек.

Шикі мұнай 100 түрлі көмірсутектердің қоспасы болып келеді, оның құрамына 5-тен 60-қа дейін көміртек атомы кіреді. Мұнайдың көмірсутектер, молекулалары тіке және тарамдалған шынжыр тәріздес болып келеді, сондай-ақ циклді қайталайды. Мұнай мен газ көбінесе метандық, нафтен және аз мөлшердегі ароматтық қатарлардан тұратын көмірсутектердің қоспасы болып келеді.

Табиғи қазбалар жүйесіне сәйкес мұнай — сұйық көмір-сутекті қазба, құрамында 40%-дан аспайтын жоғары молекулярлық шайырлы асфальтен заты бар.

Егер бұл зат көбейіп кетсе қазба асфальт немесе битум класстарына жатқызылады. Бұл заттың ерекшелігі молекулярлық массалары ассоциацияға бейім, полидисперстік, полярлық және парамагнетизм.

Ұңғыма өнімін дайындаудың технологиялық ерекшеліктері физика-химиялық қасиеттерінің жинақтары және құрамдарымен анықталады:

Мұнайлардың — тығыздығы (ρ), тұтқырлығы (μ), парафин құрамы (П), шайырлар (См), асфальтендер (Асф), қайнау температурасының бастауы ($T_{к.б.}$);

Сулардың — минерализациясы (М), типі (T_v), сутек көрсеткіші (рН);

Шикізат мұнайының – газға қанықтылығы (G), сулануы (W), күгірттілігі (S), механикалық қоспалардың құрамы.

Мұнайды тасымалдау мен сақтаудың технологиялық ерекшеліктері оның физика-химиялық құрамдарына: тығыздық (ρ), динамикалық және кинематикалық тұтқырлық, аққыштық (ϕ), қаныққан булардың қысымы ($P_{н.п.}$), қату ($T_{қату}$), еру, булану температуралары (T_6), жарқырау температуралары ($T_ж$) байланысты.

Газды тасымалдау мен сақтаудың технологиялық ерекшеліктері оның физика-химиялық құрамдарына: тығыздық (ρ), тұтқырлық (μ), сығылу (β), судың мөлшері (W), күкіртсутектің (H_2S), ауыр көмірсутектердің құрамдары, Джоуль-Томсон эффектісінің әсер етулеріне байланысты.

2.1. Мұнайдың құрамы

Мұнайдың элементті, фракционды, топтық және заттекті құрамдары ажыратылады. Мұнайдың қосылуларының негізгі элементтеріне көміртек (83,5–87%) және сутек (11,5–14%) жатады.

- Күкірттің мөлшері 0,1-ден 1-2%, кейде 5–7% жетуі мүмкін, көп мұнайлардың құрамында күкірт мүлдем болмайды;
- Азот мөлшері 0,001-ден 1, кейде 1,7 %;
- Оттегі таза емес күйінде, ал түрлі қоспаларда мөлшері 0,01-ден 1% және одан да көп, бірақ 3,6%-дан аспайды.

Мұнайдың құрамында сонымен қатар темір, магний, алюминий, мыс, қалайы, натрий, кобальт, хром, германий, ванадий, никель, сынап, алтын және т.б. кездеседі. Олардың жалпы құрамы кем дегенде 1%.

Мұнайдың фракциялық құрамы оның құрамындағы белгілі температуралық интервалда қайнайтын түрлі фракцияларды көрсетеді және олардың байланыстарының қатынастарын қамтып көрсетеді.

Фракция – деп белгілі температура интервалында қайнайтын мұнайдың еншісі. Мұнай өте кең температура интервалында қайнайды (қ.б.-қ.ш.) 28-ден 520-540°C.

Мұнайдың фракциялық құрамы фракциялау әдісінің қайнау температурасы бойынша АРН-2 аппаратында, айдау немесе өндірістік қондырғыларда (АВТ-атмосфералық-вакуумдық трубчатка) анықталады.

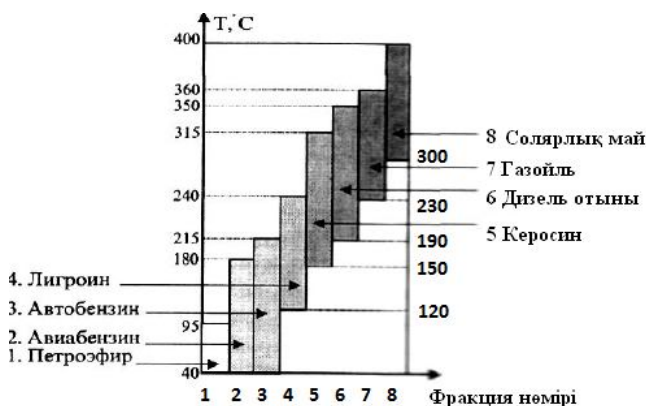
Фракцияның қайнау бастамасы (қ.б.) конденсациялық булардың алғашқы тамшыларының құлау температурасымен есептеледі.

Фракцияның қайнау шегі (қ.ш.) фракцияның булануы тоқтаған кездегі температураны өлшейді.

Келесі негізгі мұнай фракцияларын бөліп қарастырады:

- 28–180°C – кең ауқымды бензин фракциясы;
- 140–200°C – уайт – спирт;
- 180–320°C – кең ауқымды керосинді фракция;
- 150–240°C – жарық түсіргіш керосин;
- 180–280°C – реактивті отын;
- 140–340°C – дизельді отын (қысқы);
- 180–360°C – дизельді отын (жазғы);
- 350–500°C – күрделі майлылық фракциясы;
- 380–540°C – вакуумды газойль.

Негізгі мұнай фракцияларын бөлуді схема түрінде қарастыруға болады (2.1-сурет).



2.1-сурет. Мұнайдың фракциялық құрамы

Фракцияның топтық құрамы бойынша олардағы көмірсутектердің жеке топтарындағы мөлшерлік қатынастарымен немесе гетероатомдық байланыстармен түсіндіріледі (бірнеше гомологиялық қатарлардың топтары).

Мұнай күрделі органикалық қосылыстардан (100-ден аса), соның ішінде көмірсутектерден олардың гетероатомды байланыстарынан тұрады.

Көмірсутектер – көміртектің және сутектің органикалық қосылыстары. Мұнайда көмірсутектердің келесі класстары кездеседі.

Парафинді көмірсутектер (алкандар) – қаныққан көмірсутектер, жалпы формуласы C_nH_{2n+2} . Олардың мұнайдағы мөлшері 30–70% жетеді.

Алкандарды бөліп қарастырады:

- Қалыпты құрылыста – n-алканы, пентан және олардың гомологтары;
- Изоқұрылыс – изоалкандар: изопентан және олардың гомологтары;
- Изопренді құрылыс – изопрендер: пристан, фитан және т.б. Мұнайда түрлі агрегат құрамдас алкандар кездеседі:
- $C_1 - C_4$ – еріген газ күйіндегі газ тәрізділер;
- $C_5 - C_{16}$ – мұнай фракциясының негізгі сұйық массасын құрайтын сұйықтар;
- $C_{17} - C_{42-53}$ – парафин ретінде белгілі және ауыр мұнай фракцияларының құрамына кіретін қатты заттар.

Нафтенді көмірсутектер (циклоалкандар) – қаныққан циклді көмірсутектер. Оларға моноциклиндер жалпы формуласы C_nH_{2n} , бициклиндер C_nH_{2n-2} , трициклиндер C_nH_{2n-4} , тетрациклиндер C_nH_{2n-6} . Мұнайда нафтенді көмірсутектердің көрсетуі 25-тен 75% дейін.

Мұнайда моноциклді көмірсутектерден термодинамикалық тұрақты циклоалкандар: бес және алты мүшелі нафтендер кездеседі. Мұнайда жалпы нафтенді көмірсутектер оның молярлы массасының жоғарылауына қарай өседі.

Ароматты көмірсутектер (арендер) – π – ілесетін жүйелермен 6 атомды көмірсутектерден кездесетін циклдердің молекулаларында қанықпаған циклді қосылыстар.

Арендердің мұнайдағы қосылыстары 10-нан 50% өзгеріп отырады. Фракцияның молекулалық көлемінің жоғарылауымен молекулада циклдер саны ароматты көмірсутектер өседі. Циклдік бойынша арен тізімі:

- Моноциклді: бензол мен оның гомологтары: толуол, о-, м-, п – ксилол, этилбензол, проилбензол және т.б;
- Бициклінді: нафталин және оның гомологтары;
- Трициклінді: фенантрен, антрацен және олардың гомологтары;
- Тетрациклінді: пирен және оның гомологтары, т.б. бөлінеді.

Гибридті көмірсутектер, соның ішінде **церезиндер** – аралас құрылымдағы көмірсутектер: парафинді – нафтенді, парафинді – ароматты, нафтенді – ароматты. Бұл цикланды және ароматты сақиналары бар ұзын тізбекті құрылымдардың фрагменттерімен бірге қатты көмірсутектер. Олар мұнайды дайындау мен өндіру процесінде парафинді шөгінділер құрамына кіреді.

Мұнайда бір немесе бірнеше көмірсутек класстарының болу тәуелділігінде ол парафинді (парафинді негіз), парафинді-нафтенді, нафтенді, нафтенді-ароматты, ароматты – деп жіктеледі.

Гетероатомды байланыстар – құрамына көміртек пен сутектен басқа оттегі, күкірт, азот, металдар және бейметалдар молекулалары кіретін байланыстар. Олар келесі класстарға жіктеледі.

Оттекті қосылыстар – фенолдар, эфирлер, нафтенді қышқылдар, майлы қышқылдар және т.б. Олардың мұнайдағы құрамы 0,1-ден 1% жетеді. Кейде жоғары смолалы мұнайларда оттект мөлшері 2-3% жетеді. Қышқылды компоненттерге карбонды қышқылдар мен фенолдар кіреді. Нейтралды оттект құрамдастар байланыстары: кетондармен, ангидриттермен, күрделі эфирлер және басқалармен көрсетілген.

Күкірт қосылыстар – меркаптандар, сульфидтер, дисульфидтер, тиофендер және басқалар. Олардың мұнайдағы қосылыстары 0,1-ден 1–7%. Сонымен қатар, мұнайда бос

күйдегі күкірт немесе табиғи газ құраушы күкіртсутек күйінде кездеседі.

Азот қосылыстар – аминдер, пиридин, хиолин, пиррол, олардың қосылыстары 0,001-ден 0,4–1%.

Порфириндер – ванадий және никель атомдарымен координациялық байланысқан құрылысында төрт пиррольді сақиналар орналасқан азотты байланыстар.

Шайырлар және асфальтендер – екі немесе одан да көп гетероатомдарды (S, N₂, O₂) құрайтын жоғары молекулалы байланыстар. Олардың мұнайдағы қосылыстары 1-ден 35% өзгереді.

Гетероатомдық байланыстардың әсер ету бөлігі 300°C қайнайтын мұнайдың жоғары фракцияларында құралады.

Мұнайдың құрамы толығымен оның физика-химиялық қасиеттерімен анықталады. Әртүрлі кен орнының және түрлі қабаттың мұнай құрамы, қабаттың термобариялық жағдайының өзгеруіне байланысты және сұйық пен газдың химиялық құрамына байланысты ерекшелінеді.

2.2. Мұнайдың қасиеттері

Дайындаудың технологиясына, сақтау мен көлік тасымалдауына әсер ететін мұнайдың қасиеттерін қарастырамыз.

Тығыздық – бірлік көлеміндегі заттың тыныштықта тұрған санын сипаттайды, [кг/м³; г/см³]:

$$\rho = m/v \quad (2.1)$$

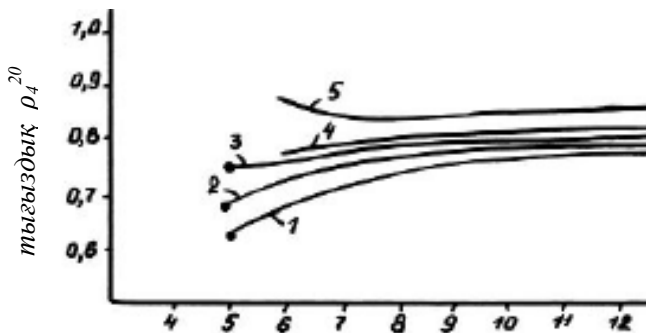
Тығыздықты анықтау үшін арнайы аспаптар қолданылады, **плотномерлер** (мұнайденсиметр, ареометр), олардың жұмыс істеу принципі Архимед заңына сүйенеді. Қателіктерді азайту үшін тәжірибеде **салыстырмалы шамалар** алынады. **Салыстырмалы тығыздық** (ρ°) – дегеніміз мұнайдың абсолютті шамасының (ρ_m) дистильденген судың тығыздығына қатынасы (ρ_c), ол 4°C кезінде алынған:

$$\rho^{\circ} = \rho_m / \rho_c. \quad (2.2)$$

Тығыздық шамасының құрамын көрсетеді және ол оның маңызды технологиялық сипаттамасы болып табылады. (2.2-сурет).

Мұнайдың тығыздығы (ρ_m) мен меншікті салмағының (d_m) мөлшерін қарастыру керек. Сұйықтықтың **меншікті салмағы** - дегеніміз көлемнің барлық бірліктері айтылады ($d_m = G/v$). Олардың арасында байланыс $\rho = m/v = G/v \cdot g = d_m \cdot v/v \cdot g = d_m / g$ болады. Меншікті салмақ заттың физика-химиялық сипаттамасы болып табылмайды, себебі ол өлшеу орнына байланысты.

Көбінесе мұнайдың сепарациясы 800–940 кг/м³ аралығында ауытқиды. Мұнайдың тығыздығының шамасы бойынша шартты түрде **үш түрге** бөлеміз: жеңіл (800–860), орташа (860–900), ауыр 900–940 кг/м³.



Молекуладағы көміртек атом саны

2.2-сурет. Функциялардың көмірсутек атомдарының салыстырмалы тығыздығына қатынасы:

1 – n-парафиндер, 2 – изопарафиндер; 3 – циклопентандар;
4 – циклогександар; 5 – ароматты

Мұнайдың тұтқырлығы қаншалықты аз болса, ақшыл фракциялардың шығуы соншалықты жоғары. Температура артқан сайын газсызданған мұнай тығыздығы төмендейді.

Мұнай тұтқырлығы мен температураның байланысы келесідей көрсетіледі:

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta (20 - T)], \quad (2.3)$$

ρ_{20} – 20С температура кезіндегі мұнай тұтқырлығы;

ζ – көлемдік кеңею коэффициенті (2.1-кесте).

Температура артқан сайын қысым қанығу қысымынан төмен аймақтарда қабат мұнайының тығыздығы өсе бастайды. Мұнай аз сығылатын сұйықтық болғанымен, қысым артқан кезде мұнай тығыздығы артады, алайда бұл өзгерістер олардың номиналды мәндерімен салыстырғанда өте аз.

2.1-кесте

Көлемдік кеңеюдің коэффициент мәндері

ρ , кг/м ³	ζ , 1/°C	ρ , кг/м ³	ζ , 1/°C
800-809	0,000937	900-919	0,000693
820-839	0,000882	920-939	0,000650
840-859	0,000831	940-959	0,000607
860-879	0,000782	960-979	0,000568
880-899	0,000738	980-999	0,000527

Мысал қарастырайық. Мұнай тұтқырлығы температура 20°С кезінде 870 кг/м³.

Табу керек: 10°С кезінде мұнай тұтқырлығы қаншаға тең?

Шешуі. (1.3) қолданып аламыз:

$$\rho_{10} = 870 \cdot [1 + 0,000782 \cdot (20 - 10)] = 876,8 \text{ кг/м}^3.$$

Мұнай – аз сығылатын сұйықтық, бірақ қысым артқанда мұнай тұтқырлығы өседі, алайда бұл өзгерістер олардың номиналды мәндерімен салыстырғанда өте аз. Мұнай тұтқырлық шамасының өзгерісін қысым өзгерген кезде мына байланыстарды қолданып табуға болады:

$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + \beta \cdot (P - P_0)] \quad (2.4)$$

немесе

$$\rho(P) = \rho_{20} \cdot [1 + (P - P_0)/K], \quad (2.5)$$

мұндағы, ρ_{20} – стандарт жағдайдағы мұнай тұтқырлығы;

β – мұнайдың сығылу коэффициенті, $1/\text{Па}$;

P – қысым, Па ;

P_0 – атмосфералық қысым, Па ;

K – мұнай серпімділік модулі, Па .

Мұнай сығылу коэффициенті $0,7\text{--}4\text{ГПа}^{-1}$, ал орташа мұнай серпімділігі ($K=1/\beta$) $\approx 1,3 \cdot 10^9$ Па құрайды.

Мысал қарастырайық. $0,1$ МПа қысым кезінде мұнай тұтқырлығы 870 кг/м^3 .

Табу керек: Егер температура өзгермесе $6,0$ МПа қысым кезінде мұнай тұтқырлығы нешеге тең?

Шешуі. (2.5) формуласын қолданып аламыз:

$$P_6 = 870 \cdot [1 + (6,0 - 0,1) \cdot 10^6 / 1,3 \cdot 10^9] \approx 874 \text{ кг/м}^3.$$

Газдалған мұнайлар үшін мұнайдың тығыздығы тек мұнай құрамына ғана емес, сонымен қатар температурасына, ерітілген газдың көлеміне байланысты болады. **Ерітілген газдың мөлшері артқан сайын тығыздықтың мөлшері азаяды.** Табиғи газдың көмірсутекті емес компоненттері мұнайда еріп, оның тығыздығының мөлшеріне бірдей әсер етпейді. Ол әсіресе азотқа қатысты. **Мұнайдың тұтқырлығы** – мұнай жүйесінің маңызды техникалық қасиеті, оның аққыштығын анықтайды. Тұтқырлықтың мөлшері тасымалдауға, тасымалдаудың жылдамдығын анықтауға кеткен энергетикалық шығындарды бағалау кезінде анықталады.

Мұнай – идеалды жүйе емес. Химиялық тұрғыдан қарағанда қоспаның көмірсутектері мен гетероатомды қосылыстары бір-бірімен байланысады. Әсерлесу күштерінің табиғаты электростатикалық және электродинамикалық. Тұтқырлықтың параметрі бұл байланыстарды тығыз түрде көрсетеді және оның мөлшері олардың пайда болу дәрежесімен корреляциялайды.

Математикалық тұрғыдан қарағанда барлық бақыланатын мұнай жүйесінің макропараметрлерін аддитивтілік принципі

бойынша есептеуге болмайды және ол тұтқырлықты анықтаған кезде толығымен байқалады.

Тұтқырлық (абсолютті, динамикалық) үйкеліс күшін сипаттайды (сұйықтықтың өзінің қозғалысына ішкі кедергісі), ол сұйықтықтың ішінде екі ұқсас қабаттардың арасында пайда болады немесе газ бірлігіндегі олар орын ауыстырғанда бетінде байқалады. **Сұйықтықтың тұтқырлығы тек ол қозғалған кезде ғана байқалады.**

Динамикалық тұтқырлық – Ньютонның теңдеуі арқылы анықталады:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \quad (2.6)$$

мұндағы, A – сұйықтық қабаттарының қозғалу ауданы;

$F - dy$ мөлшеріне қозғалыс жылдамдықтарының айырмашылығын ұстап тұруға қажетті күш;

dy – қозғалыстағы сұйықтықтардың арасындағы арақашықтық;

dv – сұйықтықтың қозғалыстағы жылдамдық айырмашылығы;

μ – пропорционалдық коэффициент, динамикалық тұтқырлық.

Динамикалық тұтқырлықтың өлшемдері (2.6) теңдеуден анықталады:

- СИ жүйесі $\rightarrow [\text{Па} \cdot \text{с}, \text{мПа} \cdot \text{с}]$;
- СГС жүйесі $\rightarrow [\text{Пз} (\text{пуаз}) = \text{г}/(\text{см} \cdot \text{с}), \text{сПз} (\text{сантипуаз})]$;
- $1 \text{ сПз} = 10^{-3} \cdot \text{кг}/\text{м} \cdot \text{с} = 10^{-3} \cdot \text{Па} \cdot \text{с}$

Көбінесе гидравликада есептеулер үшін **кинематикалық тұтқырлықты** қолданады – ауырлық күшін ескере отырып, сұйықтықтың бір бөлігінің екінші бөлігіне қатысты кедергіні көрсету қасиеті.

$$\nu = \mu / \rho \quad (2.7)$$

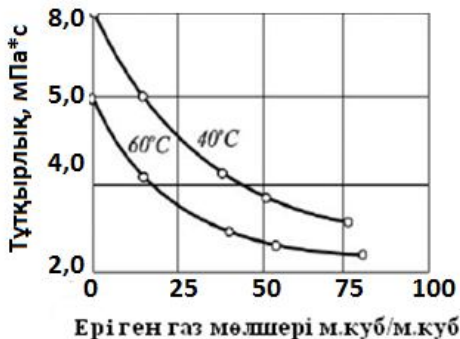
Кинематикалық тұтқырлықтың өлшем бірліктері:

- СИ жүйесі $\rightarrow [\text{м}^2/\text{с}, \text{см}^2/\text{с}, \text{мм}^2/\text{с}]$;
- СГС жүйесі $\rightarrow [\text{Ст} (\text{стокс}), \text{сСт} (\text{сантистокс})]$;
- $1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Динамикалық тұтқырлықты анықтау айтарлықтай күрделі. Тәжірибеде салыстырмалы тұтқырлықты табады, ал ол бойынша кинематикалық пен абсолют. Салыстырмалы тұтқырлық берілген мұнайда берілген температурадағы тұтқырлық судың тұтқырлығына қатысты аз ба көп пе екенін анықтайды (20°C судың тұтқырлығы 1сПз). Салыстырмалы тұтқырлықты Энглер вискозиметрі арқылы анықтайды, яғни (t) температурасы кезінде зерттелетін сұйықтықтың асып кеткен уақытының 20°C кезіндегі судың сондай мөлшерінің артылуын бағалайды.

Салыстырмалы тұтқырлық бойынша кинематикалық тұтқырлықтың коэффициентін анықтайды. (2.7) теңдеуі бойынша (t) температурасы кезінде мұнайдың динамикалық тұтқырлығын анықтайды, тығыздығы белгілі болған кезде, $\mu = \nu \cdot \rho$.

Қысым артқан сайын тұтқырлықтың мәні біршама артады, бірақ айтарлықтай емес. Температура артқан сайын мұнайдың тұтқырлығы азаяды, ал төмендеген кезде – артады және температураның қарама-қарсы мәндерінде қарқынды түрде артады (2.3-сурет).



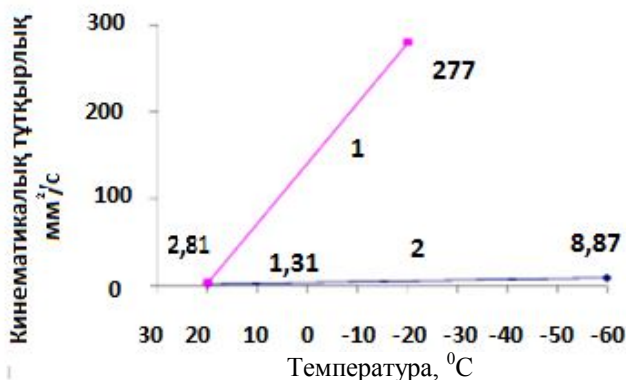
2.3-сурет. Газбен қаныққан кездегі Балахан (Ресей) кен орнындағы мұнай тұтқырлығының өзгерісі

Мұнайдың тұтқырлығы көмірсутекті газдың мөлшері артқан сайын азаяды. Газдың молекулалық массасы жоғары болған сайын мұнайдың тұтқырлығы сондай-ақ аз.

Мұнайдың тұтқырлығы оның құрамындағы еріген газ көлемі артқан сайын төмендейді (2.3-сурет). Газдың молекулалық массасы жоғары болған сайын, яғни мұнайда еріген үлкен молекулалық массасы бар ($\text{CH}_4\text{--C}_4\text{H}_{10}$) көмірсутегі бар газ көп болған сайын, мұнай тұтқырлығы төмендейді. Бұл полярлы емес көмірсутек бөлігінің артуымен (газды идеалды жүйе ретінде қарастыруға болады) түсіндіріледі.

Мұнайда еріген азот саны артқан сайын, тұтқырлығы жоғары термобаралық жағдайда арта бастайды.

Тұтқырлықтың абсолют өзгеру сипаттамасы химиялық құрамға байланысты (2.4-сурет).



2.4-сурет. Көмірсутегінің кинематикалық тұтқырлық шамасының температуралық өзгеріс сипаттамасы: 1- арен құрамы C_6 ; 2-алкан C_9

Ароматты көмірсутегі (арен) қоспаларының тұтқырлығы алкан қоспаларының тұтқырлығынан жоғары. Құрамында ароматты көмірсутегісі көп мұнай тұтқырлығы парафинді негізі бар мұнайға қарағанда тұтқырлықты болып келеді. Мұнай құрамында шайыр және асфальтен көп болған сайын, оның тұтқырлығы да артады. "Шикі" мұнайдың тұтқырлығы сепарацияланғаннан кейін жоғары болады.

Мұнай жүйесі үшін тұтқырлық және тығыздық шамаларын корреляциялайды. Аса ауыр мұнайлар және аса тұтқырлықты болады.

Аққыштық және тұтқырлық мұнайдың реологиялық қасиетіне әсер етеді.

Реология – қатты-сұйық тектес заттардың механикалық іс-әрекетін, мұнайдың құрылымдық-механикалық қасиетін зерттейтін ғылым.

(2.6) теңдеуде жылдамдық координатасын $(dv)dx/dt$ түрінде көрсетуге болады, мұнда x -бағытталған қозғалыс жылдамдығының v жол ұзындығы, ал t -уақыт. Аққыштық (φ) – тұтқырлыққа кері шама және қатынаспен байланысқан:

$$\varphi = 1/\mu \quad (2.8)$$

dx/dy шамасы қабат жылжуын (γ), деформацияны сипаттайды.

F/A қатынасы – қатысты кернеу (τ) шамасы, қозғалатын сұйық қабаттарында дамиды. Онда ньютондық сұйықтар үшін Ньютон теңдеуін келесідей жазуға болады:

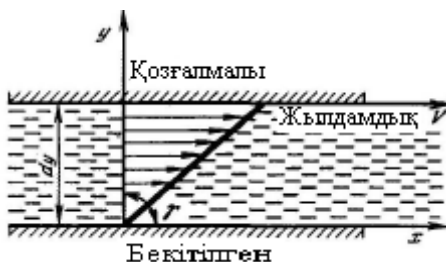
$$d\gamma/dt = \tau/\mu \quad (2.9)$$

Қатысты кернеу (τ) және жылжу жылдамдығы ($d\gamma/dt$) арасындағы байланысты сипаттайтын (1.9) теңдеу **реологиялық** деп аталады.

Тұтқырлық шамасы мұнай қабаты арасындағы жылжудың қатысты кернеудің (2.5-сурет), осылардың арасындағы бірлік қашықтыққа есептелген, осы қабаттардың қозғалыс жылдамдығының ауытқуы пропорционалдық коэффициентті сипаттайды.

Ньютондық сұйықтың дөңгелек құбыр арқылы қозғалысы кезінде қатысты кернеу (τ) жылдамдық градиентіне (ω) пропорционал:

$$\tau = \mu \cdot (d\omega/dr) \quad (2.10)$$



2.5-сурет. Сұйық қабаттарының жылжу сұлбасы

Диаметрі (D) және ұзындығы (L) құбырды толтыратын сұйық үшін, қысым ауытқуы (ΔP) кезінде біртекті қозғалыс шарты келесі түрде:

$$\Delta p \cdot (\pi \cdot D^2 / 4) - \tau \cdot \pi \cdot D \cdot L = 0 \quad (2.11)$$

мұндағы τ – құбыр қабырғасындағы қатысты кернеу.

Айдауды орындау үшін қажетті қысым ауытқуы, келесідей:

$$\Delta p = \tau \cdot (4 \cdot L / D) \quad (2.12)$$

Яғни, қысым ауытқуы қатысты кернеу (τ) шамасына тура пропорционал. Тұтқырлық шамасы мұнайды құбыр арқылы тасымалдау әдісін анықтайды. Аз тұтқырлықты мұнай қоршаған орта температура кезінде, ал жоғары тұтқырлықтылар аз тұтқырлықты араластырғышпен немесе алдын ала қыздырылып айдалады.

Мұнай құрамына байланысты олардың реологиялық қасиеттері әртүрлі **консистенция түзулерімен** сипатталады, олар кеңістікті құрылымның (мұнай дисперсті жүйе) сәйкес қасиетін сипаттайды.

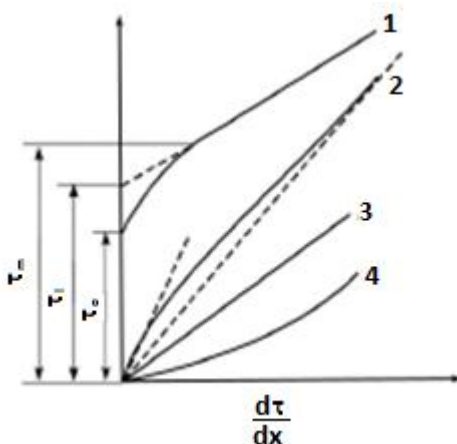
Кеңістікті құрылым мұнайда құрылатын, жылжу кернеуі және жылжу жылдамдығы арасындағы байланысты сипаттайтын әртүрлі графикалық байланыстармен сипатталады (2.6-сурет) $dy/dt = f(\tau)$.

Тұтқыр пластикалық және дилатантты сұйық жылдамдығы қатысты кернеудің (τ) деформация жылдамдық модуліне (dy/dt) байланысты дәрежелі заңмен аппроксимацияланады.

$$\tau = K \cdot (dy/dt)^n \quad (2.13)$$

мұндағы K – сұйық консистенция өлшемі; n – функция көрсеткіші.

Тұтқырлық артқан сайын сұйық консистенция шамасы да артады. Консистенция түзуі (2.6-сурет) реологиялық стационарлы ньютондық сұйықтардың әртүрлі түрлері үшін төменде көрсетілген.



2.6-сурет. Консистенция түзулерінің түрлері:

1 – бингамалық пластиктер; 2 – псевдопластиктер; 3 – ньютондық сұйықтықтар; 4 – дилатантты сұйықтықтар

$n=1$ кезінде (2.13) теңдеу ньютондық сұйық ағуын сипаттайды (2.6-сурет, 3 қисық сызық), ол серпімді қасиеттерді көрсетеді. Ньютонды сұйықтарға сұйық индивидуалды көмірсутегілер, C_{17} дейінгі көмірсутек қоспалары, газконденсатты жүйелер, жеңіл мұнайлар, молекулалық ерітінділер жатады.

$n < 1$ кезінде мұнайдың іс-әрекеті (2 қисық сызық) псевдо-пластиккіне сәйкес келеді. Мұнай серпімді қабат сұйыққа сәйкес келеді. Мысал ретінде компоненттері **молекула үсті құрылым, жоғары парафинді газсыздандырылған мұнай**, жоғары полимерлі бұрғылау сұйықтықты және т.б. түзуге қабілетті мұнай бола алады.

$n > 1$ кезінде мұнайдың іс-әрекетіне **дилатантты (тұтқыр-пластикалық) сұйықтар** (4 қисық сызық) сәйкес келеді. Мысал ретінде, күрделі молекулалық құрылымы бар жоғары молекулалы қосылыстар түріндегі, мұнай бергіштікті арттыруда қолданылатын бұрғылау сұйықтықтары, полимерлердің сулы ерітінділері.

1-реологиялық қисық сызық бингамалық пластиктерге сәйкес келеді. Бұл жағдайда мұнай **пластикалық сұйық қасиеттерін** көрсетеді. Тепе-теңдік жағдайда мұнай жүйесі өзін пластикалық сұйық ретінде ұстайды (2.6-сурет) және кейбір кеңістікті құрылымға ие, ол жылжудың статикалық кернеу (τ_0) мәнінен асқанша жылжитын кернеуге (τ) қарсы тұра алады. Кейбір жылдамдыққа жеткен соң, мұнай ньютондық сұйық сияқты аға алады.

Пластикалық сұйық мысал ретінде, кристалдану температурасынан төмен температура кезіндегі жоғары құрамды парафині бар мұнай, асфальтенді құрамы жоғары аномальды-тұтқыр мұнайы жатады, олар қабаттың мұнай бергіштігін арттыру үшін қолданылатын каллоидты жүйе құрайды.

Тұтқыр немесе жоғары құрамды мұнайды қыздыруға қажетті энергия мөлшері олардың жылу сыйымдылық және мұнайдың басқа да жылулық қасиеттеріне байланысты. **Мұнайдың жылулық қасиеттері** жылу сыйымдылық, жылу өткізгіштік, жану жылумен сипатталады.

Жылу сыйымдылық (c_p) – дегеніміз заттың температурасын (dT) 1° Цельсия немесе Кельвинге көтеру үшін бірлік масса-сына (M) беруге қажетті жылу саны (dQ).

$$c_p = \frac{dQ}{M \cdot dT} \quad (2.14)$$

Жылуусыйымдылық шамасы температураға байланысты, сондықтан оның әрбір мәнін белгілі бір температура (c_i) немесе температура интервалына қатыстыру керек. Көптеген мұнайлар үшін жылуусыйымдылық (c_p) шамалары мына шекте жатады: 1500-2500 Дж/(кг·K) $\approx$ 350-600 кал/(кг·K), температура 0-ден 50 °C кезінде. Тұщы су жылусыйымдылығы 4190 Дж/(кг·K).

Көлемі (V) және тұтқырлығы (ρ) мұнайдың температура-сын (T_1)-ден (T_2) көтеру үшін мынаған тең энергия мөлшері (Q) қажет:

$$Q = \rho * c * (T_2 - T_1) * V \quad (2.15)$$

Мұнайдың жылуөткізгіштігі қозғалмайтын мұнайдың қыздырылған ауданынан салқын ауданына энергия берілісін анықтайды.

Жылуөткізгіштік коэффициенті (λ) **Фурье** жылуөткізгіштік заңымен сипатталады және бірлік уақытта (t) бірлік аудан (S) арқылы температура градиенті (dT/dx) кезіндегі заттағы берілетін жылу мөлшерін (dQ) сипаттайды:

$$dQ = \lambda \left(\frac{dT}{dx} \right) S dt \quad (2.16)$$

Мұнай үшін жылуөткізгіштік коэффициенті (λ) 0,1-0,2 Вт/(м·K) интервалында.

Жану жылуы (жылу шығару қасиеті) 1 кг отынның көмірсутек және суға дейінгі толық жану кезіндегі бөлетін жылуды сипаттайды. Жоғарғы ($Q_{ж}$) және төменгі ($Q_{т}$) жану жылуы болып бөлінеді.

Жоғарғы жану жылуы – құрамында ылғалы бар, 1 кг отынды жағу кезіндегі бөлінетін жылу мөлшері.

Төменгі жану жылуы – су және ылғалдың булануына кеткен жылуды алып тастағандағы, 1 кг отынды жағу кезіндегі бөлінетін жылу мөлшері.

Жоғарғы жану жылуы төменгі жану жылуынан көмірсутегінің жануы кезінде су буының толық конденсациялану жылу мөлшерімен артықшыланады. Судың булану жылуы $\approx$ 600 ккал/кг, ал жану өніміндегі судың мөлшері,

сутегінің жану кезінде ($2\text{H}_2 + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O}$) пайда болатын, отын ылғалдылығы (W) және судан (9H) құралады. Жоғарғы ($Q_{\text{жс}}$) және төменгі ($Q_{\text{м}}$) жану жылуларының арасындағы айырма:

$$Q_{\text{ж}} - Q_{\text{м}} = 600 \cdot (W + 9H) \quad (2.17)$$

Жану жылуы көмірсутегінің молекулалық массасы және ылғалдылық артқан сайын өседі. Ең жоғарғы жылу шығаруға бензин ие (≈ 11230 ккал/кг) жоғары фракцияға өткен сайын жылу шығару қасиеті төмендейді. Ең төменгі жылу шығаратын мазут (≈ 10843 ккал/кг).

Жану жылуын тәжірибеде калориметрде отынды жағу арқылы немесе эмпирикалық формула арқылы анықтайды, мысалы Д.И.Менделеев формуласы: $Q = 81 \cdot C + 300 \cdot H - 26 \cdot (O - S)$, ккал/кг (C, H, O, S – отын құрамындағы көміртегі, сутегі, оттек және күкірт % есебінде) немесе Крэго $\rightarrow Q_{\text{ж}} = 12400 - 2100 \cdot d^2$ (d – меншікті салмақ) немесе эмпирикалық теңдеуден $Q_{\text{г}} = Q_{\text{ж}} = 50,45 \cdot H$.

Мұнайды тасымалдауда **қату температурасы** айтарлықтай мәнге ие. Мұнайдың қату температурасы деп 45° қисайтылған пробиркаға құйылған мұнай 1 мин қозғалыссыз тұратын температураны есептеуге болады.

Мұнай – көп компонентті жүйе, сондықтан оның бір агрегат түрінен екіншісіне ауысуы белгілі бір температурада емес, кейбір интервалда. Қату температура шамасы **шартты шама** болады және мұнайдың химиялық құрамына байланысты. Құрамындағы парафин, шайыр және асфальтенге байланысты.

Аз тұтқырлықты мұнай үшін қату температурасы 25°C және оны тасымалдауды қоршаған орта температурасы кезінде жүзеге асырады. Парафин құрамы артқан сайын қату температурасы артады және $+30^\circ\text{C}$ жетуі мүмкін (Маңғышлақ мұнайы).

Булану – заттың сұйық күйден (немесе қатты) газ тәріздіге (бу тәрізді) өту процесі. Булану барлық еркін бетте және температурада орын алады. Қозғалмайтын сұйық бетіндегі булану **статикалық** деп аталады.

2.3. Судың қасиеттері

Мұнай кен орындарының қабат сулары ұңғы өнімінің ажырамас құрам бөлігі болып саналады және кәсіпшілікте мұнайды жинау және дайындау кезінде едәуір қиыншылық туғызады. Әртүрлі кен орындарындағы ұңғыдан мұнаймен бірге өндірілетін қабат суларын, әдетте олардың құрамында еріген минералды тұздардың концентрациясына, газдар мен микроорганизмдердің болуына байланысты ажыратады. Қабат суларын негізгі екі топқа бөледі:

- 1) қатты – хлоркальцийлі және хлормagneзийлі;
- 2) сілтілі – гидрокарбонат натрийлі.

Көбінесе қабат суларының негізгі басты құрамына: хлорлы натрий $NaCl$, хлорлы кальций $CaCl_2$ және хлорлы магний $MgCl_2$ жатады.

Қабат суларында аниондар мен катиондарға ыдырайтын көптеген тұздар еріген.

Аниондарға жататын иондар: OH^- , Cl^- , SO_4^- , HCO_3^- , CO_3^- .

Катиондарға жататын иондар: H^+ , K^+ , Na^+ , NH_4^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Fe^{++} , Ba^{++} , Li^+ .

Қабат суларының құрамында коллоидтар болуы мүмкін: кремнидің қостотығы SiO_2 , алюминий тотығы Al_2O_3 , темір тотығы Fe_2O_3 , сондай-ақ газдар: көмірқышқыл газы, күкіртсутек, азот, сутек, инертті газдар, көмірсутектері де кездеседі. Олардың арасындағы сандық (мөлшерлік) қатынас қабат суларының түрін және қасиетін анықтайды.

Бірлік көлемге келтірілген қабат суында еріген заттың мөлшерін *жалпы минерализация* деп атайды.

Қабат суының минерализациясы 1 кг/м^3 -тен 200 кг/м^3 -ке дейінгі аралықта болады, көбінесе қабат суының минерализациясы г/л өлшенеді, бұнымен қатар кәсіпшілік практикасында минерализацияны Боме градусымен ($^\circ Be$) белгілеу қолданылады

$$^\circ Be = 144,3 - \frac{144,3}{\rho} \quad (2.18)$$

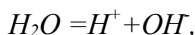
В.И. Вернадский [4] табиғи сулардың құрамындағы тұздардың массалық үлесі (%) бойынша былай бөледі:

- құрамында 0,001-0,1% тұз болса – тұщы су;
- құрамында 0,1-5% тұз болса – минералды су;
- құрамында 5-35% тұз болса – ащы су.

Судың қаттылығы оның құрамындағы кальций Ca^{2+} мен магний Mg^{2+} катиондарының жалпы мөлшерімен анықталады және килограмға (ерітінді литріне) мольмен көрсетіледі.

Қабат суларының ең маңызды сипаттамасының бірі, бұл сулы ерітіндінің қышқылдық немесе сілтілік ортада екендігін көрсететін *сутегі иондарының pH концентрациялық көрсеткіші*.

Су молекуласының бір бөлігі иондарға ыдырайды (диссоциаланады)



Берілген температура кезіндегі тепе-теңдік күйі (жағдай) константамен сипатталады:

$$K = \frac{(C_{H^+} + C_{OH^-})}{C_{H_2O}} \quad (2.19)$$

мұндағы C_{H^+} және C_{OH^-} -судағы сәйкесті H^+ және OH^- иондарының концентрациясы, моль/л; C_{H_2O} - H_2O концентрациясы, моль/л. Су концентрациясы тұрақты және 55,56 моль/л.

Демек:

$$K_c = 55,56K = C_{H^+} + C_{OH^-} \quad (2.20)$$

K_c – температураға байланысты судың иондық туындысы.

Бейтарап реакция кезінде сутегі иондарының концентрациясы мен гидроксидтік топтар тең болады:

$$C_{H^+} + C_{OH^-} = (C_{H^+})^2; \quad (2.21)$$

Су температурасы 22 °C кезінде иондық туындысы $K_B = 1 \cdot 10^{-14}$ болса, онда $C_{H^+} = 10^{-7}$ моль/л. (2.22)

Сутегі иондарының концентрациялық логарифмінің оң мәні pH – деп белгіленеді, яғни:

$$-lg C_{H^+} = pH \quad (2.23)$$

немесе $C_{H^+} = 10^{-pH}$

22 °C температура кезіндегі химиялық таза су үшін $pH=7$ тең болса, онда мұндай суды бейтарап су деп атайды.

Практикада суды ***pH*** шамасы бойынша бес топқа жіктейді [2]:

- 1) 3-ке дейін – қышқылды;
- 2) 4–6 – әлсізқышқылды;
- 3) 7 – бейтарап;
- 4) 8–10 – әлсізсілтілі;
- 5) 11–14 – сілтілі.

pH шамасы және суда еріген оттегінің болуы жабдықтардың коррозиясына едәуір әсер етеді. Қабат суындағы еріген тұздар металл коррозиясын үдетеді. Сонымен қатар, қабат суларында күкіртсутек пен көмірқышқыл газының болуы оның коррозиялық қабілетін арттыра түседі. Қабат суының жоғары температурасы да оның коррозиялық әрекеттілігін арттырады.

Құрамындағы тұзға байланысты *қабат суының тығыздығы* мына формула бойынша есептелуі мүмкін:

$$\rho_{\kappa c} = \rho_c + 0,764S, \quad (2.24)$$

мұндағы ρ_c – 20 °C кезіндегі тазартылған судың тығыздығы, кг/м³; S – судағы тұздың концентрациясы, кг/м³.

(*t*) – температурасы кезіндегі минералданған судың тығыздығын, 20°C кезіндегі қабат суының белгілі тығыздығы бойынша жуықтап анықтауға болады:

$$\rho_{\kappa c}(t) = \rho_{\kappa c}(20) - 0,0714(t - 20) \quad (2.25)$$

Судың тұтқырлығы құрамындағы тұздарға және температураға байланысты және осының әсерінен тығыздыққа байланысты ол мына түрде жуықтап есептелінуі мүмкін:

$$\mu_{\kappa c} = \mu_c(t) 10^{0,0008831 \Delta p}, \quad (2.26)$$

мұндағы $\mu_{\kappa c}$ – (*t*) температурасы кезіндегі қабат суының тұтқырлығы, мПа·с;

$\mu_c(t)$ – (*t*) температурасы кезіндегі тазартылған судың тұтқырлығы, мына формуламен анықталады:

$$\mu_c(t) = 1353(t + 50)^{-1,6928}, \quad (2.27)$$

$\Delta\rho - 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ кезіндегі минералданған және тазартылған су тығыздықтарының арасындағы айырмашылық, кг/м^3 ;

$$\Delta\rho = \rho_{\text{ке}} - 998,3 \quad (2.28)$$

Тұщы судың жылуsыйымдылығы – $4,19\text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$, кристалды NaCl - $0,88\text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$, сондықтан минерализацияны ұлғайтқан кезде, оның жылуsыйымдылығы төмендейді.

Қабат суларының жылуsыйымдылық коэффициенті $0,54\text{--}0,65\text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ аралығында болады.

2.4. Газдың қасиеттері

Табиғи газдар – бұл нормалды (н.ж.) және стандартты жағдайларда (с.ж.) газ тәріздес болып келегін заттар. Шарттарға байланысты газдар еркін, адсорбты және еріген күйінде болуы мүмкін.

Қабаттық шарттарда кез келген мұнай өзінде еріген газды құрайды. Қабаттық қысым жоғары болған сайын, мұнайдың құрамындағы еріген газдың мөлшері соғұрлым көп. 1 м^3 мұнайдың құрамында еріген газдың мөлшері 1000 м^3 жетуі мүмкін. Өндіру кезінде қысымның азаюына байланысты еріген газдың мұнайдан бөлінуі жүреді. Ол серіктес деп аталады.

Мұнай табиғатында табиғи газдар метан қатарының $\text{CH}_4\text{--CH}_{10}$ көмірсутектерінен тұрады: метаннан, этаннан, пропаннан, изобутаннан н-бутаннан және көмірсутектік емес компоненттерден: H_2S , N_2 , CO_2 , H_2 , Ar , He , K_2 , Xe және т.б. Кей кезде термобаралық шарттар және фазалық жүрістердің арқасында C_5 құрамды көмірсутектер кездеседі.

Мұнайдан шыққан газдың сапалы құрамы әр кезде бірдей болады.

Таза газды кен орындардан өндірілген газдың құрамында 95% -дай метан болады, ол өз кезегінде құрғақ газдар деп аталады.

Газ құрғақтылығы – құрғақтылық коэффициентімен бағаланады. Оның мөлшері газдағы метанның проценттік құрамының ауыр көмірсутектердің жалпы қосындысының қатынасына тең. Ауыр көмірсутектер – деп этан және одан жоғары

ауыр көмірсутектердің суммалық қосындысы түсіндіріледі. Ауыр мұнайларға құрамында метанның көп мөлшерде болуымен сипатталатын құрғақ серіктес газдар жатады. Мысалы, Батыс Сібірдегі Орыс кен орнындағы серіктес газдағы метан құрамы Уренгой газды кен орын газындағы метан құрамына ұқсас және 98,8% шамасында. Мұнай кен орындарындағы серіктес газдың көмірсутектер үлесі осындай диапазондарда өзгеріп отырады (2.3-кесте): метан үшін 35-85%, ауыр көмірсутектер үшін 20-40% (C_2 және одан да жоғары), сирек кезде 60%-қа жетеді.

2.2-кесте

Газды кен орындардың газ құрамы, көлемдік %
(Ресей кен орындары бойынша)

Кен орын	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	N_2	CO_2	Салыстырмалы тығыздық
Солтүстік-Ставропольдік	98,9	0,29	0,16	0,05	0,4	0,2	0,56
Уренгойлы	98,84	0,1	0,03	0,03	1,7	0,3	0,56
Шатлыкты	95,58	1,99	0,35	0,15	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	-	1,0	0,1	0,56
Заполяры	98,6	0,17	0,02	0,013	1,1	0,18	0,56

2.3-кесте

Мұнай кен орындарында серіктес газдың құрамы, көлемдік, %
(Қазақстан және Ресей кен орындары бойынша)

Кен орын	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	Салыстыр- малы тығыздық
Бавлинский	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинский	38,3	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорский	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,0101
Өзен	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	-	1,010
Трехозерный	48,0	12,2	24,0	11,1	2,6	2,1	-	1,288

Газконденсатты және жеңіл мұнайлардың серіктес газдары жеткілікті **майлы** болып келеді. Газ қоюлығы **майлылық** коэффициентпен сипатталады ($k_{май}$), ол құрғақтылық коэффициентіне ($k_{құр}$) кері пропорционал.

Құрылым көзқарасынан мұнай газының барлық көмірсутектері сызықты құрылысқа ие және полярлы емес деп саналады. **Химия көзқарасынан** қарағанда, егер жүйеде молекулалар өзара байланыс күштерімен санаспасақ, онда мұндай жүйені идеалды деп қарастыруға болады.

Физика көзқарасынан қарағанда газтекті көмірсутектерге идеалды жүйелерді қатыстыруға болады.

Термодинамика көзқарасынан идеалды газ деп, ішкі энергиясы тек температурадан тәуелді және осы шарт орындалатын газды атайды:

$$\left(\frac{dE}{dV}\right) = 0, z = \frac{PV}{QRT} = 1 \quad (2.29)$$

мұндағы E – бу түзілудің ішкі энергиясы, Дж/моль; z – реалды газдың идеалды газ заңынан ауытқу дәрежесін сипаттайтын коэффициент.

Математика көзқарасынан қарастырғанда газдың физика-химиялық қасиеттерінің есептеулеріне көп компонентті қоспа ретінде **аддитивтік** принципті қолдануға болады.

Физика-химиялық және технологиялық параметрлер есептеулерінің **аддитивті** амалы қоспадағы газдың әрбір компоненті өзін осы қоспада жалғыз болғандағыдай сезінетінін білдіреді.

Демек, мұнай газының макроскопиялық қасиеттерін бағалау үшін физика-химиялық және технологиялық параметрлер есептеулерінің аддитивті амалдары қолданылады: $p_0 - 90$

$$P_{\text{қоспа}} = \sum_{i=1}^n P_i(g_i V) \quad (2.30)$$

мұндағы N_i – мольдік үлесі; g_i – массалық үлесі; V_i – көлемдік үлесі; P_i – i -ші компоненттің физика-химиялық қасиеті.

Жүйедегі идеалды газдардың жалпы қысымы компоненттердің жалпы қысымдарының қосындысына тең (Дальтон заңы):

$$P = P = \sum_{i=1}^n p_i \quad (2.31)$$

мұндағы P – газдар қоспасының жалпы қысымы; p – қоспадағы i -ші компоненттің парциалды қысымы;

Осыдан

$$p = NP \quad (2.32)$$

$$\sum_{i=1}^n p = P \sum N, \text{ мұндағы } \sum N = 1 \quad (2.33)$$

Яғни, газды қоспадағы компоненттің парциалды қысымы оның молярлық үлесінің газ қоспасының жалпы қысымының көбейтіндісіне тең.

Газды қоспадағы компоненттердің парциалды көлемінің аддитивтілігі Амаға заңымен өрнектеледі:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i \quad (2.34)$$

мұндағы V – газды қоспаның жалпы көлемі; V_i – қоспадағы газдың i -ші компонентінің жалпы көлемі.

Теңдіктер ұқсастығынан газдағы компоненттің мольдік көлемін осылай бағалауға болады:

$$V = N_i \cdot V_i \quad (2.35)$$

Газдың физика-химиялық қасиеттері, мысалы, газ қоспасының тығыздығы:

$$\rho = \sum \rho N \quad (2.36)$$

N –і-ші компоненттің мольдік үлесі, ρ – i -ші компоненттің тығыздығы.

Қоспаның **молекулярлық массасы** (2.37) бойынша есептеледі, егер құрамы мольдік немесе көлемдік өрнектермен берілсе (2.37) бойынша, егер массалық пайызбен берілсе:

$$M_{\text{қоспа}} = \sum_{i=1}^n M_i N_i, \quad M_{\text{қоспа}} = \frac{100}{\sum g_i / M_i} \quad (2.37)$$

Мұнай газының физика-химиялық құрамын бағалау үшін, қоспа құрамының өрнектелу амалдарын білу қажет.

і-ші компоненттің **массалық үлесі, салмақтық құрамы**– үлестің 1 немесе 100 пайызға мөлшерленген көлемі. Ол жүйедегі і-ші компоненттің массасын жүйедегі жалпы массаға қатынасын сипаттайды:

Барлық үлестердің қосындысы бірге мөлшерленген көлемі болып табылады.

$$g_i = m_i / \sum_{i=1}^n m_i, \quad \sum g_i = 1 \quad (2.38)$$

і-ші компоненттің **молярлық үлесі, мольдік құрамы** 1 немесе 100 пайызға мөлшерленген көлемі, і-ші компоненттің мольдер санының жүйедегі жалпы мольдер санына қатынасын сипаттайды:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad \sum N_i = 1, n_i = m_i / M_i \quad (2.39)$$

m_i – і-ші компоненттің массасы, M_i – і-ші компоненттің молекулярлық салмағы.

(2.37-2.38) теңдіктердің байланысынан массалық және мольдік құрамының қайта есептеулерінің өрнегін шығаруға болады:

$$g_i = N_i M_i / \sum N_i M_i, \quad N_i = \frac{g_i}{M_i \sum g_i / M_i} \quad (2.40)$$

і-ші компоненттің **көлемдік үлесі** 1-ге немесе 100 пайызға мөлшерленген көлемі, жүйе көлемінде компоненттің алатын үлесін сипатталады. (2.37–2.39) өрнектерінен көлемдік үлесінің массалық және мольдік үлестерімен өзара байланысын көрсетуге болады:

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{g_i}{\rho} * \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} = \frac{N_i * M_i}{\rho_i} * \frac{1}{\sum N_i * M_i / \rho_i} \quad (2.41)$$

Идеалды жүйе ретіндегі газ үшін компоненттің көлемдік үлесі компоненттің мольдік үлесіне тең деген арақатынасы сақталады (постулат Авогадро заңының нәтижесі болып табылады). Мұнай құрамын кез келген берілгендер негізінде

есептеуге болады: компоненттер массасынан, көлемдерден, парциалды қысыммен басқа өлшемдерден.

Күй теңдеуі – зат күйінің өзгерістерін сипаттайтын параметрлердің аналитикалық тәуелділігі. Осындай параметрлер ретінде **қысым, температура, көлем** пайдаланылады. Газ күйі **Менделеев-Клапейрон** теңдеуімен өрнектеледі:

$$PV = QRT \quad (2.42)$$

мұндағы P – абсолюттік қысым, Па; V – көлем, м; Q – зат мөлшері, моль; T – абсолюттік температура, К; R – универсалды газ тұрақтысы, Пам/(моль-град).

Газ күйі теңдеуі негізінде мұнай-газының көптеген параметрлерін есептеуге болады: тығыздығын, мольдік көлемін, молекула санын, парциалды қысыммен т.б. (2.41) – өрнегінен бір мольге тең зат мөлшерін есептесек, онда оны келесі түрге айналдыруға болады:

$$PV = \sum NRT \quad (2.43)$$

Мольдер қосындысы бірге тең екенін ескергенде, өрнек келесі түрге айналады $\Rightarrow P \cdot V = R \cdot T$. Идеалды газының бір молі массасы оның молекулярлық массасына тең екенін біле отырып, онда сол және оң жағын молекулярлық және газ массасына көбейткенде, сәйкесінше өрнекті аламыз:

$$PVM = mRT \quad (2.44)$$

Екі жағын VRT бөліп және ықшамдағанда, тығыздықты есептейтін өрнекті аламыз:

$$PM/RT = m/V, m/V = MP/RT, \rho = MP/RT \quad (2.45)$$

Келесі **мысалды** қарастырайық.

CH_4 – метанның бір молі берілген.

Табу керек: н.ж және с.ж метан тығыздығы қанша болады?

Шешуі: метанның молекулярлық массасы 16,04 г/моль екені белгілі және метанның бір молі қ.ж 22,414 л көлемді алады, ал с.ж 24,055л. Табамыз:

$$\rho_{\text{CH}_4}(\text{н.ж.}) = 16,04/22,414 = 0,716 \text{ (г/л)}$$

$$\rho_{\text{CH}_4}(\text{с.ж.}) = 16,04/24,055 = 0,655 \text{ (г/л)}$$

(2.45) өрнегінен, **газ тығыздығы қысым өсуіне байланысты артады, ал температура өсуіне байланысты кемиді.**

Газды компонент қоспасының тығыздығы газ қоспасының орташа тығыздығын ескере отырып, оның молекулярлық массасының мольдік көлемге қатынасы етіп есептелінеді.

Мысалы нормалды шарттарда газ тығыздығы:

$$\rho_{\text{қоспа}} = M_{\text{қоспа}}/22,414. \quad (2.46)$$

Егер газ тығыздығы 0,1013МПа тең атмосфералық қысымда берілсе, онда оның қайта есептелуі басқа қысымдағы және сол температурада идеалды газ үшін:

$$\rho = \rho_0 * P/P_{\text{атм}} \quad (2.47)$$

Басқа **мысалды** қарастырайық.

Метан тығыздығы қ.ж 0,716 кг/м³ тең. Артық қысымдағы метан тығыздығын анықтау керек, мысалы 500 кПа мен 0 С.

Шешуі. Бұл жағдайда жалпы қысым $P=(500+101,325)=601,325\text{кПа}$.

Метанның молекулярлық массасы =16,04 г/моль (кг/кмоль), универсалды газ тұрақтысы (R)=8,314 Дж/(К моль), температура (T)=273,15 К, метан тығыздығын табамыз:

$$\rho_{\text{CH}_4} = \frac{PM}{RT} = 601,325 * \frac{16,04}{8,314} * 273,15 = 4,25 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{\text{CH}_4} = \rho_0 * \frac{P}{P_{\text{атм}}} = 0,716 * \frac{601,325}{101,325} = 4,25 \text{кг/м}^3$$

Салыстырмалы тығыздығы ауа тығыздығына байланысты есептелген газ мөлшері:

$$\rho^0 = \rho_{\text{см}}^0 / \rho_{\text{ауа}} \quad (2.48)$$

Ауа тығыздығы нормалды шартта $\rho_{\text{ауа}}^0 = 1,293 \text{ кг/м}^3$, ал с.ж $\rho_{\text{ауа}} = 1,189 \text{ кг/м}^3$.

(2.40) теңдікке сәйкес мольдік көлемге арналған өрнек шығады:

$$V = RT/P \quad (2.49)$$

Атмосфералық қысымда физикалық процестер үшін жүйедегі мольдер саны өзгеріссіз қалған жағдайдағы мольдік көлем:

$$V = RT \quad (2.50)$$

Келесі **мысалды** қарастырайық.

Газдың мольдік көлемінің температурадан тәуелділік өзгерісін анықтау керек.

Шешуі: (2.50) – өрнегін қолданып көлемді табамыз:

$$V(\text{н.ж}) = 0,08206 \cdot 273,15 = 22,414 (\text{м}^3);$$

$$V(\text{с.ж}) = 0,08206 \cdot 273,15 = 24,055 (\text{м}^3).$$

Кез келген газ н.ж ($T=0 \text{ C}$, $P=100 \text{ кПа}$, 760 сын.бағ.) $22,414 \text{ м}^3$ көлемді алады, ал с.ж. ($T=20 \text{ C}$ және $P=100 \text{ кПа}$) $24,055 \text{ м}^3$ көлемге ие.

Температура өскен сайын газдың мольдік көлемі артады, ал қысымның артуымен кемиді (2.49).

Қолданбалы есептеулерде күй теңдеуі шектеулі шарттарға ие. Ол атмосфералық қысымға жақын және $0-20 \text{ C}$ температуралар үшін орынды. Жоғары қысымда газ сығылады. Оның күйі идеалды газ күйлерінен ерекшеленеді. Осыны ескеріп, (2.42) өрнегі көп жылдар аралығында құбылды. Голланд физигі Ван-дер-Ваальс коэффициенті молекула мен көлемнің арасындағы байланыс күшін ескеретін теңдеуді ұсынған:

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) * (v - b) = RT \quad (2.51)$$

мұндағы a, b – коэффициенттер; v – молекулалық көлем.

(1.51) теңдеу негізінде реалды газдың термодинамикалық күйінің заңдылықтары сапалы түрде болжамдалды – фазалық өтулер, критикалық құбылыстар, Джоуль Томсон эффекті және т.б. Ван-дер-Ваальс өрнегі сандық жағынан көптеген жетіспеушіліктерде болды. Соңғы кездері оның модификациясы үлкен қолданысқа иеленді, көбінесе Пенга Робинсонның көміртектік жүйесінің өрнегі үшін.

Алайда, инженерлік практикада реалды газдар үшін Д.Браун және Д.Кацпен ұсынылған, реалды газ күйінің идеалдыдан ауытқуын есептейтін **жоғары сығылғыштық коэффициентін z** қамтитын Менделеев-Клапейрон теңдеуін қолданады:

$$PV = zQRT,$$

мұндағы Q – заттың мөлшері, моль; z – газдың жоғары-сығылғыштық коэффициенті.

Жоғары сығылғыштықтың физикалық мәні Менделеев-Клапейрон теңдеуінің жоғары шеттік шектеулерін кеңейту.

z коэффициенті табиғи газдың қысым мен температурасынан, келтірілген қысым мен температурадан тәуелді:

$$z = f(T, P) \quad (2.52)$$

мұндағы T – келтірілген температура; P – келтірілген қысым.

Индивидуалды компоненттердің келтірілген параметрлері – деп газ күйінің нақты өлшемдерін көрсететін шектеусіз өлшемдерді атайды: температура, қысым, көлемі, тығыздығы мен критикалықтан көп немесе кішілер.

$$\left. \begin{aligned} T_{\text{келт}} &= T_{\text{реал}} / T_{\text{орт.кр}}; \\ P_{\text{келт}} &= P_{\text{реал}} / P_{\text{орт.кр}}; \\ V_{\text{келт}} &= V_{\text{реал}} / V_{\text{орт.кр}} \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

Газ қоспалары үшін келтірілген параметрлер реалды параметрлердің орташа критикалық параметрлерге қатынасын сипаттайды.

Критикалық температура газ және сұйықтық бір-бірімен тепе-теңдікте бола алатын максимальды температура:

$$T_{\text{келт}} = \frac{T_{\text{реал}}}{T_{\text{орт.крит}}} \quad \text{мұнда} \quad T_{\text{орт.крит}} = \sum_{i=1}^n N_i T_{i\text{крит}} \quad (2.54)$$

$$P_{\text{келт}} = \frac{P_{\text{реал}}}{P_{\text{орт.крит}}} \quad \text{мұнда} \quad P_{\text{орт.крит}} = \sum_{i=1}^n N_i P_{i\text{крит}} \quad (2.55)$$

Критикалық қысым – критикалық температура кезіндегі заттың бу қысымы, ал бір мольге немесе заттың бірлік массасына келтірілген заттың көлемі, меншікті критикалық көлем деп аталады.

z/ (келтірілген параметрлер) бағалау графиктер бойынша, эмпирикалық формулалар және тәуелділіктер бойынша жүргізіледі.

Мұнай газы көміртектік компоненттерді қамтымаса әдейі графиктерді пайдаланып, жоғары сығылғыштық коэффициентін есептеулерде жөндетулер енгізу керек. Мысалы, серіктес газдың құрамында азот болса, 5%-тей жоғары сығылғыштық коэффициентінің мөлшері аддитивтілік принципі бойынша оның әсерін ескеру керек.

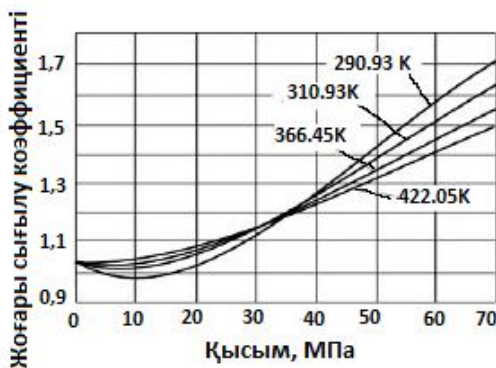
$$Z = N * z_{N2} + (1 - N2) * z_{\text{ув}},$$

мұндағы N – газ қоспасындағы азоттың молярлық үлесі; z_{N2} , $z_{\text{ув}}$ – азоттың және газ қоспасының көміртектік бөлігінің жоғары сығылғыштық коэффициенті.

2.4-кесте

Мұнай газдарының критикалық қысымы, температурасы және компоненттердің жоғары сығылғыштық коэффициенттері

Компонент	Салыстырмалы молярлы масса	Ркр, МПа	Ткр, К
Метан	16,04	4,63	190,55
Этан	30,07	4,87	305,45
Пропан	44,09	4,26	369,682
Изо-бутан	58,12	3,65	408,13
Н-бутан	58,12	3,797	425,16
Изо-пентан	72,15	3,381	460,40
Н-пентан	72,15	3,369	469,60
Н-гексан	86,17	3,031	507,40
Н-гептан	100,20	2,736	640,61
Азот	28,02	3,399	126,25
Көміртек оксиді	44,01	7,387	304,15
Күкірт сутегі	34,08	9,01	373,55



2.7-сурет. Азоттың жоғары сығылғыштық коэффициентінің қысым және температурамен байланысы

Жоғары сығымдылық коэффициенті (z) және көлемді біле отырып, нормал жағдайда газ алып жатқан, жоғары қысым кезіндегі Бойль-Мариотт заңы арқылы оның көлемін табуға болады:

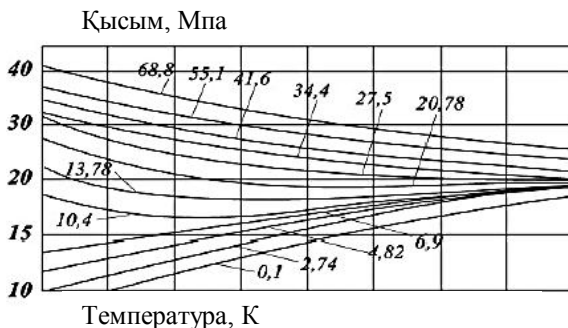
$$V_{\text{реал}} = \frac{V_0 * T_{\text{реал}} * P_0}{T_0 * P_{\text{реал}}} \quad (2.56)$$

Газ тұтқырлығы оны кинетикалық теорияның қағидаларына қарай сипаттайды. Төменгі қысым және температура кезінде газдың динамикалық тұтқырлығы бөлшектердің соқтығысу теориясы тұрғысынан бағаланады және де ол молекулалардың орташа жүру ұзындығына, молекула қозғалысының орташа жылдамдығы мен газ тығыздығына тәуелді болады.

$$\mu = \frac{\rho v \gamma}{3} \quad (2.57)$$

мұндағы ρ – газ тығыздығы; γ – газ молекуласының орташа жүрген ұзындығы; v – газ молекуласының орташа жылдамдығы.

(2.57) сараптамасына сүйене отырып, температура өскен сайын молекулалардың еркін жүрісінің орташа жылдамдығы және молекула қозғалысының орташа жылдамдығы артады, сәйкесінше тығыздық өлшемі кішіреюіне қарамастан газ тұтқырлығы да өседі (2.8-сурет).



2.8-сурет. Түрлі қысым кезінде 0.6 тығыздықты мұнай газының динамикалық тұтқырлық коэффициенттерінің температураға тәуелділігі

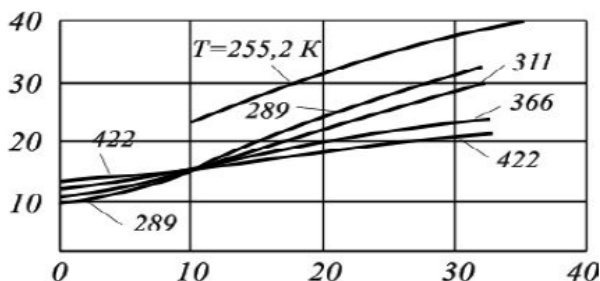
Газ тұтқырлығының аталған өзгеру сипаты ішкі үйкеліс ерекшелігімен түсіндіріледі. Газ тұтқырлығы газдың бір

бөліктен екінші бөлікке ауысуына қарсылық көрсете алуымен сипатталады.

Қозғалыс мөлшері бір-біріне қатысты қозғалатын қабаттардағы газ молекулаларының ұшып шығу салдарынан қабаттан қабатқа беріледі. Осы кезде бір қабаттың қозғалысын тежейтін және басқасының қозғалу жылдамдығын үдететін күш пайда болады. Температура өскенде қозғалыс саны және жылдамдығы артады, газ тұтқырлығының өлшемі де өседі.

Қысымның 0.1-ден 1.2 МПа дейін өсуі газ тұтқырлығының өлшеміне әсер етпейді (2.7-сурет), себебі молекула жүрісінің орташа ұзындығы және молекуланың орташа қозғалу жылдамдығы тығыздық өлшемінің өсуімен орнын басады. Бұл заңдылықтар қысым 1.2 МПа жоғары болғанда өзгереді. Н. ж. кезінде КС газының тұтқырлығы үлкен емес. Ол 0.01 сантипуаз (сПз) ≈ 10 мкПа·с мәнінен аспайды

$$1 \text{ пуаз} = 0.1 \text{ н 1 сПз} = 1 \text{ МПа} \cdot \text{с} = 1 \cdot 10^3 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$$



Қысым, МПа

2.9-сурет. Газ тұтқырлығының әртүрлі температурадағы қысымға тәуелділігі

Табиғи газдың тұтқырлығын құраушы болып азот, көмірқышқыл газы, күкіртсутегі, гелий сонымен қоса ауада табылады. Оларға арналған тұтқырлық өлшемі 0.01-ден 0.025 сПз диапазонында өзгереді.

Азот, газ тұтқырлығының өлшеміне ерекше әсер етеді. Көмірсутегі газдың құрамында азоттың 5%-дан артық болуы кезінде оның газ тұтқырлығына деген әсерін ескеріп, аддитивтік принципі бойынша қоспаның орташа өлшенген тұтқырлығын бағалау қажет:

$$\mu_{\text{см}} = N_a \cdot \mu_a + (1 - N_a) \cdot \mu_{\text{уг}}, \quad (2.58)$$

мұндағы $\mu_{\text{кос}}$ – газ қоспасының динамикалық тұтқырлығы; μ_a және $\mu_{\text{кс}}$ – азот және көмірсутегінің динамикалық тұтқырлығы; N_a — газ құрамындағы азоттың молярлы үлесі.

Мұнайда еріген газдың санынан оның мынадай маңызды қасиеттері тәуелді: тұтқырлық, сығымдылық, термиялық кеңею, тығыздық және т.б.

Мұнайлы газ компоненттерінің сұйық және газ тәріздес фазалар арасында таралуын еру процестерінің заңдылығымен анықталады. Дайындау, сақтау, тасымалдау процестерінің барлық сатысында газдың мұнайда, суда еру қабілеттілігі үлкен мән береді. Мұнай құрамының күрделілігі және қысым диапазонының кеңдігі, температура жоғарғы қысымдағы мұнайдың газ қанықтылығын анықтау үшін термодинамикалық теңдікті қолдануды қиындатады.

Газдың кішігірім қысымда, температурада еру процесін Генри заңымен сипаттаймыз:

$$\frac{V_r}{V_{\text{ж}}} = KP \text{ немесе } V_r = \alpha P V_{\text{ж}} \quad (2.59)$$

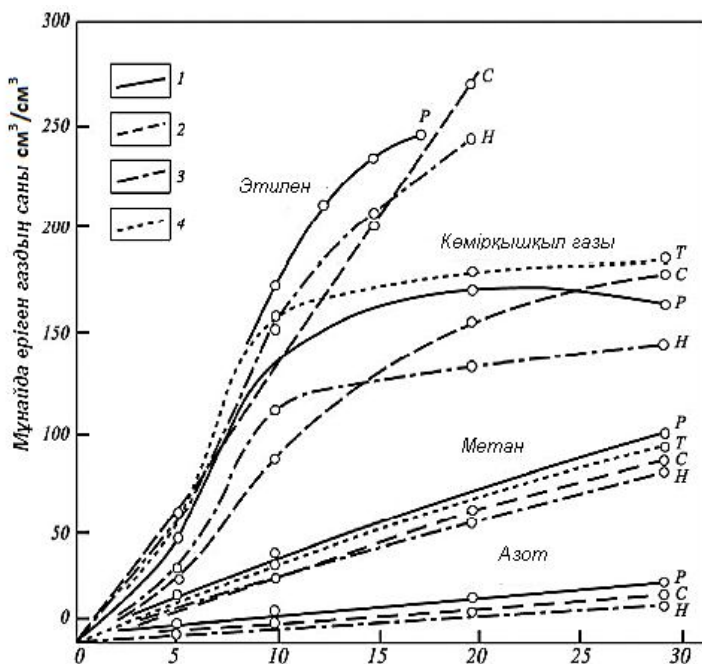
мұндағы V_r – берілген температурада ерітілген газдың көлемі; K – Генри константасы ($K=f(\alpha)$); α – газдың еру коэффициенті; $V_{\text{ж}}$ – еріту сұйығының көлемі; P – сұйықтық бетіндегі газдың көлемі.

Газдың еру коэффициенті (α), берілген қысымда газдың қандай мөлшері (V_r) сұйықтың бірлік көлемінде ($V_{\text{ж}}$) еритіндігін көрсетеді $\alpha = V_r / V_{\text{ж}}$.

Еріту коэффициенті газдың табиғатынан, сұйықтығынан және қысымнан, температурасынан тәуелді. Судың табиғаты мен көмірсутегінің табиғаты әртүрлі.

Мұнайлы газдың құрамындағы көмірсутек, КС жүйесінде, мұнайда жақсы ериді, ал суда нашар ериді. Мұнайлы газдың көмірсутек емес компоненттері (CO , CO_2 , H_2S , N_2) суда жақсы ериді.

Төмен қысымда газ тәріздес КС мұнайда еруі Генри заңына бағынады, (2.10-сурет).



2.10-сурет. 50С температурада мұнайда газдың еру изотермасы: 1-Ромашкин (Р); 2- Сурахан (С); 3- Небитдаг (Н); 4-Туйманзин (Т), (Т. П. Сафронова және Т. П. Жузе анықтамалары бойынша)

Мұнайда газ тәріздес КС еруі оның құрамында парафиннің жоғарылауынан артады. Газ тәріздес принципі жұмыс істейді.

Көрсетілген тәуелділік сараптамасынан мынадай шешімге келуге болады; газдың ерігіштігі мұнайдың қасиеті мен құрамына тәуелді. Газдардың абсолютті ерітінділері өлшемдерінің айырмашылығы зерттелген мұнай мен изотерм ерітінділігі әртүрлі КС құрамының фракцияларымен байланыстылығы орнатылған. Туймазин және Ромашкин кен орындарының мұнайлары 300⁰С-ге дейін қайнайтын және 52% КС алкандарын фракцияда сақтайды. Сурахан және Небитдаг мұнайлары шамамен 42-43% құрайды.

КС еріту дәрежесіне еріткіштің молекулярлы массасы емес, оның табиғаты әсер етеді. Мұнайда ароматты құрамы жоғары болса, онда көмірсутегі газының ерігіштігі нашарлайды. Мұнайлы газдың әртүрлі компоненттері мұнайлы жүйеде әртүрлі ерігіштікке ие. Газ компонентінің молекула массасының артуы КС жүйелерінде еру коэффициенті артады. Әртүрлі газдарға изотерм еру формасы бірдей болмайды. Қысымның барлық арақашықтығында нашар еритін газдың (N_2 , CH_4) жоғарылауы изотермалармен сипатталады және Генри заңына жақсы ерігіштерге қарағанда, жақсы бағынады. Жақсы ерігіш газдар (CO_2 , C_2H_6 , C_3H_8) изотермасы, белгіленген қысымға шапшаң көтерілуімен сипатталады. Содан кейін тәуелділік түрі жайылады.

Соңғы жағдай жоғарғы қысымдағы сығылған газда мұнай компоненттерінің қайтымды еру процестерімен түсіндіріледі.

Бұл әсер көмірсутегінің қатарында газдың молекулярлы массасының өсуімен артады. Азотқа ол мәнсіз, ал мұнайда метан ерісе, онда қайтымды булану өте жоғары қысымда байқалады. Сонымен қоса көмірсутегі газының ерігіштігіне **қайтымды булану** процесі айтарлықтай әсер етеді.

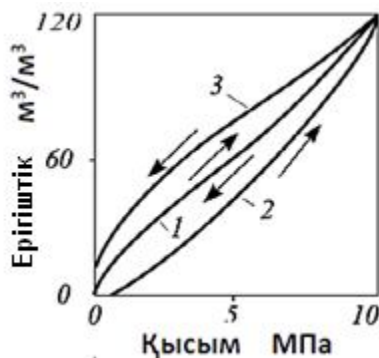
Мұнайдан бөлінген газ мөлшері тек мұнайда оның сақталуынан ғана тәуелді емес, сонымен қоса дегазация-катынасты немесе дифференциялды тәсіліне де тәуелді.

Кәсіпте дегазацияның екі тәсілі де кездеседі. Қабатты жағдайда бастапқы периодта қысымның қанығу қысымынан төмендеуі, мұнайға қатысты қашан қозғалмай тұрғанда қатынасты дегазация болады. Келесі периодта газдың мұнайдан бөліну мөлшерінде, газ ұңғы түбіне тез жылжиды және

газсызданудың дифференциалды тәсілі жайлы айтуға болады. Ұңғы өнімдерін дайындау жүйесінде дифференциалды газсыздану байқалады.

Газсыздану коэффициенті қысымды бірге дейін түсіргеннен кейін мұнай көлем бірлігінен бөлінген газ өлшемімен сипатталады. Газдандырудың қатынасты тәсілінде газдандыру коэффициенті дифференциалды газдану тәсілінен кем болады. Ерітілген қалпында қалатын газданған мұнайдың газ мөлшері дифференциалды тәсілі қатынасты тәсілге қарағанда көп болады (2.11-сурет).

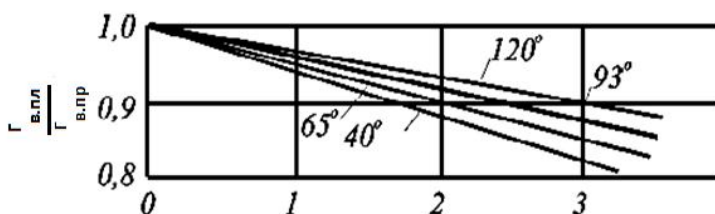
Бұл газсыздану процесінің басында метанның булы фазасына ауысу басымдығымен байланысты. Мұнайды булы фазада газдандырудың дифференциалды тәсілі кезінде метанның жүйеден жойылуы ауыр көмірсутегінің артуына алып келеді. Температураның артуы мұнайда газдың еруін нашарлатады.



2.11-сурет. Мұнайда еріген газдың қысыммен байланысы:
1-еру мен газсыздану қатынастық процесстері кезінде;
2-дифференциалдық еру кезінде; 3-дифференциалдық дегазация
кезінде мұнайда еріген газ мөлшерінің қысымға тәуелділігі

КС суда еруі Генри заңына бағынады, бірақ тәуелділік түрі сызықты емес. Мысалы, тәжірибеден белгілі болғандай, 3.5 МПа қысым және 35⁰С температура кезінде 1м³/м³-ке тең мөлшерде мұнайлы газ суда ериді. Қысымды 10 есе 35 МПа арттырғанда,

газдың ерігіштігі 4 есеге ғана артады және $4 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ -ті құрайды. Қысым артуымен тұздың суда еруі де өседі, сәйкесінше минерализациясы да артады. Минерализация артқанда КС газдарының суда еруі төмендейді (2.12-сурет). Бұл жағдай КС-ң суда еруін сызықты түріне тәуелділігінен ауытқуын түсіндіреді.



Қабатты судағы тұздың жалпы құрамы, $\% \cdot 10^{-6}$

2.12-сурет. Минералдануға байланысты табиғи газдың суда ерігіштігінің өзгеруі

Тәжірибеде көрсеткендей көмірсутегі газының ($\text{м}^3/\text{м}^3$) минералданған суда әртүрлі эмпирикалық формулалар бойынша бағалайды, соның біреуі төменде көрсетілген:

$$\alpha_{\text{қабат су}} = \alpha_{\text{тұщы су}} (1 - k * M) \quad (2.60)$$

мұндағы $\alpha_{\text{қабат су}}$ — қабат суындағы мұнай газ ерітінділері, $\alpha_{\text{тұщы су}}$ — мұнай газның тұщы судағы ерітіндісі, k — температураға байланысты минерализацияға түзетпелі коэффициент (2.13-сурет); M — тұз құрамы, $\%$.

2.5-кесте

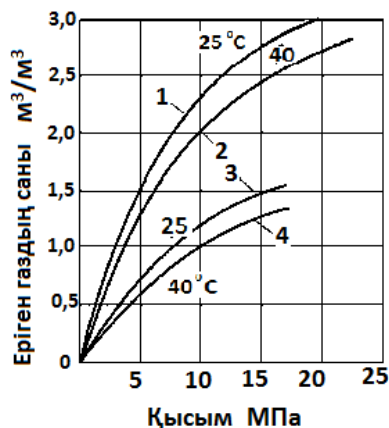
Температураға тәуелді минерализацияға түзетпелі коэффициенттердің мәні

Температура, $^{\circ}\text{C}$	20	38	66	93	121
Коэффициент, k	0.091	0.074	0.050	0.044	0.033

КС температураға байланысты суда ерігіштігі қиын тәуелділігімен сипатталады (2.13-сурет). Температураның жоғарылауымен көмірсутегінің суда ерігіштігі алғашқыда төмендейді (2.14-сурет), кішкене жүргеннен кейін ол артады. Әртүрлі КС газ ерігіштігінің минимальды температурасы, газ молекула өлшемдерінің өсуімен артады.

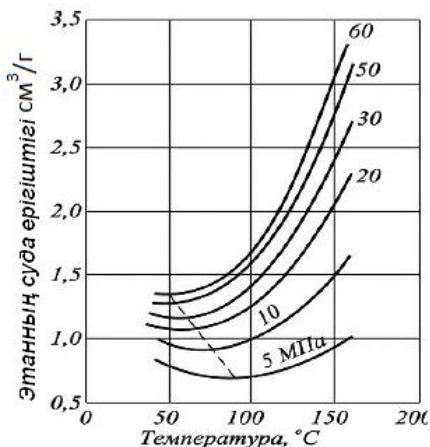
2.13-сурет. Түрлі температура мен қысым кезінде таза және тұзды суда газдың еру қисықтары:

1,2-дистилденген су;
3,4-2M NaCl ерітіндісі



Келтірілген өлшемдердің әртүрлі диапазонда өзгеруін бақылайтын графиктер бар, оның біреуі төменде келтірілген.

2.14-сурет. Қысымға тәуелді этан ерігіштігінің минимальды температурасының өзгеруі



Келтірілген қысым мен температурадан жоғары сығымдылық коэффициенттеріне арналған эмпирикалық формулалар мен тәуелділіктер. Газдың минимальды ерігіштігінің температурасы қысымға тәуелді. Газдың ерігіштік коэффициенті суда кен шектерде өзгереді, мынадай өлшем тәртібіне жетеді $4\text{-}5\cdot 10^{-5}\text{м}^3/(\text{м}^3\text{Па})$.

Газ дайындау жүйесі бойымен қозғалғанда дроссельдеу-жергілікті гидравликалық қарсыласудан өткенде газдың жайылу құбылысы байқалады, температураның өзгеруімен бірге жүреді.

Термодинамикадан белгілі болғандай, дроссельдеу процесі тұрақты жылу сақтағыштығымен сипатталады. Эзоинтальпинді жайылу кезінде сұйықтықтың немесе газ температурасының өзгеруін Джоуль-Томсон әсері деп атайды. Қысымның өзгеруі кезінде температураның өзгеру қарқындылығы **Джоуль-Томсон коэффициентімен** сипатталады:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta P, \quad (2.61)$$

мұндағы ΔT – температураның өзгеруі; α – Джоуль-Томсон коэффициенті, газдың табиғатына, қысымына, температурасына тәуелді; ΔP – қысымның өзгеруі.

Кәсіп жүйесінде және газ тасымалында бұл әсердің болуына жауапкершілікпен қарау керек.

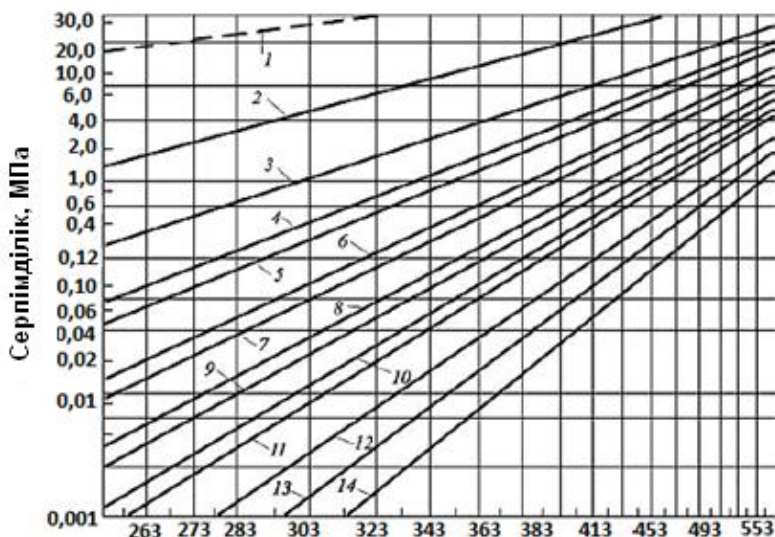
Көмірсутегінің серпімділігі – газдың конденсациялана бастауынан және сұйық күйге өту кезіндегі қысымды сипаттайды. Жекебасты көмірсутегінің таза күйінде температура функциясы ғана бар: $Q_i = f(T)$.

Көмірсутегінің қаныққан бу серпімділігінің өлшемі – температураның өсуімен артады. Бұл жоғарылау көмірсутегінің тығыздығы төмендеген сайын жоғарылайды. Дәл сол сияқты көмірсутегінің молекулярлы массасының өсуі бірдей температурада көмірсутегінің қаныққан буының өлшемі азаяды (2.15-сурет).

Төменде көрсетілген тәуелділікті қорытындыласақ, метан буларының көп болатынына көз жеткіземіз. Қалыпты жағдайда метанды сұйықтыққа айналдыруға болмайды (пунктир сызығы), өйткені оның критикалық температурасы $T = -82.4^{\circ}\text{C}$ (190.75K).

Нақты температура кезінде сұйық және бу тәріздес пропан көлемінің қысымға тәуелділігі гиперболалық пішінге ие (2.16 а-сурет). Пропанды М нүктесінен А нүктесіне дейін сығу кезінде қызып кеткен бу күйінде болады.

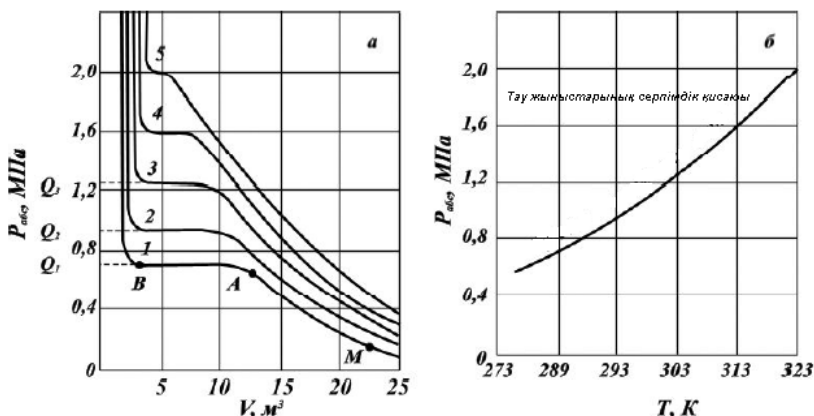
Қанықпаған бу – дегеніміз берілген температура мен қысым кезінде бір ғана фазалы жүйені құрайды.



Температура, К

2.15-сурет. Таза көмірсутегінің қаныққан буларының қисықтар серпімділігі:

1-метан; 2-этан; 3-пропан; 4-изобутан; 5-бутан; 6-изопентан;
7-пентан; 8-изогексан; 9-гексан; 10-изогептан; 11-гептан; 12-октан;
13-нонан; 14-декан



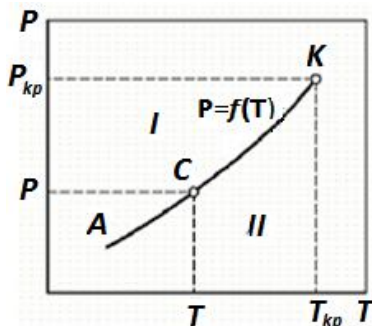
2.16-сурет. Сұйық көлемінің қысым мен температураға (а) тәуелділігі және 1-283; 2-293; 3-303; 4-313; 5-323 температуралары кезінде қаныққан будың (б) серпімділік қисығы

Қанықпаған булар мына берілген қысымда орын алады, егер олардың температурасы қаныққан бу температурасынан жоғары болса және олардың қысымы қанығу қысымынан төмен болса.

А нүктесінде бу қаныққанға айналады, ол бірқалыпты қысымда сұйықтыққа айналады. **В** нүктесінде бу сұйықтыққа айналуын тоқтатады. Алдағы бу сығылуы кезінде көлем бірқалыпты болғанда қысым лезде жоғарылайды. Бу фазасы сұйық фазасына конденсациялану процесінде **АВ** горизонтальді аймақ қысым бірқалыптылығына сәйкестендіріледі. **Бұл қысымның өлшемі табиғи газдың қанығу буының серпімділігі деп аталады және Q әрпімен белгіленеді.** Температураның мәні газ компонентінің қанығу серпімділігін өлшеуде критикалық температурасына жақын болған сайын, горизонтальді аймақ қысқа болады. Алынған мәліметтерге сүйене отырып қаныққан будың серпімділік қисығын тұрғызады, берілген сұйық қысымының булану температурасына тәуелділігін көрсетеді (2.16 б-сурет).

Қаныққан бу – деп сұйықпен тепе-теңдікте болатын буды айтамыз. Бір құрамдас жүйе үшін фазалардың теңбе-тең қатар болу шарттары температура және қысыммен анықталады. Тепе-

теңдік кезінде бұл параметрлер арасында өзара бірмәнді сәйкестік орын алады: жүйе температурасы жоғары болған сайын берілген тепе-тең жүйеде орналасқан қысым да жоғары болады (2.17-сурет). АК қисығының әрбір нүктесі мысалы С нүктесі, қаныққан буды сұйықтың қайнау температурасымен байланыстырады (2.17-сурет).



2.17-сурет. Қаныққан будың температураға тәуелділігінің жалпы түрі: АК-қаныққан будың қисық қысымы; I-сұйық фазалы аймақ; II-ысып кеткен булар аймағы

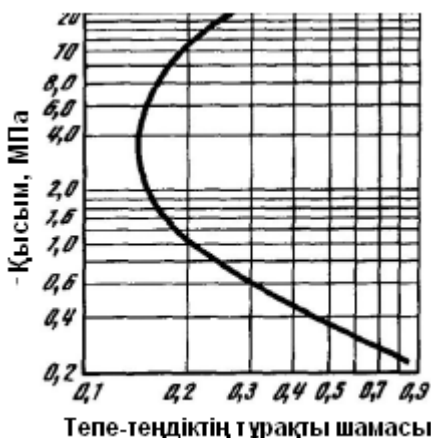
Заттың критикалық күйі – дегеніміз сұйық немесе газ тәрізді фазалар арасында ешқандай айырмашылық қалмайтын кез. Критикалыққа тең температурадан жоғары температурада қысымның қандайда жоғарылауы болса да газды сұйық күйге ауыстыра алмайды. Критикалық температураға сәйкес қаныққан бу қысымын критикалық қысым деп атайды ($P_{кр}$).

Көмірсутегінің қоспасында бу серпімділігінің өлшемі болып температура функциясы және қоспаның жалпы қысымы болып табылады: $Q_{cm}=f(T, P_{cm})$. **Оның өлшемі берілген температура мен олардың мольдік концентрациясы $Q_{cm}=f(Q_i, N_{xi})$ кезіндегі бөлек компоненттердің бу серпімділігіне тәуелді.** Қоспаның жалпы қысымы әрбір компоненттің бу серпімділігіне әсер етеді және бұл әсер ету бөлу константасы арқылы ескеріледі, ол өз кезегінде жеке көмірсутегінің (Q_i) бу серпімділігі қоспаның (P_{cm}) қысымына қатынасын береді:

$$K_{pi} = Q_i / p_{cm} \quad (2.62)$$

$K_{pi}=f(p_{cm})$ тәуелділігі логарифмді координаттарда тұрғызылады (2.17-сурет). Компоненттердің қоспасының бу серпімділігі жалпы қысым өскенде артады. Төмен қысым болғанда (1МПа дейін) бұл әсер ету түкке тұрақсыз және тәуелділік түрі – тік сызықты, демек жеке көмірсутегі (Q_i) қысымнан аз ғана өзгереді. Жоғары қысым кезінде (1МПа, 2.18-сурет) жалпы қысымның жоғарылауынан бу (Q_i) серпімділігінің артуы жүйеде мәнді бола бастайды. Бұл параметрлердің тұзусызықты әрекеттесуі бұзылады да тік сызықты тәуелділік түрі өзгереді.

Тұзусызықты тәуелділік қисық сызықтыға ауысады. Жалпы қысымның артуымен тепе-теңдік константасы баяу азаяды, өйткені бу серпімділігінің артуы байқалады.



2.18-сурет. 289 К температура кезінде н–бутан тепе-теңдік констанциясының жалпы қысымға тәуелділігі

Қысым жоғары болған сайын, соған сәйкес жалпы қысымның өсуімен бу серпімділігі тез өседі. Бұл заңдылықтар

жақсы қисық сынуымен сипатталады, кейбір нүктелермен вертикальға жақындауы (3МПа, 2.18-сурет). Бұл нүкте мынадай қысымға сәйкес келеді, бу серпімділігінің артуы жалпы қысымның өсуіне пропорционалды, демек (2.62) мәнінде бөлшектің бөлгіші мен бөліндісі бірдей интенсивтілікпен өзгереді.

Жоғары қысым кезінде бу серпімділігі жалпы қысымға карағанда интенсивті түрде артады. Бұл жоғары қысымды аймақта тепе-теңдік константасы қысымның өсуімен артады, демек сұйық ұшқыш болып кетеді.

Рауль заңы бойынша сұйық қоспаның бу серпімділігі берілген температурада және сұйықтықтағы молярлы концентрациясынан бөлек компоненттердің бу серпімділігі тәуелді. Әрбір компоненттің парциалды қысымы таза күйдегі бу серпімділігінің оның сұйықтықтағы молярлы концентрациясымен анықталады:

$$P_i = N_{xi} * Q_i \quad (2.63)$$

мұндағы P_i – газдағы i -ші компоненттің парциалды қысымы; Q_i – i -ші компоненттің бу серпімділігі; N_{xi} – сұйықтықтағы i -ші компоненттің молярлы бөлігі.

Барлық компоненттердің парциалды қысымының саны сұйықтың үстіндегі жалпы қысымға немесе сұйық қоспаның бу қысымына тең:

$$\sum P_i = P = \sum N_{xi} * P_i \quad (2.64)$$

2.5. Газсұйықты мұнайлы жүйенің құрылымы

Мұнайлы жүйенің **газсұйықты** күйі мұнайда еріген газ мөлшеріне тәуелді және **газ құрылымымен** сипатталады. Газ құрылымы – белгілі термобаралық шарттарда мұнайда еріген газ көлемі деп түсінуге болады. Демек, газ құрылымы мұнайдағы көлемдік мөлшерін сипаттайды және мөлшерсіз өлшем болып табылады

$$\Gamma^\circ = \frac{V_\Gamma}{V_{\text{нпл}}} = \frac{V_\Gamma}{V_\Gamma + V_\text{н}} \quad (2.65)$$

Генри заңына сәйкес берілген температурада сұйықта газдың ерігіштігі қысымға тура пропорционал. Газ мұнаймен термодинамикалық тепе-теңдік кезіндегі, берілген термо-барикалық шарттарда қысым – **қаныққан қысым** деп аталады.

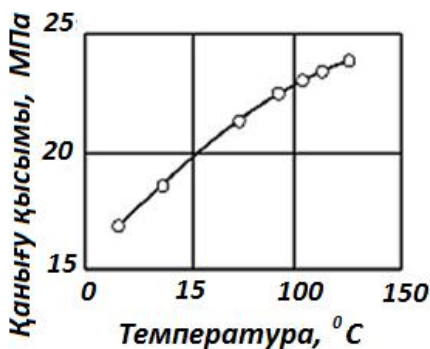
Қысым қанығу қысымынан төмен түскенде мұнайдан өзінде еріген газ бөліне бастайды.

Қанығу қысымы мұнай көлемі мен еріген газдың қатынасына, олардың құрамы мен қасиетінен, температура мен қысымына тәуелді.

Мұнайдың молекулярлық массасы артқанда бұл параметр басқа да тең жағдайда артады.

Мұнайда нашар еритін газдың құрамында компоненттер артса, қанығу қысымы артады. Қанығу қысымы жоғары мұнайларда азоттың көп өлшемі еріген.

Температураның жоғарылауымен қанығудың қысымы айтарлықтай өседі (2.19-сурет).



2.19-сурет. Новодмитрск кен орны мұнайының қанығуының температураға тәуелділігі

Будың қанығу қысымының өлшемін есептеу үшін көптеген эмпирикалық теңдеулер мен тәсілдер ұсынылған: Антуан теңдеуі, Киреев теңдеуі, Дрюинг тәсілі, Трегубов тәсілі.

Антуан теңдеуі кең тараған

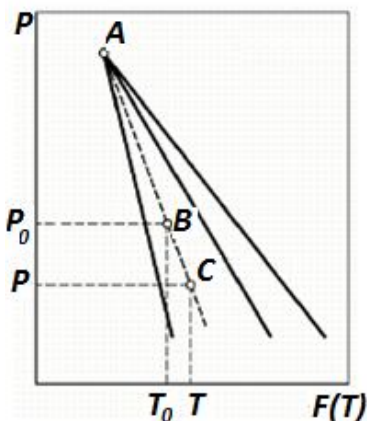
$$\lg P = A - \frac{B}{C+T} \quad (2.66)$$

мұндағы A, B, C – константалар, заттардың қасиетіне тәуелді және эксперименталді түрде анықталады; T – температура, $^{\circ}\text{C}$.

Графикалық тәуелділіктер негізінен координаталық жүйеде тұрғызылған « $\lg P - \lg T$ », « $\lg P - F(T)$ », демек үзік сызықты болып өрнектелген.

Мұндай координата жүйесінде мұнай өнімінің қанығу буының тәуелділігі тік сызықпен көрсетілген.

Бұндай графиктердің жалпы түрі 2.20-суретте көрсетілген. Бұларға барлық тік сызықтардың A нүктесінде қиылысуы тән болып келеді, ол оны айтарлықтай қолдануды оңайлатады.



2.20-сурет. Мұнай өнімдерінде будың қанығу қысымының температурадан тәуелділігінің жалпы түрі

Қанығу буының қысымын температура T белгілі болғанда 2.19-суретінің көмегімен анықтау әдісі келесідей.

Қайнау температурасына сәйкес температураны атмосфералық қысым болғанда абсцисса осінде орналастырамыз, осы өлшемдер арқылы B нүктесінің графикте орналасуын анықтаймыз. B нүктесі және A полюсі арқылы тік сызық жүргіземіз, будың қанығу қысымының температурадан тәуелділігін берілген.

Енді Т температура кезінде будың қанығу қысымын анықтау үшін, тұрғызылған АВ түзуінде Т температурасына жауап беретін С нүктесін анықтаймыз.

Мұнай мен газдың қозғалуы кезінде тұтынушыға газ мұнайлы жүйе үздіксіз фазалық ауысумен бірге жүреді. Фазалық ауысу заңдылығы және газ мұнайлы қоспалардың фазалық күйін әртүрлі шарттарда кәсіптік есептерді шешу үшін білу қажет. Мұнайдан газ фазасының бөліну интенсивтілігі факторларға тәуелді, негізгілері болып мыналар саналады:

- мұнайлы ағымның қозғалуы кезінде қысым мен температураның төмендеу темпі;
- мұнайдың құрамында жеңіл көмірсутегінің болуы (C_2-C_6);
- мұнайдың молекулалық массасы;
- мұнай тұтқырлығы.

Барлық жеке заттарға тән секілді көмірсутекті газдар қысым мен температураның өзгеруі кезінде өзінің көлемін өзгертеді.

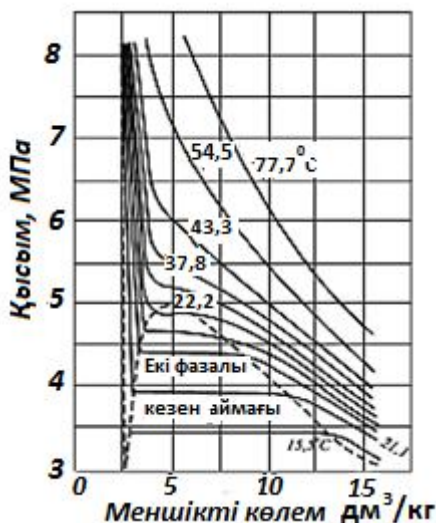
2.20-суретте таза этанға фазалық жағдай диаграммасы көрсетілген. Қисықтардың әрбіреуі тұрақты температура кезінде фазалық өзгеруге сәйкес келеді және үш аймағы бар. Пунктир сызығының оң жағындағы кесілім бөлшегі газды фазаға, горизонталді аймақ екі фазалы газ сұйықты аймаққа, сол жақты аймақ – сұйық аймаққа сәйкес келеді. Максимумнан оң жаққа пунктирлі сызықпен кесілген аймақ С нүктесінде конденсацияның қисық нүктесі (немесе шық нүктесі) деп аталады, ал максимумнан сол жаққа – бу қалыптасудың қисық нүктесі деп аталады.

С нүктесінде пунктирлі сызықты қисық бу қалыптастырғыш **критикалық** деп аталатын нүктеде түйіседі.

Бұл нүкте газ және сұйықтық тепе-теңдік күйінде кезіндегі максимальды температураға, **критикалық температураға ($T_{кр}$) және критикалық қысымға ($P_{кр}$)** сәйкес. Критикалық температураға тең температурадан жоғары кезінде газды қандайда жоғары қысыммен сұйық күйге ауыстыруға болмайды.

Қысым мен температура критикалық мәнге жақындаған сайын газды және сұйық фазаның қасиеті бірдей болып кетеді, олардың арасындағы бет жоғалып кетеді. Сұйық және газ қалыптасқан фазалардың арасындағы физика-химиялық

қасиетінің ерекшелігі жойылады. Қасиеттер теңеседі, мысалы, тығыздық.



2.21-сурет. Таза этанның фазалық жағдай диаграммасы

Сәйкесінше, қысық арқылы критикалық нүктеге жақындаған сайын сұйық фазаның тығыздығының қайнап бастауы үздіксіз кетіп тұрады. Егер де оған конденсация сызығы бойынша жақындаса, онда будың тығыздығы үздіксіз өсіп отырады.

Сұйық және газ фазаларының арасындағы қысымы шектеулі жеке көмірсутектер үшін қысым-будың серпімділік қысым, соның барысында конденсациялану немесе булану орын алады.

Екі фазада (сұйық және бу) берілген температурада мына жағдайда ғана жүйеде болады, егер қысым сұйық бетінің қанығу буынына тең болса.

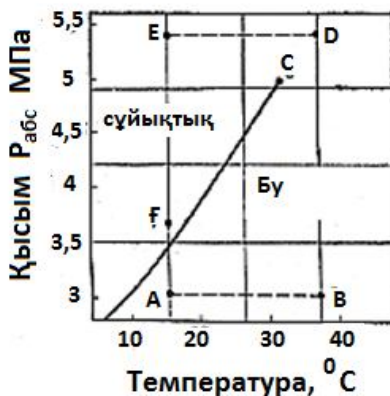
Газ конденсациялана бастағандағы қысым, газға арналған **қанығу қысымы** деп аталады.

Көмірсутегінің фазалық алмасуын «қысым-температура» координатында көрсетуге болады (2.22-сурет).

Бір компонентті жүйеге будың қанығу қысымының қисығы қысым-температура графигінде бір уақытта қайнап бастаудың

бастапқы қысық нүктесі және шық нүктесінің сызығы бола алады. Басқа қысым мен температурада зат бірфазалы күйде болады.

Жеке көмірсутегінің фазалық диаграммасы С критикалық нүктесімен шектеледі. Бір компонентті жүйе үшін бұл нүкте екі фаза бір уақытта өмір сүре алатын кездегі температура мен қысымның жоғары мәнімен анықталады.



2.22-сурет. Этаннның Р–Т координаттардағы фазалық күй диаграммасы

2.21-суреттегі тәуелділік сараптамасына сүйене отырып, көмірсутегінің температурасы мен қысымының өзгеруіне сәйкес бу күйін сұйық күйге екіфазалы күйді айналып өзгертуге болады.

Газ сипаттаушы нүкте параметрлерін А, В нүктесінің температурасына дейін изобаралық жылыту арқылы жеткізіп, содан кейін жүйедегі қысымды жоғарылатып тұрақты температурада, критикалық С нүктесінен жоғары орналасқан D нүктесінің аймағына затты ауыстырамыз, содан барып Е нүктесінің аймағына жалғастырамыз.

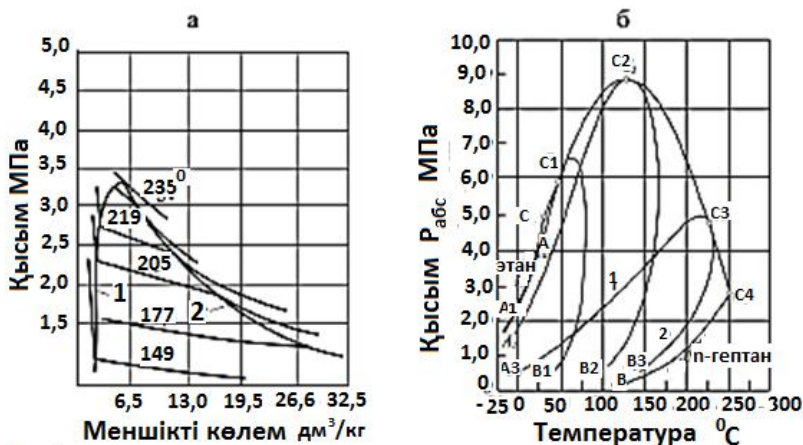
Алда жүйенің суықтануынан және қысымның F нүктесіне дейін төмендеуі, екіфазалы аймақты айналып өтіп зат өз бойында сұйықтықтың қасиетін қалыптастырады.

Екі және көп компонентті жүйелердің фазалық ауысу заңдылығы айтарлықтай қиынырақ. Жүйеде екі немесе одан көп

компоненттердің пайда болуы фазалық ауысу заңдылықтарында ерекшеліктер пайда болады, оларды бір компонентті газдан ерекшеленеді.

Көмірсутегі жүйесінде әрбір компонент қаныққан бу серпімділігінің жеке мәніне ие, сондықтан булану және конденсациялану процесі нақты қысым мен температураның мәнінде өтпейді, ал нақты қысым мен температураның мәнінде анықталады. Жүйеге кіретін жеке компоненттерінің температурасымен қысымының критикалық мәнінің арасындағы айырымы көп болған сайын, диапазонның шегі де көп болады.

Жүйенің изотермалық сығылымы бірінші, ауырырақ компоненттің конденсациясына, содан кейін жеңілдірегі. Нәтижесінде екіфазалы аймақтағы изотерма қисығына ие болады (2.23 а-сурет).



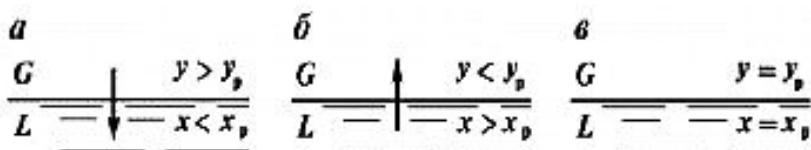
2.23-сурет. Бинарлы жүйелердің фазалық күй диаграммасы:
а- $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ - $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ қоспасына «қысым-меншікті көлем» тәуелділік;
б- C_2H_6 - $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$ қоспасына «қысым-температура» диаграммасы

Жүйеде екінші компоненттің пайда болуымен «қысым-температура» диаграммасында үлкен айырмашылық пайда болады (2.23 б-сурет).

Шеткі сол және оң қисықтар жеңіл және ауыр компоненттердің қанығу буының қысымына сәйкес келеді. Олардың арасында қоспаның фазалық диаграммасы орналасқан.

Көп компонентті жүйелерге, олардың жақсы болмауына байланысты критикалық өлшемнен жоғары қысым мен температура болған жағдайда екі фазаның болуы мүмкін. Қоспаның изотермалық немесе изобаралық кеңеюі кезінде екі фазаның болуы байқалуын **ретроградты құбылыс** немесе қайтадан булану және конденсация процесі деп аталады. Изотермиялық ретрогенді құбылыстар тек критикалық температурадан жоғары болғанда және максимальды екіфазалы температурадан төмен болғанда байқалады. Изобаралы булану процесі және конденсация критикалық және максимальды екіфазалы қысым арасында байқалады.

Мұнайда, суда, газда фазалық ауысулар белгілі заңдылықтарға бағынады, оның астарында фазаның тепе-теңдік түсінігі жатыр (2.24-сурет).



2.24-сурет. Екіфаза арасында заттарды тасу схемасы:

a-G фазасынан L-на; L фазасынан G фазасына;

в-фазалардың тепе-теңдігі

Барлық масса ауыстыратын процестер бірнеше жалпы қасиетке ие.

1. Оларды қоспаны айыру үшін қолданады.
2. Барлық процестерге кемінде екі фаза қатысады: сұйық және бу тәріздес, сұйық және газды, қатты және бу тәріздес, екі сұйық.
3. Заттардың бір фазадан басқасына ауысуы диффузия арқасында орындалады.
4. Салмақ ауыспалы процестің жылжымалы қабаты осы фазадағы нақтылы концентрацияның әртүрлілігі және басқа

фазадағы нақтылыққа тепе-теңділік шартына сәйкес компоненттер концентрациясы аз бағытқа қарай жөнеледі (2.22-сурет).

5. Затты алмастыру процесі бір фазадан басқасына фаза айыру шегі арқылы өтеді.

6. Диффузиялық процестер қайтымды, демек процестің бағыты фазалық тепе-теңдік заңымен анықталады, екі фазадағы факті компонент концентрациясымен сыртқы шарттармен. Мысалы, температураның артуы мен қысымның төмендеуі кезінде газдың сұйықпен жұтылуы (абсорбция) қарама-қарсы процеске ауысуы мүмкін – сұйықтан газдың жойылуы (десорбция).

7. Заттардың бір фазадан басқасына ауысуы – динамикалық тепе-теңдікке жеткенде аяқталады. Оның өзінде де фаза айырымының шегінде молекулалардың ауысуы тоқтамайды, бірақ екі фазада да компонент концентрациясы өзгеріссіз, тепе-теңдікте қалады.

Фазалардың тепе-теңдігі – тепе-теңдік константасымен сипатталады, ол температура мен қысымға тәуелді. і-ші компонентке ол газды фазадағы моль компонентінің осы компоненттің сұйық фазадағы бөлігіне қатынасымен сипатталады, газды фазамен тепе-теңдік күйде болады:

$$K_{pi}=N_{yi}/N_{xi} \quad (2.67)$$

Газ сұйықты қоспаның тепе-теңдік күйін анықтау үшін Дальтон және Рауль заңын қолданады.

Дальтон заңына сәйкес газды фазаға кіретін әрбір компонент өзінің парциалды қысымы болады, ал газ жүйесіндегі жалпы қысым парциалды қысым санына тең:

$$P=\sum P_i, P_i=N_{yi} \cdot P_i \quad (2.68)$$

мұндағы

P_i – газ фазасындағы і-ші компоненттің парциал қысымы;

N_{yi} – газ компонентінің і-ші мольді бөлігі.

Раульдың заңына сәйкес компоненттің парциалды қысымы сұйық бетінің і-ші компонентінің будың қанығу қысымына немесе будың серпімділігі сұйықтықтағы мольдік бөлігіне көбейтуге тең:

$$P_i = N_{xi} \cdot Q_i, \quad P_i = N_{xi} \cdot P_i \text{ будың қан.} \quad (2.69)$$

мұндағы Q_i – і-ші компоненттің бу серпімділігі; N_{xi} – сұйықтағы і-ші компоненттің мольдік бөлігі; P_i будың қан. – і-ші компоненттің будың қанығу қысымы.

Тепе-теңдік кезінде газ фазасындағы і-ші компоненттің парциалды қысымы сұйық үстіндегі компонентінің парциалды қысымына тең. Бұл екіфазалы тепе-теңдік күйді Дальтон-Рауль заңымен сипаттайды:

$$N_{yi} \cdot P_i = N_{xi} \cdot Q_i. \quad (2.70)$$

Екіфазалы жүйенің тепе-теңдік күйін сипаттайтын (2.70) теңдеу белгілі сұйық фазасының құрамы үшін тепе-теңдіктегі газды фазаның құрамын анықтатады немесе керісінше анықталған газды фазаның құрамын тепе-теңдіктегі сұйық фазасының құрамын және онымен байланыстағыны да анықтайды.

$$P = \sum (N_{xi} \cdot Q_i), \quad P = \sum (N_{xi} \cdot P_i) \quad (2.71)$$

Теңдеу бір ретті **булана бастау теңдеуі** – деп аталады. Олар берілген температурада қоспа қайнай бастағандағы қысымды сипаттайды. Бұл теңдеуде температура айқын емес түрде саналады, өйткені бу компоненттерінің серпімділігі температураға тәуелді.

Теңдеу

$$P = 1 / \sum (N_{xi} / Q_i), P = 1 / \sum (N_{yi} / P_i) \quad (2.72)$$

бір ретті буланудың аяқталу теңдеуі деп немесе **бір ретті конденсацияның басталу теңдеуі** деп аталады. Олар көмір-

сутегі қоспасының бу серпімділік өлшемін сипаттайды, ол кезде берілген температурада қоспа қайнайды.

Тепе-теңдік теңдеуі (2.70), бір ретті булана бастау (2.71), конденсацияның басталу теңдеуі (2.72) төмен температура және қысымдағы кәдімгі көмірсутегі қоспасының мінезін сипаттайды.

Практикалық кәсіптік есептеуде оларды қолдану қиындатылған, өйткені қоспада орналасқан көмірсутегі буының өлшеміндегі қоспаның құрамына қысымның әсер етуін ескермейді. Сондықтан практикалық есептеулерде таза күйде алынған көмірсутегі буының серпімділігін емес, қатынасты сипаттайтын тепе-теңдік константаларын сипаттайды:

$$Q_i/P = N_{yi}/N_{xi} = \text{const} = K_{pi}, \quad (2.73)$$

мұндағы K_{pi} – қоспа температурасы мен қысымы кезінде i -ші компоненттің константасы.

3. МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗДЫ ӨНДІРІСТІК ДАЙЫНДАУ

Мұнай және газды дайындау, мұнай үшін МЕСТ Р51858-2002 және газ үшін ССТ 51.40-93 техникалық талаптарына сәйкес, өндіру ұңғымаларының өнімін унификацияланған тауарлы кондицияға дейін жеткізуді болжайды.

3.1. Мұнай және газдың тауарлы сипаттамасы

Мұнайдағы физика-химиялық қасиеттер өндірістік дайындау дәрежесі бойынша: класс, тип, топ, түрге бөледі.

"Класс" индекс нөмірін иемдену құрамында күкірттің болуына байланысты және 3.1-кесте мәліметтеріне сәйкес жүзеге асады және мұнай 4 классқа жіктеледі.

3.1-кесте

Мұнай және газдың тауарлы сипаттамасы

Класс	Мұнай атауы	Күкірт құрамы,% масса	Тәжірибе әдісі
1	Аз күкіртті	0,6 қоса	МЕСТ 1437 бойынша
2	Күкіртті	0,6-дан 18 қоса	
3	Жоғары күкіртті	1,8-ден 3,5 қоса	
4	Аса жоғары күкіртті	3,5 жоғары	

Мұнайдың "тип" индексін иемденуі тығыздыққа байланысты болады (3.2-кесте). Мұнай 5 типке бөлінеді: 0-аса жеңіл; 1-жеңіл; 2-орташа; 3-ауыр; 4-битумды.

Экспортқа берілгенде қосымша 3.2-кестеде көрсетілген градацияға сәйкес парафиннің массалық бөлігі және жеңіл фракциялардың шығуы ескеріледі.

Мұнайды тасымалдауға дайындау және тұтынушыға жеткізу бойынша тауарлы мұнай МЕСТ Р 51858-2002 шарттарына сәйкес 3 топқа бөлінеді.

3.2-кесте

ССТ 51.40-93 бойынша мұнай сапасына қойылатын талаптар

Параметр		Мұнай типі										Тәжірибе әдісі
		0		1		2		3		4		
		ішкі	экспорт	ішкі	экспорт	ішкі	экспорт	ішкі	экспорт	ішкі	экспорт	
Тығыздық (кг/м³) температура кезінде	20°C	830- дан артық емес		830,1-850		850,1-870		870,1-895		895 артық		МЕСТ 3900
	15°C	843,5 артық емес		834,6-854,4		854,5-874,4		874,5-899,3		899,3 артық		МЕСТ 51069
Фракция шығуы, %	200	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	МЕСТ
	300	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	2177
	350	-	62	-	57	-	53	-	-	-	-	
Парафиннің массалық бөлігі, %, артық емес		-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	МЕСТ 11851

3.3-кесте

Тауарлы мұнайды дайындау сапасының топтарына қойылатын МЕСТ-Р 51858-2002 техникалық шарттары

Көрсеткіштер	Сапа топтарына арналған көрсеткіш нормалары		
	1	2	3
Судың массалық бөлігі, %, артық емес	0,5	0,5	1,0
Хлорлы тұздардың концентрациясы, г/м ³ (мг/дм ³ , мг/л), артық емес	100	300	900
Механикалық қоспалардың массалық бөлігі, %, артық емес	0,05		
Рейд бомбасындағы 37,8°С температура кезіндегі қаныққан бу қысымы, кПа (мм сын.бағ.) артық емес	66,7 (500 мм сын.бағ.)		
Хлорорганикалық қосылыстардың болуы, млн ⁻¹ (ppm)	Нормаланбайды Анықталуы міндетті		
Ескерту : Егер бір көрсеткіштен мұнай кішкентай нөмір тобына қатысты болса, ал басқасынан – үлкен нөмірлі топқа, онда мұнайды үлкен нөмірліге қатысты деп санайды.			

Көмірсутек және жеңіл меркаптан құрамына байланысты тауарлы мұнайды 3 түрге бөледі (3.4-кесте)

3.4-кесте

Тауарлы мұнайдың түрлері

Көрсеткіштер	Мұнай түрлеріне арналған көрсеткіш нормалары		
	1	2	3
1.Күкіртсутегінің массалық бөлігі, млн ⁻¹ (ppm), артық емес	20	50	100
2. Метил- және этил- меркаптан массалық бөлігі, млн ⁻¹ (ppm), артық емес	40	60	100
Ескерту: " млн ⁻¹ " артық емес нормасы бар мұнай берілген кесте көрсеткіштері бойынша құрамында күкіртсутегісіз деп саналады.			

МЕСТ Р 51858 сәйкес тауарлы мұнайдың шартты белгіленуі төрт саннан тұрады, олар келесі көрсеткіш мәніне сәйкес: (1) класс, (2) тип, (3) топ, (4) тауарлы мұнай түрі (3.5-кесте). Мұнайды экспортқа жібергенде тауарлы мұнай типінің алдына "э" индексі қойылады. Тасымалдауға дайындалған газға қойылатын талаптар (3.6-кестеде) көрсетілген.

3.5-кесте

Тауарлы мұнайды индекстеу

Тауарлы мұнайдың сипаттамасы	Мұнайдың шартты белгіленуі (шифр)
1. Жергілік тұтынушыларына мұнайды жеткізу. Тауарлы мұнайда: құрамында – 1,15 % масс.күкірт (2 класс); 20°С кезіндегі мұнай тығыздығы – 860 кг/м ³ (2 тип); Мұнайдағы хлорлы тұздар концентрациясы – 120 мг/л; Сулану – 0,4 % масс.(2 топ); Күкіртсутегі жоқ (1 түрі).	2.2.2.1 МЕСТ Р 51858-2002
2. Экспортқа жәберілетін мұнай. Тауарлы мұнайда: құрамында – 1,15 % масс.күкірт (2 класс); 20°С кезіндегі мұнай тығыздығы – 860кг/м ³ ; 200 °С дейін айдағандағы фракция шығуы – 26%, 300°С дейін – 46%, 350°С дейін – 55%; Парафин массалық бөлігі – 4,1% (2 тип); Мұнайдағы хлорлы тұздар концентрациясы – 90 мг/л; Сулану – 0,4 % масс.(1 топ); Күкіртсутегі жоқ (1 түрі).	2.2.1.1 МЕСТ Р 51858-2002

3.6-кесте

ССТ 51.40-93 бойынша газ сапасына қойылатын талаптар

Параметрлер	Климаттық аудандарға арналған мәндер			
	орташа		Суық	
	01.05-тен 30.09 дейін	01.10-нан 30.04 дейін	01.05-тен 30.09 дейін	01.10-нан 30.04 дейін
1. Ылғалдағы шық нүктесі, °C жоғары емес	-3	-5	-10	-20
2. Көмірсутегі бойынша шық нүктесі, °C жоғары емес	0	0	-5	-10
3. Күкіртсутек массасы, г/м	0,016 артық емес			
4. Меркаптанды күкірт массасы, г/м ³	0,007 артық емес			
5. Оттегінің көлемдік бөлігі, (%)	0,5 артық емес		1,0 артық емес	
6. Төменгі жану жылуы МДж/м ³ , 20°C және 101,325 кПа кезінде	32,5 төмен емес			
7. Газ температурасы, °C	Кіріс және газ құбырының өзінде жобамен бекітіледі.			
8. Механикалық қоспалар және қиын ұшатын сұйықтық массасы	Шарттар газды ПХГ, ГПЗ және өндірістен жеткізу келісімдерінде қарастырылады.			

Нағыз стандарт жанармай табиғи газдары және тауарлы мұнайларға қатысты таралады, олар өндірістен газ құбыр магистральдарына жеткізіледі және осы арқылы газ жабдықтау және газ тұрмысты ұйымдарға тасымалданады. Стандарт жеткізілетін газ сапасын арттыру, газ тасымалдау жүйесінің қауіпсіз және тиімділігіне бағытталған талаптарды орнатады. Стандарт кен орыннан бас құрылыстарында, газды өңдеу зауыттарында және жеке тұтынушыларды тікелей кен орыннан, ГЖС-дан алынған газбен жабдықтайтын газдарды өңдеуге қатысты емес.

Белгілі бір климаттық аудандарда (МЕСТ 16350) белгіленген тәртіптегі техникалық шарттарға сәйкес күкіртсутегі және

меркаптаны жоғары газдарды жеке газ құбырларына жеткізу рұқсат етілген. Құрамында $C_{5+жог}$ көмірсутегі 10 г/м^3 аспайтын газдар үшін көмірсутегі бойынша шық нүктесі нормаланбайды.

Атмосферадағы оттек құрамы 15-16% дейін төмендеген кезде көмірсутек газдары токсикалық сипаттама бойынша тұншығуды туғызуы мүмкін. Табиғи газ көмірсутегінің шектік рұқсат етілген концентрациясы (ШРК) жұмыс аймағының ауасында 300 мг/м^3 , көміртекке есептегенде (МЕСТ 12.1.005), ал көмірсутегі газымен қоса күкіртсутек қоспасында 3 мг/м^3 .

3.2. Ұңғыма өнімін дайындау жүйесі

Қабат мұнайын кеніштен жер бетіне шығару өндіру ұңғылары жүйесі арқылы жүзеге асады. Мұнай мен қоса жер қойнауынан айдаушы агент ретінде қабат суы, ағынды (мұнайлы) газ, механикалық қоспалардың (таужынысы, катайған цемент) қатты бөлшектерінің көп көлемі шығады. Сондықтан мұнай кен орнының ұңғыма өнімі әрқашан көп фазалы көп компонентті дисперсті жүйе ретінде болады.

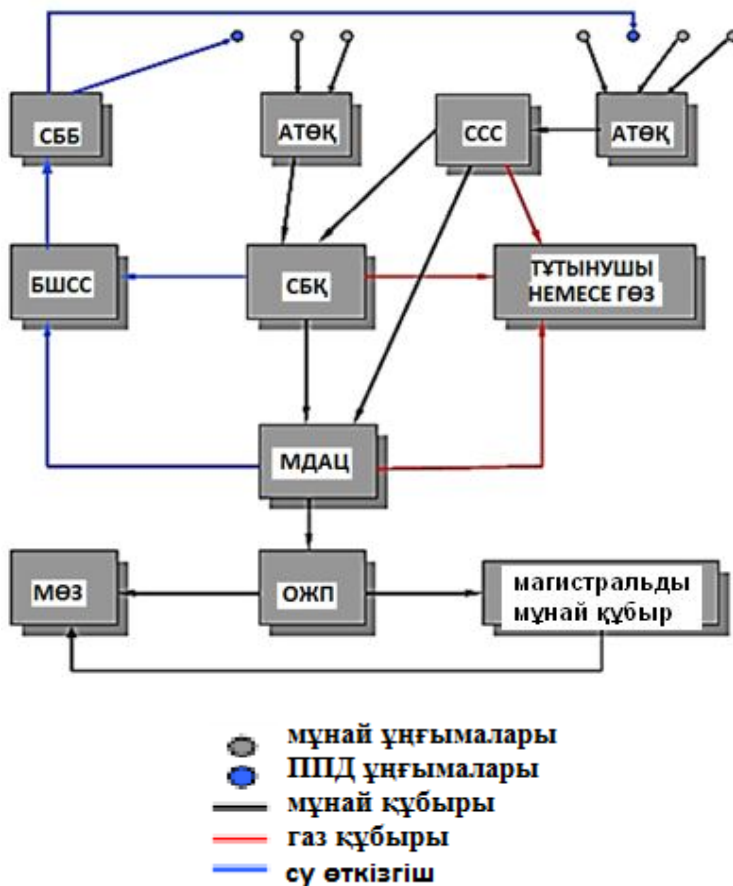
Өндірістік тұрғызу көп мөлшерде капиталды қаржы салуды талап етеді, оның көп мөлшері ұңғыма өнімін жинау және тасымалдау жүйесін құруға кетеді.

Кен орнындағы мұнай, газ және суды жинау жүйесі ретінде жеке ұңғыма өнімін жинайтын және оларды мұнай, газ және суды орталық дайындау пунктіне жеткізуге арналып салынған барлық қондырғылар және құбырлар жүйесі түсіндіріледі (3.1-сурет).

Мұнайды жинау және дайындау кешеніне құбырлармен жалғасқан өндірістік техникалық құрылғы және қондырғы кешені кіреді. Әдетте кен орында, көмірсутегінің шығынын болдыртпайтын, ұңғы өнімін жинау және дайындаудың арынды герметизацияланған жүйесі қолданылады (3.1-сурет).

Мұнай, газ және суды жинаудың әмбебап бірыңғай жүйесі жоқ, себебі әр кен орынның өзіндік ерекшелігі бар: өлшемі, пішіні, жер рельефі, табиғи-климаттық жағдайы, ұңғыма орналасу

торы, әдістер және мұнай, газ және судың көлемі, қабат сұйықтарының физика-химиялық қасиеттері және т.б.



3.1-сурет. Ұңғыма өнімдерін жинау және дайындау сұлбасы

Мұнай, газ және суды жинау жүйесі келесі операцияларды қамтамасыз етуге мүмкіндік береді:

- әр ұңғыманың өнімін өлшеу;
- қабат энергиясы және сорап арқылы ұңғыма өнімін мұнай, газ және суды орталық дайындау пунктіне тасымалдау;

- газды мұнайдан айыру және оны дайындау пунктіне немесе тұтынушыға дейін тасымалдау;
- еркін суды ұңғыма өнімінен мұнайды дайындау қондырғысына дейін бөлу (егер суланған мұнай игерілсе);
- ұңғыма өнімін бөлек жинау және тасымалдау, олар сулану немесе физика-химиялық қасиеттерімен ерекшелінеді;
- ұңғыма өнімін қыздыру, егер оны қарапайым жинау және тасымалдау мүмкін болмаса.

Бұрынғы КСРО аумағында 1980-1990 жж. максимальды мұнай игеру 600 млн.тонна шамасында, ол негізінен Батыс Сібір жоғары дебитті кен орындарды пайдаланудан игерілген.

Мұнай игеру кәсіпшілігінің қарқынды даму жылдарында, үлкен кен орындар ашылып және мұнайды игеру өскенде, өндірістік шаруашылықтың күрт жақсаруы ұсақ және экономикалық емес объектілерді ликвидациялау, барлау, бақылау, аз дебитті ұңғымаларды консервациялау арқылы жетуге болады.

Игеруге тек жоғары дебитті кен орындар енгізілген, ұңғыма өнімін жинау және дайындау жүйесін максимальды бекіту және орталықтандыру жүргізілген. Ірі орталықтандырылған жинау пункттерін ұйымдастыру жеке өндірістердің мұнай жинау сұлбаларын қарапайым жасады және оларды одан да ірі административті-шаруашылық бірліктерге бірігуіне қолайлы жағдай туғызды. Мұнай және газды және оларды сәйкес ірі орталықтанған пункттерде айыру өте қолайлы, себебі мұнайдың жеңіл фракцияларының шығынын азайтуға, мұнайды дайындауды жақсартуға мүмкіндік берді.

Соңғы жүз жылдықтың соңында мұнайды игеру көлемі қысқарып және 303-305 млн.тонна/жыл шамасында тұрақталды. Пайдаланатын ірі кен орындар, мұнайды игеру көлемін анықтайтын, игерудің соңғы сатысына жақындады. Оның жағдайы қордың сарқылумен, алдын ала суланумен, тасымалдау және жинау жүйесінің 50-80% ескіруімен сипатталады.

21 ғасырда Қазақстандағы мұнай игерудегі перспективалы бағыт негізінен келесі факторлармен анықталады: жанармайға дүниежүзілік баға дәрежесі, салық шарттары және кен орынды

игеру және пайдаланудағы ғылыми-техникалық жетістіктер, сонымен қоса барланатын шикізат базасы сапасы.

Қазақстан мұнай өнеркәсібінің болашақ дамуы және мұнайды игеру процесінің тұрақтануы жаңа технологиялар және заманауи техникалық құрылғылар, әдеттегі емес игеру жүйесіз мүмкін емес, ал ол тек мұнай-газ кешеннің кәсіпшілік және академиялық ғылымы ғана емес, мұнай-газ машина жасауға да байланысты.

Жаңа кішігірім кенорындарды пайдалануға енгізу кәсіпшілік тұрғызуды талап етеді, яғни капиталды кірістердің көп бөлігі ұңғыма өнімін жинау және тасымалдау жүйесінің құрылысына кетеді.

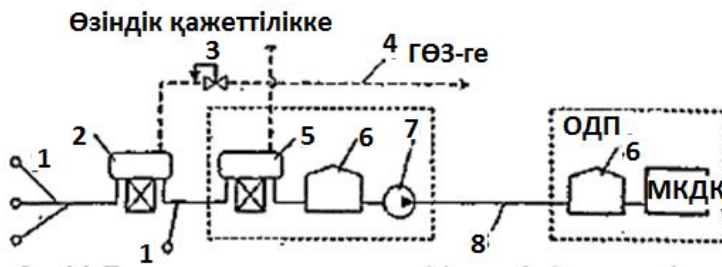
Мұнай және газды жинау жүйесі әрқашан жаңарып тұрады. Мұнай-газ жинаудың бірқатар жаңа герметизацияланған жүйесі жасалған, олардың негізінде **мұнай және газды бірге екі фазалы**, сонымен қоса **бірфазалы** (газға қаныққан мұнайды тасымалдау) күйінде $70 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2$ қысыммен алыс арақашықтарға тасымалдау әдісінің жылдам дамуы жатыр.

Жаңа көпфазалы (мультифазалы) заманауи винтті сораптармен мұнай, газ және суды бірге айдауға арналған технологияны жасау және енгізу мұнай компаниялардың капиталды кірісін төмендетуге, рентабельдікті жоғарылатуға және маңызды болатын, ілеспе газды толық утилизациялау есебінен экологиялық талаптарды қатаң ұстануға мүмкіндік береді. Қазақстанда шет елдік KUDU, Borneman, Rosscor сияқты компаниялардың және Қытай компанияларының бұранда сорапты қондырғылары кең пайдалануда. Олар дүниежүзінің барлық аумағында қолданылады және газ сұйықты қоспаларды кез келген сұйық және газ қатынасында айдауға және 6 МПа дейін қысым орнатуға мүмкіндік береді.

3.3. Ұңғыма өнімін жинаудың жүйелері

Қазіргі кезде ұңғыма өнімін кәсіпшілік жинаудың мына жүйелері белгілі: өзіндік ағысты екіқұбырлы, жоғары ағынды бірқұбырлы және ағынды.

Жинаудың өзіндік ағысты екіқұбырлы жүйесінде (3.2-сурет) ұңғы өнімі 0,6МПа қысым кезінде бөлінеді және өзіндік құбырлар арқылы жүрісін бөлек жалғастырады.



3.2-сурет. Өзіндік ағысты екіқұбырлы жинау жүйесінің принципіалдық сұлбасы:

1-ұңғылар; 2-1-ші дәрежелі сепаратор; 3-қысым реттегіш;
4-газ құбыры; 5-2-ші дәрежелі сепаратор; 6-резервуарлар; 7-сорап;
8-мұнай құбыры; УЖП-участкелі жинау пункті; ОЖП-орталық жинау пункті

Бөлінген газ өз қысымымен компрессорлы станцияға дейін немесе жақында орналасқан газ өңдеуші зауытқа (ГӨЗ) тасымалданады.

Сұйық фаза сепарацияның екінші бағанасына бағытталады. Осы жерде бөлінген газ өзіндік қажеттіліктерге қолданылады. Мұнай өз ағысымен участкелі жинау пунктіндегі резервуарларға барады және содан соң сораптар арқылы орталық жинау пункттерінің (3.2-сурет) шикізат резервуарларына айдалады.

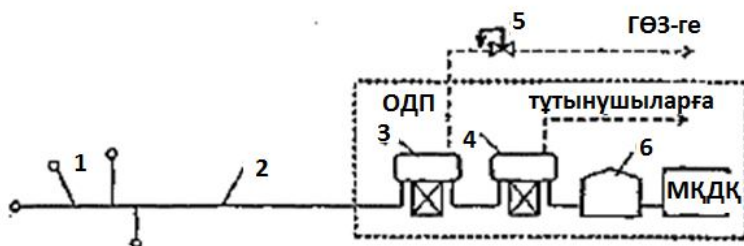
Мұнай және газ жинаудың **өз ағысты екіқұбырлы** жүйесі және ұңғыма өнімін **бөлек** жинау жүйесіне кіреді және ескі кәсіпшілікке сәйкес. Олар мыналармен сипатталады:

- Мұнай-газ жинау құбырларындағы төмен қысыммен;
- Жүру жылдамдығының төменділігімен, нәтижесінде құбыр жүйелерінің парафиндермен бітелуі, бұл олардың өткізгіштік қасиетін төмендетеді;

- Аралық технологиялық объектілердің көптілігімен, сәйкесінше үлкен металл сыйымдылықпен, қабаттың артық энергиясын рационалды түрде қолданбағанымен сондай-ақ резервуарлардың герметикасыздығы және 2-дәрежелі сепарация газдарын қолдану қиыншылықтары үшін мұнайдың жалпы өңделуінен 2–3% жететін газдың көлемдік шығындары мен мұнайдың жеңіл фракцияларымен;

- Құбырларда газдық жиналымдардың пайда болуын тоқтату үшін мұнайды терең газсыздандыру талаптарымен.

Мұнай ұңғымалары өнімдерін бірегейлі жинау және тасымалдау идеясы өзінің ары қарай дамуын Грозный мұнай институтында тапты. Бұл жерде **жоғары ағынды бірқұбырлы жинау жүйесі** игерілді (3.3-сурет).



3.3-сурет. Жоғары ағынды бірқұбырлы жинау жүйесінің принципіалдық сұлбасы:

1-ұңғыма; 2-газ мұнай құбыры; 3-1-ші дәрежелі сепаратор; 4-2-ші дәрежелі сепаратор; 5-қысым реттегіш; 6-резервуарлар

Жоғары ағынды бірқұбырлы жинау жүйесінің артықшылығы болып ұңғыма өнімін жоғары сағалық қысым (6–7МПа-ға дейін) есебімен ондаған километр қашықтыққа бірегейлі тасымалдау.

Жоғары ағынды **бірқұбырлы** жүйені қолдану участкелі жинау пункттерін құрудан бас тартуға және мұнай сепарациясы

бойынша жүктемелерді орталық жинау пункттеріне тасымалдауға мүмкіндік береді. Осының арқасында технологиялық қондырғының максималь концентрациясы, жинау пункттерін қатайту және орталықтандыру жүзеге асырылады, мұнай-газ жинау жүйесінің металл сыйымдылығы азаяды, қабаттың табиғи энергиясы толығымен пайдаланылады және сорапты, компрессорлы стансаларды кәсіпшілік территориясында құру қажеттілігі жойылады, **сепарация дәрежесінің сандарын үлкейту** және кенорынды бастапқы игеруден серіктес мұнай газын жоюды қамтамасыз ету мүмкіндігі туындайды.

Жоғары ағынды жүйелерді Грознефть кенорында қолданудың экономикалық тиімділігін есептеу, осы жүйені енгізгеннен кейін мұнай бағасының 2,5% -ға, ал газдың 30%-ға төмендеуін көрсетті. Аналогиялық сұлбалар Ставрополь өлкесі, Дагестан, Түркменстан, Қазақстан және өлкенің басқа аудандарының кенорындарына енгізілді.

Жүйенің кемшілігі, қоспада газдың жоғары құрамы үшін (көлемі бойынша 90%-ға дейін) мұнай-газ жинау құбырларында қысымның көлемдік пульсациялары мен сұйықтық пен газдың массалық шығындары орын алуы болып табылады. Жоғары ағынды бірқұбырлы жинау жүйесі тек қабаттық қысымы жоғары кенорындарда қолданылуы мүмкін, сондай-ақ ағынның аз шығындарын және қысымның аз бүлкілдеуін қамтамасыз ететін айдау тәртіптерін мұқият түрде тандауды талап етеді.

Гипровостокнефть институтында мұнай **және газ жинаудың ағынды жүйесі** игерілген. Оның мақсаты – ұңғыма өнімін бөлу объектілерін үлкейту және орталықтандыру, сондай-ақ қабат қысымдары ұңғыдағы сағалық қысымдардың жоғары мәнін қамтамасыз етпеген жағдайда мұнай және газды магистральды тасымалдауға дайындау. Мұнай-газ жинаудың бұл жүйесі мұнай және газды ұңғыдан 7 км-ге дейін арақашықтықта орналасқан участкелі сепарациялық қондырғыларға дейін **бірқұбырлы** тасымалдауды және **газқаныққан** мұнайларды **бірфазалы** күйде ОЖП-не 100 км не одан да көп қашықтыққа дейін тасымалдауды қадағалайды.

Бұдан басқа, осы жүйемен сепарацияның бірінші дәрежесіндегі газды үлкен қашықтықтарға **компрессорсыз** тасымалдау үшін, терең сораптармен туындайтын қабат энергиясы мен ағынды пайдалану қадағаланады. Ұңғыма сағасындағы қысым 1,0-ден 1,6 МПа-ға дейін қолданылып отырады. Мұнай ұңғыларының өнімдері, ұңғы дебиттері периодты өлшеніп отыратын топтық өлшеу қондырғыларынан өтеді. Кейін бұл өнім **бір құбырөткізгіш** арқылы участкелі сепарациялы пункттерге топталған сепаратордың бірінші дәрежесіне барады.

Сепарацияның бірінші дәрежесінен кейін 0,5-0,6 МПа қысым кезінде газ, сепаратордағы қысым есебімен тұтынушыларға, ал мұнай, еріген газдың қалдық мөлшерімен орталық жинау пунктіне бағытталады.

Бұл пунктте мұнай мен газдың нақты сепарациясы, мұнайды тұтынушыға беруге дайындау, сепарацияның барлық дәрежесінің газын өңдеу және ағынды суларды қабатқа айдауға дайындау (3.4-сурет) жүзеге асырылған.

Жинаудың ағынды жүйесін қолдану:

- ОЖП-да мұнай, газ және суды 100 км радиуста орналасқан топтық кәсіпшілік үшін дайындау бойынша қондырғыларды концентрациялауға;

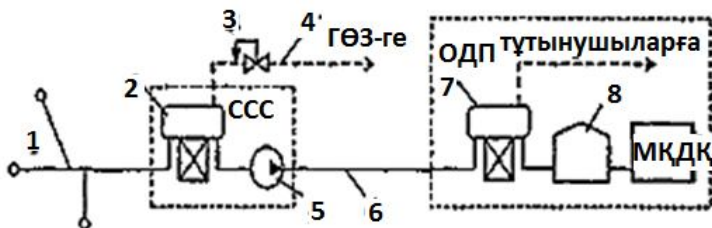
- Бұл мақсаттар үшін металл шығындарды, барлау шығындарын төмендетіп, жоғары өнімділікті қондырғыларды қолдануға;

- Төмен қысымды мұнай газын тасымалдау үшін компрессорлық станция мен газ құбырлары кәсіпшілігі территориясында құрылыстан бас тарту арқасында жинау жүйесінің металл сыйымдылығын және қаражат енгізуді төмендетуге;

- Мұнай құбырларының өткізгіштік қасиетін арттыру және құрамында еріген газ бар мұнайдың тұтқырлығын төмендету нәтижесінде айдауға кеткен қуаттың шығынын азайтуға мүмкіндік береді.

Жинаудың ағынды жүйесінің кемшілігі – кенорыннан ОЖП-на дейін мұнай мен суды бірегейлі тасымалдауға кеткен үлкен барлау шығындары және сәйкес, тазартылған қабат суын

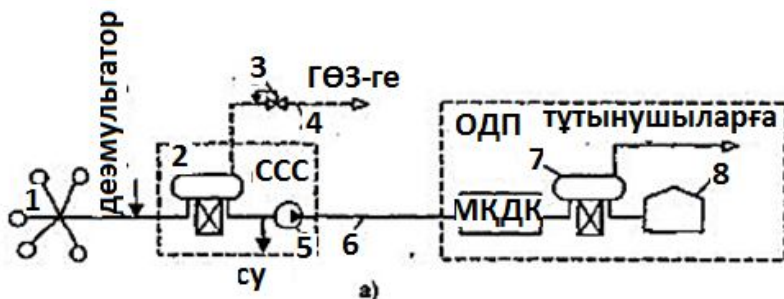
кенорынға дейін кері тасымалдау жүйесін құруға кеткен энергия мен құбырдың үлкен шығыны болып табылады.



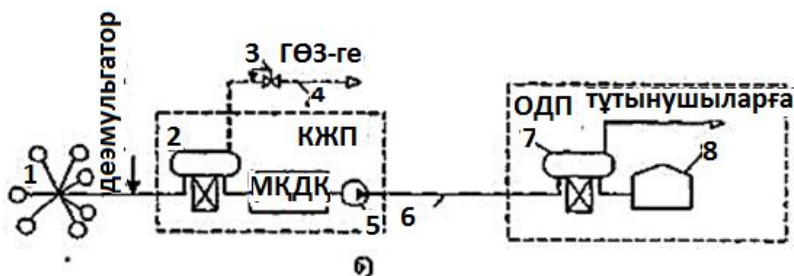
3.4-сурет. Жинаудың ағынды жүйесінің принципіалдық сұлбасы:
 1-ұңғылар; 2-бірінші дәрежелі сепаратор; 3-“өзіне дейін” типті қысым реттегіш; 4-газ құбыры; 5-сорап; 6-мұнай құбыры; 7- екінші дәрежелі сепаратор; 8-резервуар; СССР-сығуға дейінгі сорапты станция

Қазіргі кезде көрсетілген кемшіліктері жоқ (3.5 және 3.6-сурет) жинау жүйелерін қолданады. Оның ағынды жүйеден айырмашылығы, бірінші дәрежелі сепаратор алдында ағынға су мұнай эмульсиясын бұзатын реагент-деэмульгаторды ендіреді. Бұл ұңғы өнімінен судың негізгі бөлігін, сығуға дейінгі сорапты станцияларда (3.1-сурет) бөлуге мүмкіндік береді. МКДҚ орналасқан сығуға дейінгі сорапты станция (ССС), кешенді жинау пункті (КЖП) деп аталады.

Орталық жинау пунктінде мұнайды кешенді дайындау қондырғысы екінші дәрежелі сепаратор алдында орналасқан. Бұл, құрамында еріген газ бар мұнайдың аз тұтқырлығымен байланысты. Сұлбаның (3.5-сурет) ерекшелігі, мұнайды кешенді дайындау қондырғысының (МКДҚ) ұңғыларға жақын орналастырылуы болып табылады.



3.5-сурет. Газ қаныққан күйде ОЖП-да мұнайды дайындау мен жинаудың заманауи жүйесінің принципиялдық сұлбасы



3.6-сурет. Газ қаныққан күйде КЖП-да мұнайды дайындау мен жинаудың заманауи жүйесінің принципиялдық сұлбасы

Мұнай жинаудың кәсіпшілік жүйесінің жұмыстық қысым көлемі бойынша былай классификациялауға болады:

- өз ағысты екіқұбырлы;
- жоғары ағынды бірқұбырлы;
- ағынды.

Қазіргі заман кен орындарының ерекшеліктері: мұнайдың сулануының өсуі, сағадағы төмен қысым. Бұл ерекшеліктер **мұнай-газ жинаудың сызықтық ағынды герметизацияланған жүйесін** қолдануға шартталды. Ұңғыма өнімі “Спутник” типті топтық өлшеу қондырғысына (ТӨҚ) барады. Ол жерде ол ұңғы бұтағында монтаждалады және ол арқылы әр ұңғының дебиті периодты өлшеніп отырады. Ереже ретінде, “Спутник-Б” жүйесін қолданады. Ол суланған және

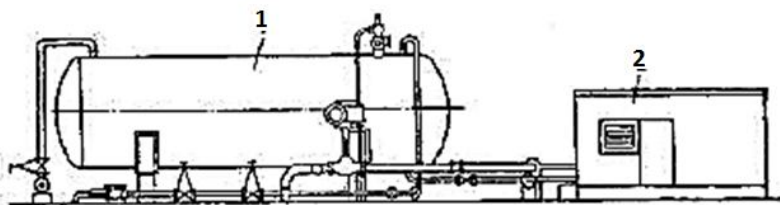
суланбаған мұнайды бөлек өлшеуге және мұнайды диаметрлері әртүрлі мұнай жинау сызығына бағыттауға мүмкіндік береді. ТӨҚ-дан соң ұнғыма өнімі жалпы коллектор бойынша жинау пунктіне жіберіледі.

Жинау пункттері функционалды түрде орталық жинау пунктіне (ОЖП), сығушы сорап станциясына (ССС) және кешенді жинау пунктіне (КЖП) бөлінеді.

Сығушы сорап станциясы мұнайды газдан бөлу үшін, газды тамшылы сұйықтықтан тазалау және мұнайды ортадан тепкіш сораптармен бөлек тасымалдау үшін арналған. СССР сығушы сорап станциясы буферлі сыйымдылықтан, мұнай ағындарын тазалау және жинаудан, сорапты блоктан, төменгі вольтты аппаратурадан және БӨА, А-дан, газды авариялық жинау шамынан тұрады (3.7-сурет). СССР технологиялық сұлбасы НГС-100 буферлі сыйымдылық:

- Мұнайдың айдау сораптарының қабылдауына біртекті баруына мұнайды дайындауға;
- Мұнайды газдан бөлуге;
- Сораптың қабылдауында 0,15-0,6 МПа ретін үнемі сақтауға арналған.

Сұйықтықтың байсалды айнасын пайда болдыру үшін буферлі сұйықтықтың ішкі беті тіке торлы қалқамен жабдықталған. Газ буферлі сыйымдылықтан газ жинаушы коллекторға аударылады. Мұнайды сыйымдылықтан айдау негізгі технологиялық сорап қабылдауына жүзеге асырылады.



3.7-сурет. Сығушы сорап станциясының жалпы көрінісі:
1-буферлі сыйымдылықтың блогы; 2-сораптар блогы;

Мұнай топтық өлшеу қондырғылардан НГС-100-ге барып, айырылып, жұмысшы сораптың қабылдауына, кейін мұнай құбырына жіберіледі. Бөлінген газ 0,3 МПа-ке дейін қысымда факелді жүйеге барады. Айдалатын мұнай мөлшері НОРД типті шығын өлшегіштер көмегімен өлшенеді.

ОЖП-да шикі мұнай, екі және үш дәрежелі сепарациясын, тұзсыздалуды өзіне қосатын өндеудің толық циклін өтеді. Сепарация кезінде мұнайдан бөлінетін мұнай газы (ГӨЗ) газ өндеуші зауытқа жіберіледі, ал ОЖП құрамына кіретін мұнай дайындау қондырғысында бөлінетін қабат суы, сондай-ақ ОЖП құрамына кіретін тазалау құрылысында тазалаудан өтеді және қабат қысымын қолдау жүйесіне (ҚКУ) барады.

Сығушы сорап станциялары ұңғы өнімінің қосымша энергиясын хабарлау үшін, оны ОЖП-ға, егер ұңғы бұтағы мен ТӨҚ арақашықтығы үлкен және газ сұйық қоспаны тасымалдауға сағалық қысым жеткіліксіз болған жағдайда жіберуге арналған. ССС-те транспорт кезінде гидравликалық жоғалтулармен шартталған 0,3-0,8 қысым кезінде және газ құбыр соңында, ГӨЗ алдында оның тұрақты жұмысы үшін қысымында сепарацияның бірінші сатысын өткізеді. Сепарациядан кейін сұйықтық сорап қабылдауына барады, ал бөлінген мұнай газы өз қысымымен ГӨЗ-ға бағытталады.

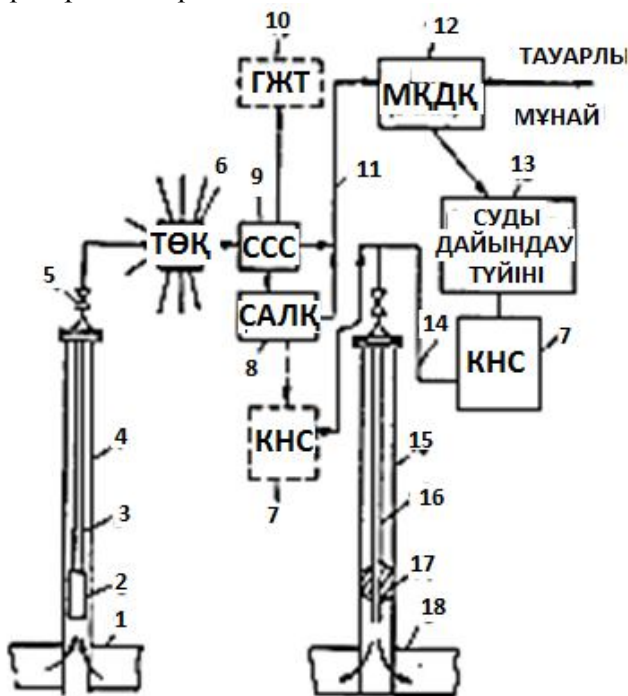
Кешенді жинау пунктінің ССС-тен айырмашылығы, онда тек сепарацияның бірінші сатысын ғана емес, сонымен қатар мұнайдың сусыздандырылуы жүргізіледі. Қазіргі кезде өнімнің жоғары сулануымен байланысты ССС-пен бір алаңда немесе бөлек судың алдын ала лақтырылу қондырғысы (САЛҚ) монтаждалып жатыр. Яғни КЖП-да мұнайды газ – **қаныққан** күйде толық дайындайды.

Мұнай кенорындарын қайта құрудың жаңа нұсқаларында суды жинау және дайындау жүйесін орталықтандырмау принципі жүзеге асырылуда.

Сонымен қоса кенорын территориясында ұңғыма өнімін жинаудың жергілікті пункттері, микро-ССС және қабатты айдау (3.8-сурет) пайда болады.

Кіші ССС-те: мұнайды алдын ала сусыздандыру; кездейсоқ мұнай газын кептіру; айдаушы ұңғыларға суды дайындау және

айдау; барлық кәсіпшілік және жаңбырлы ағындарды жою процестері жүзеге асырылады.



3.8-сурет. Өнімді кәсіпшілікте дайындау мен жинау сұлбасы:
1-өнімді қабат; 2-сорпа; 3-СКҚ; 4-шегендеу бағанасы; 5-өндеу ұңғымасының сағасы; 6-ТӨҚ; 7-КНС; 8-САЛҚ; 9-ССС; 10-газ жинаушы тор; 11-мұнай жинаушы коллектор; 12-МҚДҚ; 13-суды дайындау түйіні; 14-айдаушы құбыр; 15-айдау ұңғымасының шегендеу бағанасы; 16-СКҚ; 17-пакер; 18-өнімді қабат

Орталық ССС-ке дейін өнімді тасымалдау аз суланған (судың максималь құрамы 5%-ға дейін) мұнай түрінде жүзеге асырылады. Бұл ішкі коррозия нәтижесінде мұнайды айдау құбырларының бұзылу қауіптілігін күрт төмендетеді. Газ өз қысымымен орталық ССС-ға, кейін ГӨЗ-на барады.

Суды микро ССС-қа айдауды ұйымдастыру ішкі кәсіпшілік су айдындарын жоюға, сәйкесінше, ішкі коррозиядан

бұзылулардан қауіптілік жағдайларды тоқтатуға мүмкіндік береді.

Кәсіпшілік өнімді жинаудың, мұнай мен суды дайындау және тасымалдаудың заманауи жүйесінің үлгісі тоғыз элементтен тұрады (3.9-сурет).

1-элемент. Өңдеу ұңғыма сағасынан топтық өлшеу қондырғысына (ТӨҚ) дейінгі аймақ. Мұнда ұңғыма өнімі үшфазалы қоспа түрінде (мұнай, газ, су) жеке құбырлар арқылы бастапқы өлшеу түйіні мен өнімді есептеуге дейін айдалады.

2-элемент. ТӨҚ-дан сығушы сорапты станцияға (ССС) дейінгі аймақты алады. Мұнда ұңғыма өнімі сұйық және газдық фазаға (сепарацияның бірінші сатысы) бөлінеді. Берілген аймақта беріктігі нақты мұнай мен судың физика-химиялық сипаттамасына байланысты жоғары дисперсті су, газ, мұнай эмульсиясының пайда болуы мүмкін.

3-элемент. СССР-газ жинау торы (ГЖТ). Бұл элементте мұнай газы сепарацияның бірінші сатысы болып саналатын сыйымдылықтан, сепарация түйінінің қысымында газ жинаушы торға таңдалады.

4-элемент. СССР-МДКҚ. Берілген элемент СССР-тен мұнайды кешенді дайындау қондырғысына (МДКҚ) дейінгі аймақты алады. Кейбір мұнайлы аудандарда мұндай түйінді «өнімді дайындаудың орталық пункті (ОЖП)» деп атайды.

5-элемент. СССР-суды алдын ала лақтыру қондырғысы (САЛҚ). Берілген элемент жиі бірінші дәрежелі сепарация газының бір уақыттағы бөлінуімен біріккен; кейін су қажетті сапаға дейін тазалауды өтеді.

6-элемент. САЛ-ШСС. Қажетті сапада және мөлшерде бөлінген мұнай сыйымдылықтан САЛҚ күштік сораптармен бұтақтық сораптық станцияларға қабатқа айдалу үшін жіберіледі.

7-элемент. МДКҚ-суды дайындау қондырғысы. Бұл элементте біріккен болып табылады. Өйткені, бір сатысы сулы фазаны бөлу және тазалау үшін, ал екіншісі—тауарлы парктің резервуарларында жиналатын аралық қабаттың эмульсиясын бөлу және бұзу үшін пайдаланылады.

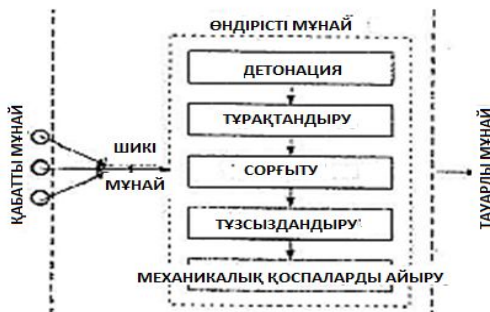
8-элемент. ШСС-суды дайындау қондырғысы. Барлық сулы фаза (ағын су сияқты) суды дайындау түйінінен бөлек құбырлары арқылы осы элементте бұтақтық сорап станциясына дейін тасымалданады.

9-элемент. ШСС-айдаушы ұңғыма. Осы аймақта механикалық қоспа мен мұнай өнімінен тазартылған ағын су ШСС күштік сораптармен айдаушы ұңғымаларға, кейін қабатқа айдалады.

3.4. Ұңғыма өнімдерін алдын ала бөлу

МЕСТ-ке сәйкес, егер құрамында судың мөлшері 0.1%-дан, ал хлорлы тұздардың мөлшері 40 мг/л-дан аспаса, мұнай кондиционды (тауарлы) болып саналады. Бұл екеуінен тағы басқа көрсеткіштері бар. Сондықтан мұнайды магистральды құбырға жіберместен бұрын оны келесі процестерді қосатын арнайы өндеуге төндіру керек:

- бос және еріген күйде болатын жеңіл газдарды мұнайдан бөлу-сепарация процесі;
- мұнайдан суды бөлу – мұнайдың сусыздандырылу процесі;
- мұнайда еріген тұздарды мұнайдан ығыстыру – тұзсыздалу процесі;
- механикалық қоспалардың бөлінуін жүргізу (3.9-сурет).



3.9-сурет. Ұңғыма өнімін дайындау процесінің сұлбасы

Ұңғыма өнімін алдын ала бөлу келесі процестерді қарастырады:

1. Мұнайдың газдан бөлінуі.
2. Қабат суының кенорынға тасталуы.

3.4.1. Сепарация

Газдың мұнайдан бөлінуі – қысымның қанығу қысымынан төмен болуы кезінде басталады. Бұл процесс қабат жағдайларында басталады және ұңғы оқпанында, жинау және кәсіпшілік құбырларында, ұңғы өнімін дайындау аппараттарында жалғасады. Бөлінген газ төмендеген қысым жағына бағытталады: қабатта – ұңғы түбіне, ұңғыда – оның сағасына.

Мұнайдың газсыздалуы анықталған термобариялық шарттарда (р,Т) **сепарация** деп аталады.

Табиғи күштердің: гравитациялық және инерция әсер ету нәтижесінде, анықталған қысым мен температурада қабаттық қоспаның (газсұйықты) сұйықтық және газдық фазаға бөліну процесі **сепарация** деп аталады.

Сепарация процесінің **негізгі режим параметрі** р және Т, оларды реттей отырып, мұнайдың газдан толық бөлінуіне жақсы жағдай жасауға болады.

Сепарация сатысы – дегеніміз белгілі температура және қысым кезінде мұнайдан газдың бөлінуі.

Әдетте мұнайдың сепарациясын бірнеше сатыда жүргізеді. Ұңғыдан шыққан мұнай газды (мұнай, су, газды) қоспаны алдымен жоғары қысым кезінде сепарацияның бірінші сатысында сепарациялайды, онда газдың негізгі массасы бөлінеді. Одан соң мұнай орта және төмен қысымда сепарациялауға барады, мұнда ол толығымен газсызданады.

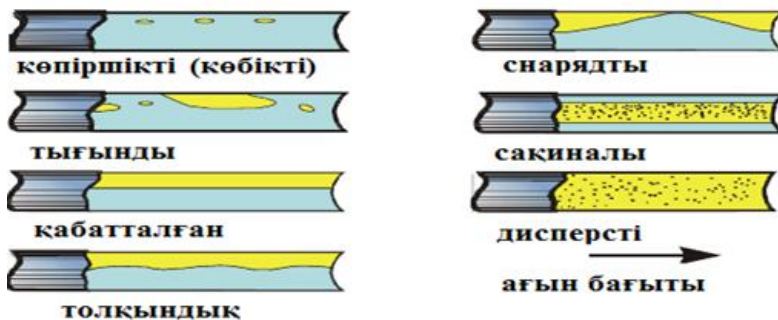
Егер де тауарлы мұнайдың қажетті сапасын алу үшін сепарацияның бір сатысында мұнайды газсыздандыру вакуумда жасалса, сепарацияны **вакуумды** – дейді. Егер де газсыздандыру кезінде мұнай қызыса, онда сепарация **ыстық** – деп аталады.

Сепарацияның сатылар саны қабат мұнайының физика-химиялық сипаттамасы, тауарлы мұнайға қойылатын талаптарға байланысты, және әрбір нақты жағдайда ең жақсы техника-экономикалық көрсеткішке жету шартынан шығатын есеппен анықталады.

Мұнайдан газ және судың бөлінуі келесі мақсаттар үшін жүргізіледі:

- Мұнай газын алу үшін, себебі газ – КС шикізат, ол химиялық шикізат болып та, жанармай болып та қолданылады;
- Мұнай газ ағынының араласуын азайту, ол гидравликалық кедергіні төмендету арқылы жасалады;
- Көбіктенуді азайту, бөлінетін газ көпіршіктері көпіршік жасалу процесін арттырады;
- Бір сатылы бөлгіштен мұнайды дайындау қондырғысына дейін (МДК) мұнайды тасымалдау кезіндегі, құбырдағы қысым бұлқылдауын азайту.

Газ сұйықты ағынның біртекті құрылымы есебінен құбырдағы жүктеудің пайда болуы қысым бұлқылдаумен бірге жүреді және бұл жарықшақтың пайда болуына және оның бұзылуына әкеп соғады (3.10-сурет).



3.10-сурет. Горизонталь құбырдағы газ сұйық ағынының құрылымы

Бұл әсіресе, мұнай тығыны және газ тығынының ауыспалы өту есебінен, газ мұнай ағынының тығынды құрылымында көрінеді.

Сепараторлар шартты түрде келесі категорияларға бөлінеді:

1. Арналуына байланысты: өлшейтін және сепарациялайтын;
2. Геометриялық пішіні бойынша: цилиндрлі, сфералық;
3. Кеңістіктегі орналасуына байланысты: тік, көлденең және горизонтальды;

4. Негізгі әсер ету күшіне байланысты: ауырлық күш, инерциялы, ортадан тепкіш, ультрадыбысты және т.б.

5. Технологиялық арналуына байланысты:

- Екіфазалы – ұңғыма өнімін сұйық және газфазасына бөлуде қолданылады;

- Үшфазалы – ағынды газ, мұнай және суға бөлуге арналған;

- Бір сатылы сепарация сепараторлары – ағында максимальды газ болуына және жоғары қысымды сепарацияға есептелген;

- Соңғылық сепараторлар – тауарлы мұнайды резервуарға беру алдында, минимальды қысым кезінде мұнайды газдан толығымен бөлу үшін қолданылады.

- Ағынды бөлу – сепараторлары – одан шыққан өнімді бірдей массалы ағынға бөлу қажеттілігі туғанда қолданылады;

- Газды алдын ала таңдаған сепараторлар: аппаратқа сұйық және газды жеке-жеке енгізу осы аппараттардың газ және сұйық бойынша өткізгіштік қабілетін жоғарылатады.

6. Жұмыс қысымы бойынша:

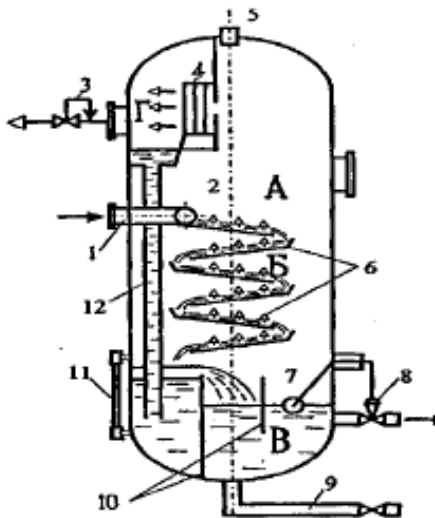
- Жоғары қысымды – 4 МПа-дан артық;

- Орташа қысымды – 2,5 – МПа;

- Төмен қысымды – 0,6 МПа-ға дейін;

- Вакуумды – қысым атмосфералықтан төмен.

Тік сепараторлар (3.11-сурет) көрінісі жартылай сфералық түбі бар тік орналасқан цилиндрлі корпус.



3.11-сурет. Тік сепаратор сұлбасы:

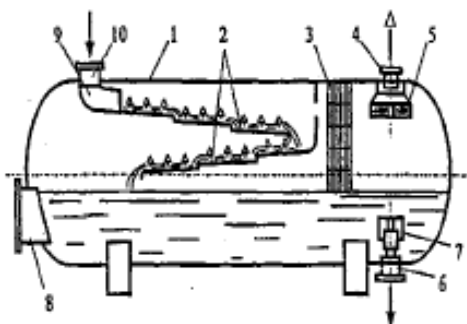
а-негізгі сепарациялық бөлім; б-тұндыру бөлімі; в-мұнайды жинау бөлімі; 2-тамишыны бөлу; 1-сұйықтықты қоспаны енгізу патрубасы; 2-саңылаулы шығысы бар тарату коллекторы; 3-газды жіберу түзуіндегі (тізбе) «өзіне дейін» қысым реттегіші; 4-жалюзді тамшы ұстағыш; 5-сақтандырғыш клапаны; 6-еңіс сөрелер; 7-қалытқы; 8-мұнайды жіберу түзуіндегі деңгей реттегіш; 9-шламды тастау түзуі; 11-деңгей өлшегіш әйнек; 10-бөлгіш; 12-дренажды құбыр

Мұнай газ қоспасы қысыммен патрубка (1) арқылы саңылаулы шығысы бар тарату коллекторына (2) келеді (3.11-сурет). Қысым реттегіші (3) арқылы сепараторда белгілі қысым ұсталып тұрады, ол газ сұйық қоспаның алғашқы қысымынан төмен. Қысым төмендеуі есебінен сепараторда қоспадан еріген газ бөлінеді. Бұл процесс тез болмайтындықтан, сепараторды қоспаның болу уақытын ұзарту үшін еңіс сөрелер (6) қояды, ол бойынша қоспа аппараттың төменгі бөлігіне ағады, бұл кезде мұнайдың қозғалу жолы ұзарады. Еңіс жазықтықтар (6) босаға, кедергі сияқты әртүрлі бөлгіштермен жабдықталған, бұл жоғары көтерілетін окклюдирленген газ көпіршігінің бөлінуін жеңілдетеді.

Сепаратордың жоғарғы бөлігінде жалюзді тамшы ұстағыш сұғындырма (4) орнатылған, ол мұнай тамшыларын бөлуге арналған. Мұнай тамшылары жалюзді сұғындырмаларға ұрылып поддонға ағады және дренажды құбыр (12) арқылы сепаратордың төменгі бөлігіне ағады. Сұғындырмадан кейін газ ағын жүрісіне байланысты көптеген тесігі бар бөлгіш орнатылған, ол газдың қозғалыс жылдамдығын реттейтін бірдей шығынды өткізу принципімен жасалған.

Сепаратордың төменгі бөлігіндегі мұнай деңгейін бақылау деңгей реттегіш (8) және деңгей өлшеу әйнек (11) көмегімен орындалады. Құм, тотық және т.б. түрдегі шлам құбыр (9) арқылы жойылады.

Көлденең сепаратор технологиялық сыйымдылықтардан тұрады (3.12-сурет).



3.12-сурет. Көлденең сепаратор сұлбасы:

1-технологиялық сыйымдылық; 2-еңіс желобтар (қашау); 3-көбік өшіргіш; 4-газдың шығуы; 5-ылғал бөлгіш; 6-мұнайдың шығуы; 7-воронканың пайда болуын алдын алатын құрылғы; 8-люк-лаз; 9-таратушы құрылғы; 10-өнімді енгізу

Технологиялық сыйымдылықтар газ мұнай қоспасын енгізу үшін патрубкармен 10 жабдықталған. Технологиялық сыйымдылық 1 ішінде екі еңіс жазықтықтары 2 орнатылған. Газ мұнайлы қоспа кіру патрубкасынан аппаратқа келеді, өзінің бағытын 90° өзгертеді және тарату құрылғысы көмегімен мұнай қалған газымен бірге жоғарғы еңіс желобқа, одан соң төменгіге бағытталады.

Сепарацияланған мұнай сұйық жинаудың төменгі бөлімінде жиналып, шығыс патрубкасы (6) арқылы сепарацияның келесі сатысына кетеді немесе аппараттың соңғы сатысында болса, резервуарға кетеді.

Газ шығатын патрубка жанында тік 3 (газды дөрекі тазалау және көбікті өшіруге арналған тік тор сүзгіш) және көлденең 5 тамшы бөлгіш орнатылады, олар тамшылы сұйықтың газдан жақсы (99 % тиімді) тазартады, бұл газды қосымша сепарациялық аппаратын қолдану қажеттілігінен бас тартуға мүмкіндік береді. Сепараторда патрубок 4, ысырма және реттеуші клапаннан бөлінген газ жинау желісіне барады.

Бұған қоса, аппарат дабыл беру құрылғыларын монтаждау және жұмыс режимін автоматты реттеуге арналған муфта және штуцермен жабдықталған.

Кез келген типтегі сепараторларда төрт секция болады, ол гравитациялық (ауырлық күш) сепаратор мысалында қарастырылған.

1. Негізгі сепарациялық секция (3.11а-сурет) – бұл мұнай мен газды айыруға арналған. Бұл секцияның жұмысына үлкен әсер ететін ұңғыма өнімін енгізу конструкциясы (5). Енгізудің тангенциалды, радиалды, диспергатор-сұғындырма арқылы түрлері қолданылады. Газ сұйықты ағынды диспергирлеген кезде фаза бөлінудің жоғарғы жазықтықтары жасалады және мұнайдан газдың қарқынды бөлінуі жүреді. Секция жұмысының тиімділігі ($\kappa_{\text{эфф}}$) мұнай газ қоспасының диспергирлеу дәрежесімен бағаланады, ол өнімді енгізу принципіне байланысты.

$\kappa_{\text{эфф}} I=f$ (диспергирленген деңгейдегі өнімді енгізу)

2. Тұндыру секциясы (3.11б-сурет) – I секциядан шыққан, газ көпіршігінің қосымша бөлінуіне арналған. Оклюдирленген газ көпіршігінің қарқынды бөлінуі үшін мұнайды еңіс жазықтықпен жұқа қабат етіп бағыттайды, осы арқылы мұнайдың қозғалу жолының ұзындығын және оның сепарация тиімділігін арттырады. Еңіс жазықтықтар аздаған табалдырықпен жасалуы мүмкін, бұл мұнайдан газдың

бөлінуіне әсер етеді. Толқындық қозғалыс есебінен газ сұйық құрылымы бұзылады:

$\kappa_{\text{эфф II}} = f$ (жазықтық ауданы, мұнай қабат биіктігі, болу уақыты).

3. Мұнайды жинау секциясы (3.11в-сурет) сепаратордың ең төменгі бөлігін алады және сепаратордан мұнайды шығару және енгізуге арналған. Мұнай секцияда мұнайлы жағдайда немесе газбен қосылысы түрінде болуы мүмкін, ол I және II секция тиімді жұмысы, сонымен қоса мұнайдың аппаратта болу уақытына $\tau_{\text{болу}}$ байланысты:

$$\kappa_{\text{эфф II}} = f(\kappa_{\text{эфф I}}, \kappa_{\text{эфф II}}, \tau_{\text{болу}}).$$

Мұнайдың үстінде газдан бөлінген көпіршіктен құралған көбік қабаты газдың бөлінуіне айтарлықтай кедергі жасайды. Сепараторда көбік қабаты болғанда мұнайдың онда болу ұзақтығы бірнеше есе артады. Белгілі бір биіктікке жеткен көбік газ ағынымен ұсталып сепаратордан шығарылады. Белгілі болғаны, ауыр мұнайда көбік түзілу жеңілге қарағанда жиірек болады.

4. Тамшы ұстағыш секция (3.11г-сурет) сепаратордың жоғарғы бөлігінде орналасқан және газ ағынымен келетін өте кішкентай тамшыларды ұстауға арналған. Тамшы ұстағыш секция құрылым жағынан әртүрлі болуы және оның жұмысы бір немесе бірнеше принциптерге негізделуі мүмкін:

- Газ ағынының әртүрлі кедергілермен соқтығысуы;
- Сұйық тамшыларының жабысуы: адгезия күші;
- Ағын бағытының өзгеруі: инерция күші;
- Ағын жылдамдығының өзгерісі;
- Ортадан тепкіш күшті пайдалану;
- Ұсақ сұйықтың тамшыларын іріге біріктіру үшін коалесценциялық толтыруды (металл торыдан жасалған) қолдану.

Іріге кеңейген және біріккен газ түріндегі көпіршіктер, төменгі қысым жаққа орын ауыстырғанда мұнайды қосады және сол уақытта одан асып түседі. Бұл процесс аппаратқа енгенше

жалғаса береді. Сепаратор кірісінде ұңғыма өнімі әрқашан екі фазадан – сұйық және газдан тұрады. Фаза көлемдері арасындағы қатынас қабат жағдайындағы, қанығу қысымы және сепаратордағы қысым, мұнайдың құрамына байланысты.

Барлық сепаратор түрлері: гравитациялық, инерциялық, ортадан тепкіш, ультрадыбысты, ішінде салыстырмалы түрде жеңіл есептелетіндері тек гравитациялық, жалюзді және гидроциклонды.

Сепаратордың тиімді жұмысы барлық газ жинау жүйесінің тұрақты жұмыс режиміне әсер етеді: сепаратордан газбен кеткен мұнай және су тамшылары газ құбырда тұнып сұйық тығын жасау мүмкін, бұл гидрат түзілуіне апарып газ құбырдың өткізгіштік қабілетін төмендетіп, қимасын кішірейтуі мүмкін.

Сепаратордың тиімді жұмысы екі көрсеткішпен бағаланады:

- Тамшы ұстағыш секциядан газ ағынымен кететін, тамшылы сұйық саны;

- Мұнайды жинау секциясынан мұнай (сұйық) ағынымен кететін газ саны.

Алып кету коэффициенті мына формулалармен анықталады:

$$K_c = q_c / Q_r \quad (3.1)$$

$$K_r = q_r / Q_c \quad (3.2)$$

мұндағы q_c – газ ағынымен кететін, тамшылы сұйықтың көлемдік шығыны, $\text{м}^3/\text{сағ}$; q_r – сұйық ағынымен кететін, акклюдирленген газдың көлемдік шығыны, $\text{м}^3/\text{сағ}$; Q_r – сепаратор шығысындағы газдың көлемдік шығыны, $\text{м}^3/\text{сағ}$; Q_c – жұмыс температурасы және қысым кезіндегі, сепаратор шығысындағы сұйықтың көлемдік шығыны, $\text{м}^3/\text{сағ}$.

Осы көрсеткіш шамалары аз болған сайын, сепаратор жұмысының тиімділігі артады. Сепарацияның оптималды шарттарын таңдау процесс максатын жүзеге асыруға бағытталған критерийлермен анықталады:

- Мұнайда газ тәрізді көмірсутегінің минимальды саны;

- Қоспадан максимальды мұнайдың шығуы;
- Сепарациядан бөлінген газда пропан-бутан (C_3-C_4)

фракцияларының максимальды болуы.

Сепараторлардың техникалық сипаттамасы

Аппарат көлемі – 100;150 м³.

Мұнай өнімділігі – 20000 м³/тәу.

Жұмыс қысымы – 0,4; 0,8; 1,4; 2,2; 3,6 МПа.

Шығыстағы газ ағынындағы тамшылы сұйықтық құрамы – 0,1 г/м³.

Шығыстағы мұнайдағы еркін газ құрамы 1%.

Масса – 93000 кг-нан артық емес.

ГП 805 бойынша НГС сепараторы (бөлінетін газ өнімділігі)

ГП 496 бойынша НГС орнына жасалған және келесі артықшылықтарға ие, V=100 м³ аппараты мысалы ретінде көрсетілген (3.7-кесте).

3.7-кесте

Сепараторлардың салыстырмалы сипаттамасы

Көрсеткіштер	ГП 496 бойынша НГС	ГП 805 бойынша НГС
Мұнай бойынша өнімділік, м ³ /тәулік	10000	12000
Аппарат көлемі, м ³	100	100
Газ бойынша өнімділік, м ³ /тәу., P=0,7 МПа	10000000	15000000
Шығыстағы газ ағынындағы тамшылы сұйықтық құрамы, г/м ³	2-3	0,1

Тік ортадан тепкіш сепараторлар (ТОС) газ мұнайлы сепаратордан кейінгі сұйықтықтан газды толығымен тазалауға арналған. Газ сепаратор ретінде қолданған кездегі оның салыстырмалы сипаттамасы (3.8-кесте).

3.8-кесте

Сепаратор жұмысының салыстырмалы сипаттамасы

Көрсеткіштер	ГП 496 бойынша НГС	ТОС-1000/16
Газ бойынша өнімділік, м ³ /тәулік,	2,5	2,5
Жұмыс қысымы, МПа	1,6	1,6
Аппарат көлемі, м ³	100	3
Масса, кг	31000	2500
Тазалау деңгейі, г/м ³	0,5	0,05

Сепарация процесінің тиімділігі келесі факторлармен анықталады:

1. Сепаратордың еркін қимасындағы орташа газ жылдамдығы, оның шамасы әртүрлі құрылымды сепараторлар үшін 0,1- ден 0,55 м/с арасында болады.

2. Сепараторда сұйықтықтың ұсталу уақыты $\tau_{\text{ұ}}$: сепараторда сұйықтың ұсталу уақыты көп болған сайын, сепаратордағы мұнай қамтыған газ көпіршіктің көп саны босатылады.

3. Мұнай және газдың физика-химиялық қасиеттері: көпіршік түзетін қабілеті бар беттік керілу тұтқырлығы. Көбік түзу қабілеті жоқ мұнай үшін ұстау уақыты 1-ден 5 мин арасында. Көбіктенетін мұнай үшін 5-тен 20 мин дейін. Сепарацияның әртүрлі жағдайындағы нақты ұстау уақытын таңдау тек қана сұйық және газдың алып кетуін зерттеу нәтижелерімен анықталады. Газ шекарасында беттік керілу аз болған сайын мұнай газсыздану процесіне азырақ барады.

4. Сепаратордың құрылымдық ерекшелігі: ұңғыма өнімін енгізу әдісі, сөренің болуы, тамшы ұстағыш сұғындырма және т.б.

5. Сепаратордағы сұйық деңгейі, ол мұнайды жинау секциясында газ үшін гидробекіту болады және оның мұнай жинау коллекторына түсуінен сақтайды.

6. Мұнай газ қоспасының шығыны. Ол мұнаймен газды алып кету коэффициентіне (K_r) әсер етеді. Шығын үлкен кезінде газбен алып кету коэффициенті артады, себебі қоспа сепараторда аз уақыт болғандықтан барлық газ бөлініп үлгермейді. Алайда газ факторының жоғарғы мәнінде газбен алып кету коэффициенті аз шығын кезінде де артуы мүмкін.

7. Сепаратордағы қысым және температура. Сепараторда мұнаймен алып кететін газ санына, газ-сұйық жүйесінің сол дисперстілігінде, сепарация қысымы әсер етеді. Сепаратордағы мұнай қабатындағы газды көпіршік салмағы оның диаметріне және қысымына байланысты. Қысым артқан кезде газбен алып кету коэффициенті – артады. Мұнай температурасының артуы оның тұтқырлығын төмендетеді, яғни газ көпіршігінің бөліну жылдамдығын арттырады. Соған байланысты, температураның артуы мұнай мен газды алып кету коэффициентін азайтады.

3.4.2. Суды алдын ала бөлу

Ірі кен орындардың ағымдағы пайдалану кезеңі игерудің соңғы сатысымен, игерілетін мұнайдың суланумен, жеткілікті мәнге жеткенімен сипатталады.

Игеру аудандарындағы мұнайдың сусыздануының негізгі себебі – қабат суын тасымалдаудың қымбат болуы. Суланған мұнайды тасымалдау мұнайдың құрамында қабат суының болуы есебінен қосымша суық көлемін айдау ғана емес, сонымен бірге мұнайға қарағанда судағы мұнай типті эмульсия тұтқырлығына байланысты қымбаттайды. Мұнайда су құрамының болуы 1% өскенде тасымалдау шығыны орташа есеппен әр айдау кезінде 3–5% өседі.

Еркін суды бөлу өндірістік мұнай жүйесінің қайтадан диспергерленуін алдын алу, өндірістік қондырғылар мен құбырлардың тоттануын төмендету, мұнайды дайындау қондырғыларының өнімділігін арттыру, сепаратор, пештер, сорапты қондырғылар, тұндырғыштардың жүктеуін төмендету үшін қолданылады, соның есебінен пайдалану сенімділігін арттыру болып табылады.

Кейбір зерттеушілер (Байков Н.М.) суды алдын ала лақтыру процесін сулану 30% және одан жоғары болған кезде пайдалану дұрыс деп есептейді.

Мұнай қоспаларының сулануының белгілі мәнінде эмульсия белгілі бір тұрақсыздықпен сипатталады, ол кезде қабаттану мүмкін, бұдан мұнай өз бойында су көлемін ұстай алмайды, таңдауды өндірісте еркін фаза түрінде бөлінетін технологиялық сұлбаның барлық нүктесінде дифференциалды жасалуы керек.

Суды алдын ала лақтыру мұнайды жалпы сусыздандыру процесінің бір бөлігі болып табылады. Суды алдын ала лақтыру орнына байланысты мұнайды дайындаудың технологиялық сұлбасында мынаны бөледі:

- Жол жөнекей лақтыру;
- Орталықтандырылған лақтыру, ол СССР, суды алдын ала лақтыру қондырғыларында (САЛҚ), тұндырғыштарда орындалады және мұнайды дайындау қондырғыларында судың болуына апарады.

СССР-дағы суды лақтыру газға қаныққан суды дайындау түйіні және сепарацияның екінші сатысына тасымалдауды қамтамасыз ететін артық қысымда орындалады.

Алдын ала сусыздандыру үшін келесі технологиялық процестер қолданылады:

- Мұнайды гравитациялық тұндыру;
- Мұнайды ыстық тұндыру;
- Термохимиялық әдістер.

Технология бойынша **гравитациялық тұндыру** қарапайым. Бұл жағдайда мұнай резервуарға толып және белгілі уақыт сонда тұрады (48 сағат не одан көп). Ұстап тұру кезінде су тамшыларының ірі тамшыларға коагуляциясы жүреді және судың ауыр тамшылары ауырлық күш әсерінен түбіне тұнады және тауар асты су түрінде сонда жиналады.

Алайда суық мұнайды гравитациялық тұндыру процесі – аз өнімділікті және мұнайды сусыздандырудың аз тиімділікті әдісі, сондықтан суланған мұнайдың **ыстық тұндыруын** қолданады, бұл кезде мұнай температурасы 45–70°C дейін қыздырылып бұл су тамшыларының коагуляция процесін жеңілдетеді және

тұндыру кезінде мұнайдың сусыздануын жылдамдатады. Сусыздандырудың гравитациялық әдісінің кемшілігі тиімділігінің аздығында.

Тиімдірек әдіс ол **термохимиялық**, арнайы заттарды өзіне қосу ол – БӨЗ, деэмульгатор (ДЭ) деп аталады және қыздыру. ДЭ-ні мұнай құрамына аз мөлшерде 1 т мұнайға 5-10-нан 50–60 г-ға дейін қосады. ДЭ «мұнай-газ» фаза айырылу бетінде адсорбцияланып және сұйық құрамындағы әлсіздеу беттік-эрекетті табиғи эмульгаторларды ығыстырады немесе алмастырады. Су тамшы бетінде құрылатын қабықша әлсіз болып, ол ұсақ тамшылардың іріге бірігуіне – коалесценция процесі жүруіне әсер етеді.

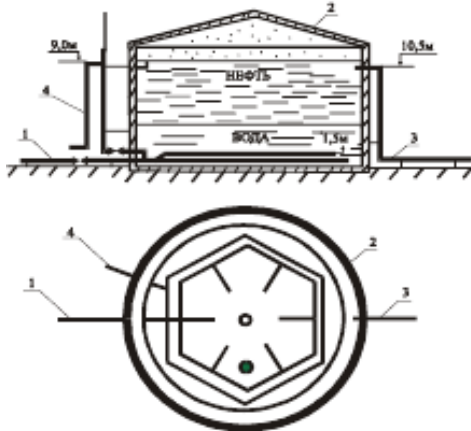
Ылғалдың ірі тамшылары резервуар түбінде тез шөге алады. Термохимиялық шөгу әсері және жылдамдығы мұнайды қыздыру, қыздыру кезінде мұнай тұтқырлығының төмендеуі және су тамшыларының коалесценция процесінің жеңілдету есебінен артады.

ДЭ барлық реагенттері мұнай реагентті эмульсия түрінде мөлшерленеді. Эмульсияда 1–2 % ДЭ әрекетті заттардың болуы келесі технологиямен дайындалады. Реагентті араластыру блогына сусызданған (құрамында су 10% болатын) мұнайды сыртқы сораппен айдайды. Мұнай реагентті эмульсия араластырғышта жасалады, ол реагентті блокта орналасқан оған концентрацияланған реагент беріледі. ДЭ, сепарацияның бірінші сатысына дейін, қабат суын алдын ала лақтыру қондырғысы жұмыс істеп тұрған кезде, ДНС УПСВ кіріс құбырларына айдалады.

Қазіргі кезде суды алдын ала лақтыруға арналған екі түрлі қондырғы бар: тік болат резервуар (ТБР) көлемі 1000-нан 5000 м³ дейін және көлденең цилиндрлі сыйымдылықтар көлемі 100 және 200 м³ (булиттар).

Тік резервуарлар арнайы сұйықты енгізу таралу тарағымен жабдықталған, ол резервуар түбінен 1,5 м жоғарыда орналасқан. Маточниктің (жатынды) төменгі бөлігінде тесік бар. Эмульсия тесік арқылы төмен бағытталады, одан соң су қабатында қалқып шығады, оның биіктігі 3–4 м арасында болады.

Суды шығару гидробекіту арқылы жүргізіледі, ол арнайы реттейтін құралсыз автоматты түрде процесті жүргізуге қажетті резервуарда сұйықтың **тұрақты** деңгейін ұстап тұруға мүмкіндік береді. Гидробекіту биіктігін әдетте резервуар биіктігінің 0,9 тең етіп алады (3.13-сурет).



3.13-сурет. УПСВ резервуары:

1-жеткізу құбыры; 2-маточник (жатынды); 3-суды апаратын құбыр;
4-гидробекіткіш

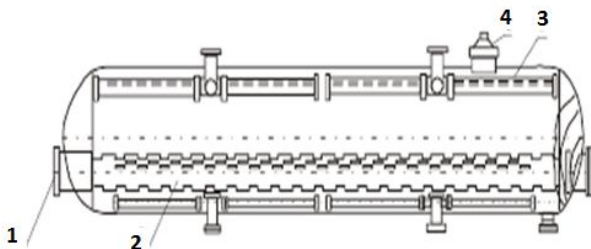
Технологиялық резервуарлар транзитпен жұмыс істейді. Бөлінген суды лақтыру және сусыз мұнайды алу үзіліссіз жүргізіледі.

Көлденең цилиндрлі сыйымдылықтарда (тұндырғыштар) (3.14 а,б-сурет) сұйықты енгізу таралу тарағымен жабдықталады. Олар арнайы дренаждалған су мен мұнай деңгейін тұрақты ұстап тұруға арналған қымбат реттеуші құрылғылармен жабдықталған.

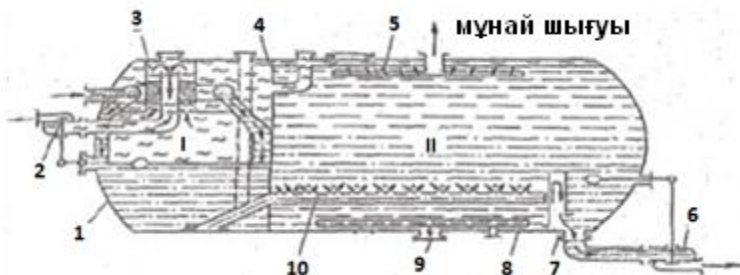
Өндірісте көбінесе булит базасындағы суды алдын ала лақтыру құрылғысының екі құрылымы таралған:

- Суды алдын ала лақтыратыны бар автоматты блокты сепарациялық қондырғысы БАС-1;

• Мұнайды жылдам алдын ала сусыздандыратын және есептейтін, сепарациялауға арналған блокты автоматты қондырғылар УПС–2000/6, УПС–3000/6, ОГ–200П, АСП–6300/6.



3.14 а-сурет. ОГ-200П тұндырғышының технологиялық сұлбасы:
1-сұланған мұнай; 2-сусыз мұнай; 3-қабат суы; 4-мұнай газы



3.14 б-сурет. ОГ-200С тұндырғышының принципіалдық сұлбасы:
I-сепарациялық бөлік; II-тұндырғыш бөлік; 1-корпус; 2-деңгей реттегіш; 3-тамшы соққы; 4-кедергі; 5-мұнай жинағыш; 6-аралық фаза деңгей реттегіші; 7-құю құрылғысы; 8-буландыру коллекторы; 9-тазалау штуцері; 10-тарату коллекторы

Құрылғы ДЭ өндеген су мұнай эмульсиясын қабықтандыруға арналған. Эмульсияны таратушы ол диаметрі 700 мм перфорацияланған құбыр, оның 64 есік қатары бар. Әр қатарда 285 тесік орналасқан.

ОГ-200 С тұндырғышы ол эллипс тәрізді түбі бар диаметрі 3400 мм болатын көлденең болат цилиндрлі сыйымдылық. Кедергі 4 көмегі арқылы сыйымдылық екі бөлікке бөлінген, оның ішінде сол жағы I сепарациялық, ал оң II-тұндырғыш. Сыйымдылықтың сол жақ және оң жағы коллекторлармен – корпустың төменгі жағында орналасқан таратушы 10 арқылы байланысқан.

Сепарациялық бөліктің жоғарғы жағына ағызатын сөресі бар эмульсия таратушы және газ сепараторы орналасқан. Тұндырғыш бөліктің төменгі жағында екі перфорацияланған коллекторлар орналасқан, олардың үстінде жәшік түріндегі эмульсия таратқыштар тұрады. Бұл бөлікте сонымен қоса қондырғыны буландыруға арналған екі коллектор 8 орнатылған. Бөліктің жоғарғы жағында төрт мұнай жинағыш 5 орналасқан, олар мұнайды қондырғыдан шығару штуцерімен байланысқан. Корпустың бергі бөлігінде кедергі және құю құрылғысы арқылы су жинау камерасы бар, онда фазааралық деңгей өлшегіш 6 тұрады. Тұндырғыш технологиялық процестің параметрлерін бақылау құрылғыларымен, фаза айыру деңгейін реттеуші, сақтандырғыш және тиек арматурамен жабдықталған.

Тұндырғыш келесідей жұмыс істейді. Қыздырылған эмульсиялық мұнай енгізілген ДЭ реагентімен қоса сепарациялық бөліктің эмульсия таратқышына түседі және ағу сөрелері және қабырға бойымен төменгі бөлікке ағады. Қыздыру және қысым төмендеу нәтижесінде мұнайдан бөлінген газ сепаратордан өтеді және «мұнай-газ» деңгей реттегіші 2 арқылы газ жинау желісіне шығарылады.

Мұнайлы эмульсия сепарациялықтан тұндырғышқа өтіп екі перфорацияланған коллектор бойымен тарату тесігінен өтеді және жоғарғы бөлікке көтеріледі. Бұл кезде мұнайды қабат суымен жуады және сусыздандырады. Сусызданған мұнай жинау коллекторына 5 барады және аппараттан шығады. Мұнайдан бөлінген су құю құрылғы 7 арқылы су жинау камерасына барады және «мұнай-газ» деңгей реттегішімен 6 дренажды су дайындау жүйесіне лақтырылады.

3.5. Су-мұнай эмульсиясы. Мұнай эмульсияларын бұзу әдістері

Судың хлор-кальцийлік түрлері (қатаң қабатты сулар, табиғатынан қышқыл сулар) мұнай қабатының шегінде беттік керілу шамасының үлкен мәндеріне ие болады, 7-ден 14-мН/м-ге дейін.

Мұнай шекарасындағы теңіз суы үлкен беттік керілуге ие, 14-тен 23 мН/м-ге дейін.

Мұнайдың көптеген түрлерінің шекарасындағы дистилденген су одан да үлкен беттік керілу мәніне ие, ол 20-дан 34 мН/м-ге дейін өзгереді.

Беттік керілу σ коэффициенті қысымға, температураға, газдық факторға, флюидтердің қасиеттеріне тәуелді болады. Беттік керілу қысымның жоғарылауымен үлкейеді, бірақ температура жоғарылаған сайын күрт азаяды.

Әрбір құраушының беттік керілуінің ең жоғарғы мәндері оның ауадан бөліну шекарасында байқалады. Молекулааралық әсерлесуге жақын жоғары потенциалы бар полярлы сұйықтар ауа ($\sigma=18,4$ эрг/см²) шекарасында σ -ның үлкен мәніне ие, ал гексан (су $\sigma=72,5$ эрг/см²) тәрізді әлсіз полярлы сұйықтар σ -ның аз мәніне ие болады.

Мұнай эмульсиясының қасиеттері мұнайды алудың технологиялық процесіне, өндіріс ішіндегі транспортқа, сепарацияға, алдын ала сусыздануға, деэмульсацияға (эмульсацияның бұзылуы), мұнай өндірістік суларды тазарту және даярлауға әсер етеді.

Эмульсияның физика-химиялық қасиеттері келесідей параметрлер мен функционалды түрде анықталады.

1. **Дисперстілік (D)** – оның шамасы дисперсті ортадағы дисперсті фазаның бөліну дәрежесімен сипатталады. Эмульсияның көптеген қасиеттері дисперстікке байланысты болады: тұтқырлық, ағымдық, тұрақтылық және тағы басқалары. Дисперстіктің шегі меншікті фазааралық бет болып табылады.
 $S \uparrow \leftrightarrow D \uparrow$

Меншікті бет ($S_{\text{мен}}$) – дегеніміз дисперсті орта (S) көлемі бірлігіндегі дисперсті ортаның (V) барлық тамшыларының

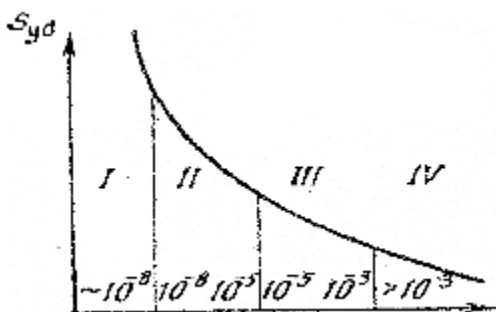
қосынды беті немесе көлем бірлігіндегі бөлшектердің қосынды еркін беті $\text{м}^2/\text{м}^3$:

$$S_{\text{мен}} = S/V \quad (3.3)$$

Тамшылардың диаметрі азайған сайын дисперстілік өседі де, меншікті бет көбейеді. Сфералық пішінге ие болатын дисперсті фазаның бөлшектері үшін меншікті бет шамасы былай есептелінеді:

$$S_{\text{мен}} \approx \frac{1}{d} \leftrightarrow S_{\text{мен}} = \frac{S}{V} = \frac{\pi d_k^2}{\pi d_k^3/6} = \frac{6}{d_k} \quad (3.4)$$

Өндірістік эмульсиялар ешқашанда монодисперсті болмайды. Оның құрамында әрқашан түрлі диаметрлі дисперсті фазаның тамшылары болады, яғни олар полидисперсті жүйелер (3.15-сурет) болып табылады.



3.15-сурет. Меншікті беттің бөлшектер өлшеміне тәуелділігі:

- 1 - шашыраған бөлшектер; 2 - коллоидты бөлшектер;
3 - микрогетерогенді эмульсиялар; 4 - макрогетерогенді мұнай эмульсиялары

Тамшылардың өлшемі жұмсалған энергияның мөлшеріне пропорционал болады: жұмсалған энергия көп болған сайын, тамшылардың диаметрі аз болады да, қосынды беттің шамасы

көп болады. Дисперстілік шамасына қарай мұнай эмульсияларын келесідей түрлерге бөледі:

Ұсақ дисперсті – 0,2-ден 20 мкм-ге дейін өзгереді;

Орта дисперсті – 20-дан 50 мкм-ге дейін өзгереді;

Қатаң дисперсті – 50-ден 300 мкм-ге дейін өзгереді.

Мұнай эмульсияларындағы тамшылардың өлшемі 10^{-5} - 10^{-2} см (0,1-100 мкм) аралығында өзгереді. Мұнай эмульсияларының құрамында барлық үш түрлі өлшемді тамшылар бар.

2. Мұнай эмульсиясының **тұтқырлығы** аддитивті шама болып табылмайды, яғни тұтқырлықтың қосынды өлшемі оны құрайтын мұнай мен судың қосындысына тең емес.

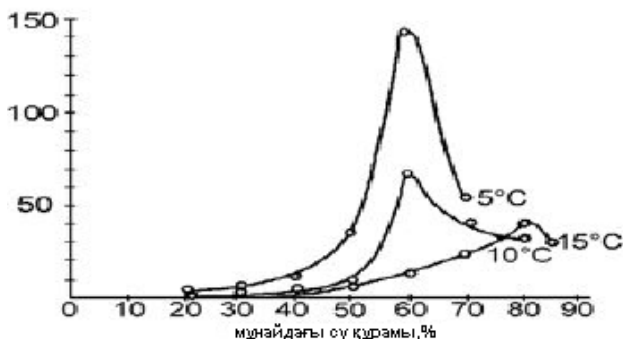
Ұңғыларды өндіруді даярлау процесі кезінде судың құрамы мен эмульсиядағы дисперстілік үздіксіз өзгеріп отырады. Эмульсия күйіндегі шикі мұнайдың тұтқырлығы көптеген факторларға тәуелді болады:

- мұнайдағы судың мөлшеріне;
- эмульсия алынған температураға;
- механикалық қоспалардың, әсіресе темір сульфиді болуына;
- минерализация және орта реакциясының шамаларына;
- ньютонды емес сұйықтық секілді жылдамдық градиентіне.

Эмульсия тұтқырлықтың байқалатын шамасымен сипатталады: (μ_2^*):

$$\mu_2^* = f(\mu_m, \mu_c, T, W, D, pH, \sigma, \frac{dv}{dr}) \quad (3.5)$$

Су мұнайлы эмульсияда дисперсті фаза ретінде судың болуы 80–85% аралығында болуы мүмкін. Байқалатын тұтқырлық шамасының су мөлшеріне байланысты өзгеруі қорытындысынан байқайтынымыздай, мұнай эмульсиясында судың нақты шекке дейін көбеюі эмульсияның байқалатын тұтқырлығын көбейтеді, (3.16-сурет) сәйкесінше осындай эмульсияны айдауға кететін энергетикалық шығындарды көбейтеді.



3.16-сурет. Байқалатын эмульсия тұтқырлығының араласу температурасынан және мұнайдағы су құрамынан тәуелділігі

Судың критикалық концентрациясы **инверсия** нүктесі деп аталады. Инверсия нүктесінде **фаза айналымы** болады және дисперсті фаза – дисперсті ортаға айналады, ал дисперсті орта дисперсті фазаға, демек эмульсия өзінің түрін С/М-н М/С түріне ауыстырады.

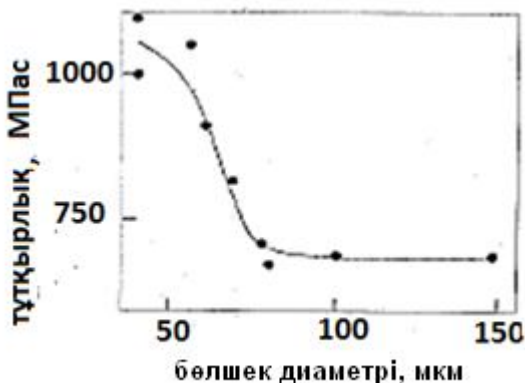
Мұнайлы эмульсияның айналу фазасы үлкен практикалық мәнге ие. Эмульсияның М/С түрі, эмульсияның С/М түріне қарағанда тасымалдау кезінде энергия шығынына аз түседі. Сондықтан эмульсияны тасымалдау кезінде сыртқы фаза су болғаны ұтымды, сонымен қоса құбырлар коррозиядан қорғалуы керек және де бұл тәсіл мұнайды дайындау процесінде оны судан жақсы тазартуда қолданады. Өртүрлі кен орындары мұнайлары үшін $0,5 < W_{кр.} < 0,9$. Көп жағдайда $W_{кр} \sim 0,71$ ($C_d = 74$ % өлшемімен салыстырыңдар).

Мынадай диапазон мәні эмульсия компоненттерінің өртүрлі физика-химиялық қасиетімен түсіндіріледі және бірінші ретте бұл эмульсияда өртүрлі **эмульгаторлар** – эмульсия пайда болуына алып келетін заттардың барлығымен түсіндіріледі.

Дисперсті әсер етудің кинетикалық теориясына сәйкес бөлшектер арасындағы арақашықтық бөлшектер өлшемінің тәртібі болған кезде ғана байқалуы керек. Сәйкесінше, бұл

құбылысты дисперсті фазаның жоғары концентрациясы кезінде немесе оның өте жұқа ұсақтануында байқалады.

Тамшының өлшемі кейбір өлшемге дейін кішіреюі тұтқырлыққа әсер етпейді (3.17-сурет). Булы мәнге жеткеннен кейін тамшының алдағы кішіреюі тұтқырлықтың өлшемнен тәуелділігінің күшеюіне алып келеді.



3.17-сурет. Эмульсия тұтқырлығының тамшылардың максималь диаметріне тәуелділігі

Байқалатын тұтқырлықтың көлемін бағалау – қиын тапсырма. Тәжірибеде түрлі эмпирикалық теңдеулерді қолданады. негізінде тәуелділіктің алғашқы үш параметрін ескеретін (3.5). Соның біреуі төмен концентрация кезінде диспергирленген суларда қолданылатын А. Эйнштейн теңдеуі:

$$\mu_3 = \mu_m \cdot (1 + 2,5 \cdot W) \quad (3.6)$$

мұндағы W – эмульсиядағы судың көлемдік бөлігі.

Тейлор формуласы универсалды болып келеді:

$$\mu_3 = \mu_m \cdot (1 + 2,5 \cdot W (\mu_3 + 0,4 \mu_m / \mu_3 + \mu_m)) \quad (3.7)$$

Эмульсия тығыздығы – аддитивті өлшем болып келеді, сондықтан пайызды құрамын ескеріп, мұнай мен судың тығыздық мәнінен оңай есептеледі:

$$\rho_3 = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_B} + \frac{1 - 0,01g}{\rho_H}} \quad (3.8)$$

мұндағы ρ_3 , ρ_m , ρ_c – эмульсия тығыздығына сәйкес, мұнай және судыкі, эмульсиядағы судың массалық бөлігі:

$$g = \frac{g_0}{1 - 0,01X} \quad (3.9)$$

мұндағы g_0 – эмульсиядағы таза судың бөлігі; X – суда еріген тұздың құрамы, салмақтық %.

Қабаттық судың белгілі тығыздықтары үшін, өндірілетін мұнай мен эмульсияның айналдыру өлшемі оңай анықталады:

$$W = \frac{\rho_c(\rho_3 - \rho_m)}{\rho_3(\rho_c - \rho_m)} \times 100, \% \quad (3.10)$$

Эмульсияның электрлік қасиеті су фазасының дисперстігі және құрамымен анықталады. Мұнай диэлектр. Су таза күйде классикалық әдебиеттерде диэлектр деп саналады. Алайда, су құрамында еріген тұз немесе қышқылдың кіші құрамы болғанынан оның электрөткізгіштігі он есеге өседі. А.Г. Стромберг мектебінің қызметшілері полярография әдісімен тіпті, үш есе дистилденген суда иондар бар екенін анықтаған. Мұнай өткізгіштігі $10^{-10}10^{-15} \text{ (Ом}\cdot\text{см)}^{-1}$, су $10^{-7}-10^{-8} \text{ (Ом}\cdot\text{см)}^{-1}$.

Тәжірибемен электр өрісіне орнатылған мұнай эмульсиясында су дипольдары, оның күштік сызығы, бойына орналасатыны анықталған. Бұл эмульсияның электрөткізгіштігін күрт өсіреді. Эмульсиядағы су тамшыларының электр өрісінің күштік сызық бойымен орналасып, қасиеті – мұнайды дайындауда электр өрісін С/М эмульсия түрін бұзуда қолдануға әсер етеді.

Мұнай эмульсиялары үшін негізгі көрсеткіш олардың тұрақтылығы, яғни белгілі бір уақыт бойы су және мұнайға бөлінбеуі. Тұрақтылық мәселесі дисперсті жүйесінің «өмірі мен өлімінің» күрделі мәселесі. Дисперсті жүйенің тұрақтылығы оның негізгі параметрлері: дисперстілік және дисперсті ортада дисперсті фазаның біркелкі таралуы уақытында өзгермей қалуымен сипатталады. «Мұнай-су» жүйесіндегі диспергирлеу сыртқы жұмыс есебінен орындалады.

Мұнай эмульсияларының тұрақтылығын екі түрлі тұрақтылықпен қарастырады: кинетикалық (седиментационды) және агрегатты.

Дисперсті фазаның **седиментациялық** тұрақтылығы – бұл ауырлық күш әсерінен, дисперсті фаза бөлшектерінің (глобулалар) қалқып шығуы немесе шөгуіне жүйенің қарсы тұра алу қасиеті. Жүйелерді араластыру үшін кинематикалық тұрақтылықты шөгудің кері жылдамдығы немесе дисперсті фазаның қалқып шығуымен бағалайды:

$$K_y = \frac{1}{W_r} = \frac{9 \times \mu_N}{2(\rho_c - \rho_m)r_c^2 g} \quad (3.11)$$

W_r – дисперсті фаза бөлшегінің шөгу жылдамдығы, м/с;
 r – бөлшек радиусы, м;

ρ_c, ρ_m – дисперсті фаза және дисперсті орта тығыздықтарының айырмашылығы, кг/м³; ν – кинематикалық тұтқырлық, м²/с;
 g – еркін құлау үдеуі, м/с².

Эмульсияның **кинетикалық тұтқырлығы** дисперсті орта тұтқырлығының өсуі және эмульсиялық фаза тұтқырлық айырмашылығы, су глобулының радиусы азайған кезде артады.

Агрегатты тұрақтылық дисперсті фазаның жекешіліктілігін және дисперстілігін сақтай алатын жүйенің қасиеті. Тұрақтылық дисперстілікпен байланысты:

$$d \downarrow \rightarrow D \uparrow \rightarrow S \uparrow \rightarrow K_y \uparrow \quad (3.12)$$

Ұсақ дисперсті жүйелер кинетикалық тұрақтырақ, олар үшін седиментационды-диффузионды тұрақтылықтың орнауы

тән. Дөрекі дисперсті жүйелер тез бұзылады, дисперсті фаза бөлшектерінің шөгуінен (қалқып шығуы) мұнай және суға бөлінеді.

Дисперсті фазаның бөлшектері (су глобулы) бір-бірімен соқтығысуы немесе фаза бөліну шекарасында молекулалық тартылу (Ван-дер-Ваальс күші) күші әсерінен бірігу процесі (ірі агрегат құруы) **коагуляция** деп аталады.

Бөлшектер өздігінен фаза бөліну беті төмендегенде: $d\uparrow \rightarrow D\downarrow \rightarrow S\downarrow$. Агрегатты тұрақтылықтың кетуі седиментациялық, кинетикалық тұрақтылықтың кетуі:

$$(d\uparrow \rightarrow D\downarrow \rightarrow S\downarrow) \rightarrow d\uparrow \rightarrow D\downarrow \rightarrow S\downarrow \rightarrow K_y \downarrow \quad (3.13)$$

Мұнай ұңғымаларының өнімін қабаттасуға дайындау процесінде газ, су, мұнай эмульсияның агрегатты және кинетикалық тұрақтылығы максималь төмендетілу керек.

Эмульсия түзу үшін екі араласпайтын сұйықтықтарды диспегирлеу жеткіліксіз. Ұзақ уақыт эмульсияның болуы тек фазааралық шекарада адсорбционды-сольватты қабат түзілу есебінен оның тұрақтандыру жағдайында ғана қамтамасыз етіледі. Эмульсияны тұрақтандыратын заттар – **эмульгаторлар** деп аталады. Олар табиғаты бойынша **беттік әрекетті заттар** (БЭЗ) болып табылады.

Мұнайдың табиғи эмульгаторына жататындар: асфальтен, шайыр, нафтенді қышқылдар, парафин кристалдары, порфириндар, минералдардың қатты бөлшектері, әсіресе лай және темір сульфиді. Қабат суларының еріген тұздары да эмульгатор (БЭЗ) болады.

Барлық мұнайлар эмульсия түзеді, бірақ олардың эмульсиялану қасиеттері әртүрлі және араласатын фазалар қасиетіне байланысты:

- мұнай құрамында **поляры** компоненттер көп болған сайын, түзілетін эмульсия **тұрақтылығы** жоғары болады; белгілі болғаны, парафин негізді мұнайлар нафтенді негізді мұнайларға қарағанда тұрақтылығы төмен эмульсия түзеді.

- Судың **минералдығы** жоғары болған сайын, эмульсия **тұрақтылығы** да жоғары болады.

Өндірістік су-мұнай эмульсияларын салыстырмалы зерттеулер мынаны көрсетті:

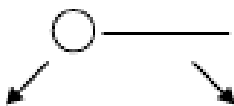
- Макросипат жағынан мұнайлар тіпті жақын болса да, олар эмульсия құрамы бойынша ерекшеленуі мүмкін.

- Мұнайдың эмульсиялық үлгілері, бір кен орыннан әртүрлі жинау нүктелерінен әртүрлі уақыттарда алынған, өзінің тұрақтылығы және эмульгатор құрамымен ерекшеленуі мүмкін.

С/М типті эмульсияны құру процесінде судың ұсақ тамшылары құрылады. Эмульгатор бөлшектері осы тамшы беттерінде (фаза бөліну бетінде) адсорбцияланып және түйісу кезінде тамшылардың бірігуіне қарсы тұратын қабықша түзеді. Дисперсті фаза тамшыларының айналасындағы БЭЗ құрылымды-механикалық кедергі түзеді, ол жоғары тұтқырлықты және берік.

Осы қабықшалардың қасиеттерін зерттеу, асфальтен және порфириндер берік қатты тәріздес, ал шайырлар әлсіз қабықша түзеді. Сондықтан, шайырмен қосылған асфальтендер сұйық тәрізді қабықшаны береді.

БЭЗ молекулалары құрылымдық ерекшелігі – **дифилділік** тән, яғни молекуланың полярлы, гидрофилді бөлігі немесе -COOH, -OH және т.б. топтары және полярлы емес бөлігі болады. (Мысалы, көмірсутекті радикалдар). Сұлбалық түрде оларды келесідей көрсетеді:



Полярлы бөлік

Полярлы емес бөлік

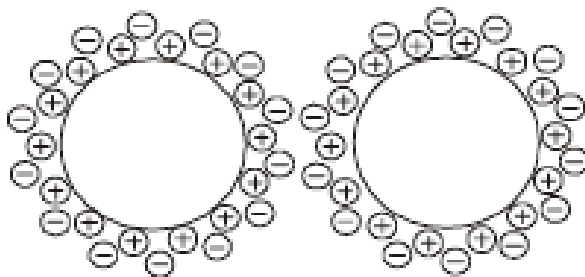
Дифилді құрылым арқасында, эмульгатор молекуласы фаза бөліну бетінде концентрацияланып және белгілі бір түрге ұйымдасады, – полярлы топпен су жаққа, ал полярлы емес – мұнайға, құрылым түзеді (механикалық кедергі, ол су тамшыларын соқтығысу кезінде бірігуден қорғайды).

Эмульгатордың тұрақтандырушы әсері фазааралық шекарада беттік керілуді төмендету және құрылымды –

механикалық кедергі құруға бағытталған. Эмульгаторлар беттік керілуді төмендетіп, жүйеге кинетикалық тұтқырлық береді. Беріктігі жоғары эмульсиялар жоғары тұтқырлықты мұнай түзеді: диспергирленген ортаның жоғары тұтқырлығы су глобулдарының соқтығысуынан қорғайды және оларды берік жасайды.

Аз тұтқырлықты, аз шайырлы, төмен қышқылды, жеңіл мұнайлар бейтарап қабат суларымен қозғалған кезде аз тұрақты эмульсия түзеді, оның уақыты құбыр мен эмульсияның қозғалу уақытына тең.

Сулы ортада мұнай глобула айналасында тұз диссоциациясы және ион есебінен екі еселі электр қабаты жасалады, ол адсорбциялы қабықша сияқты дисперсті фаза бөлшектерін бірігуден қорғайды (3.18-сурет).



3.18-сурет. Сулы ортадағы мұнай глобуласындағы екі еселі электр қабаты

Дисперсті фаза бөлшегі бірдей зарядталған, құрамы бірдей, сондықтан электр статикалық тебісу керек.

Қабат суларының қасиетіне, эмульсия тұрақтылығына әсер ететін, минералдану мәні және қышқыл-сілтілі орта (pH) жатады.

Минералдану және су фазасының тұз құрамы, мұнай эмульсиясының тұрақтылығы мен түріне әсер етеді, алайда бұл әсер жанама, мұнайдың полярлы компоненттерімен химиялық қосылыс жасау арқылы әсер етеді.

Мысалы, жоғары беттік активті қасиеттері бар мұнайдың нафтенді қышқылдары қабат суларындағы Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Fe^{3+} и Al^{3+} иондарымен әсер етеді. Бұл кезде К және Na нафтенаттар М/С эмульсия түрінің құрылуына әсер етеді, себебі олар суда жақсы ериді және С/М типті эмульсияның тұрақтылығын төмендетеді. Нафтенді қышқылдардың тұз катионы ретіндегі Mg, Fe және Al, K және Na тұздарына қарағанда мұнай фазасында жақсы ериді және С/М кері типті эмульсияны өздігінен тұрақтандыра алады. Бірақ табиғи эмульгаторлармен бірге БӨЗ оның әсерін әлсіз етеді, ол шайырлар және асфальтен арасындағы күштің төмендеуі есебінен болуы мүмкін. Жалпы жағдайда, катиондар әсері мұнайдың көмірсутекті құрамы және мұнай көлеміндегі асфальтен жағдайына байланысты.

Көптеген мұнайлар үшін минералданудың жоғарылауы эмульсия тұрақтылығының өсуіне әкеп соғады. Судың рН шамасы бойынша берілгендерді жалпылағанда, судың қышқыл және бейтараптану реакциясы кезінде, су тереңдігіндегі адсорбциялы қабаттар қатты, мықты болады, олар С/М эмульсия түріне тұрақтандыруына әсер етеді.

Сілтілі ортада сұйық қабыршық пайда болады және эмульсия тұрақтылығы төмендейді. рН жоғары сілтілі ортаға дейін жоғарылау кезінде фазааралық тартылудың күрт төмендеуі, ол фаза өзгерісіне (инверсия) және эмульсияның тура түріне М/С айналуына әкеп соғады.

рН су фазасының өзгерісі кезінде тұздардың түзілуі мүмкін, әсіресе $\text{Ca}(\text{OH})_2$ және $\text{Mg}(\text{OH})_2$, олар эмульсияның тура немесе кері түрінің тұрақтандырушылары болуы мүмкін.

Судың рН шамасы қорғаушы қабыршақтардың реологиялық қасиетіне әсер етеді: ол жоғары болған сайын эмульсия тұрақтылығы төмендейді.

Мұнай және судың қасиетінен басқа эмульсияның тұрақтылығына басқа факторлар жүйесі әсер етеді: сулану және газ қанығу шамасы, гидродинамикалық режим және т.б.

Мұнайдың құрамында су аз болғанда ол салыстырмалы түрде тұрақтырақ эмульсиясын түзеді. Құрамындағы су артқан сайын эмульсия тұрақтылығы төмендейді. Газ фазасының көлемі артқан сайын эмульсия түзу белгілі бір мәнге дейін

артады, газ – су тамшыларын ыдыратып және араласуына әсер етеді. Ағындағы газдың үлкен мәнінде эмульсия түзу төмендейді, ол ағынның құрылымдық режимімен байланысты болуы мүмкін.

Ағын турбуленттігі – эмульсияның түзілуіне және бұзылуына әсер ететін маңызды фактор.

Эмульсияның қартаю процесіне температураның әсері үлкен. Температура артқан сайын жүйенің тұтқырлығы (3.11) формула бойынша төмендейді, $K_y \downarrow$ және осы себептен $D \downarrow$ төмендейді. Аз тұтқырлықты ортада температураның артуы, броундық қозғалыс есебінен дисперсті фазаның бөлшектерінің қозғалғыштығы жоғарылайды, бұдан бөлшектердің соқтығысуы артады. Температура жоғарылағанда бір мезгілде қабыршақтарды қорғайтын адсорбциялы қорғаныштың механикалық беріктігі төмендейді. Бұның барлығы тамшылардың коалесценциясы және агрессивті тұрақтылықтың төмендеуіне апарып соғады.

Көптеген мұнайлар үшін минералданудың жоғарылауы эмульсияның тұрақтылығының өсуіне әкеп соғады.

Фаза бөліну бетіндегі эмульгаторлардың адсорбциясы қорғаныш қабаттардың түзілуі уақыт бойынша жүреді, оған белгілі бір уақыт керек. Сондықтан С/М эмульсиясы уақыт өте келе тұрақты бола бастайды, яғни оның «қартаюы» орын алады, ол бір тәулік уақытта аяқталады. Соның нәтижесінде жаңа эмульсиялар жеңіл және тез бұзылады және тәжірибеде оны орындауға тырысу керек.

Мұнай эмульсияларын бұзу әдістері. Мұнайды дайындау қондырғыларына (МДК) эмульсия қабыршақтануға дайын болып бару керек, яғни тұрақсыз – агрегативті болуы керек. Мұнай эмульсияларының қабыршақтануы дисперсті фаза бетіндегі тамшылардың құрылымдық-механикалық барьерлерді бұзуға бағытталған. Тәжірибеде мұнай эмульсияларын бұзудың 4 түрлі әдісі бар: химиялық, термиялық, механикалық, электрикалық.

Әдісті таңдау оның беріктігі және түрімен анықталады, бірақ барлық әдістер су тамшыларының **бірігуіне** және **беріктендіруге** бағытталған.

Химиялық әдістер деэмульгатор (ДЭ) реагенттерін қолдануға негізделген, ол табиғи эмульгаторларға қарағанда тиімді БӨЗ болып саналады.

Гидрофильді түрі бойынша ДЭ **иогенді** немесе **ионогенді емес** болып бөлінеді. ДЭ-нің барлық реагенттері өртке қауіпті, жарылғыш, токсикалық қасиетті және мұнайды құбырға жіберуге дайындаған кезде аса абай болу керек.

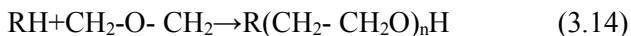
Иогенді ДЭ сұйықта ионды диссоциялайды, оның біреуі беттік активті, ал басқасы активті емес. Ион зарядының таңбасына байланысты БӨЗ-ді анионды, катионды және амфотерліге бөледі.

Бірінші ДЭ болған карбонатты қышқыл тұздары, одан кейін – суда еритін сульфат тұзы, бейтарапталған кара контакт (БҚК), бейтарапталған қышқыл гидрон (БҚГ). Осындай ДЭ шығындары 3-7 кг/т (мұнай) құрайды.

Ионогенді емес ДЭ құрамында БӨЗ молекулалары бар, олар диссоцияланбайды және электрлік бейтараптануды сақтайды. ДЭ – ол жеке зат емес, әртүрлі гидрофибгі қасиеті бар әртүрлі молекулярлы массалы полимерлердің қоспасы. Олар әртүрлі мұнай және әртүрлі минералданған қабат суларында еритін кең диапазоны бар.

Суда еритін отандық ДЭ проксанол (185,305) және проксамин (385), мұнайерігіштік-дипроксаминге (157) жатады. Импортты ДЭ реагенті – суда ерігіш: дисольван, R-11 (Жапония) және мұнайда ерімейтін: дисольван (4490), сепарол 5084 (ФРГ), виско-3 (Италия), серво 5348 (Голландия), доуфакс (АҚШ), C-V-100 (Жапония). Тәжірибеде суда еритін және мұнай ерігіш ДЭ қолданылады және олардың тиімділігі қазіргі уақытта анықталмаған.

ДЭ синтезінің негізін оттекті қосылыстар құрайды: этилен тотығы (CH_2OCH_2) немесе пропилен ($\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$), олар органикалық заттарға қозғалғыш сутек атомы арқылы байланысады:



Қосылған этилен немесе пропилен тотығының (n) санын өзгерте отырып, ДЭ деэмульгаторлық активтілігін реттейді. Оксизтилен немесе оксипропилен тізбегі ұзарғанда БӨЗ-дің

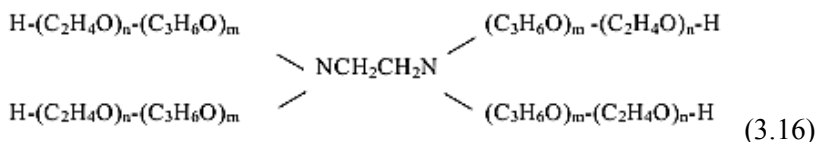
суда ерігіштігі гидрофильді, су ерігіш молекула бөліктерінің есебінен артады. Этилен тотығын пропилен тотығымен ауыстыру – ДЭ-нің мұнайдағы ерігіштігін, оның гидрофильді қасиетін өзгертпей, арттыра алады. Ионогенді емес ДЭ шығыны 40-50 г/т құрайды.

Отандық ДЭ-ге тән ерекшелігі оксиэтиленді және оксипропиленді топтардың қиылысуы.

Проксанолдар – пропилен тотығының және этилен тотығының пропилен-гликоль гидроксильді тобына тізбектеп қосылу өнімі.



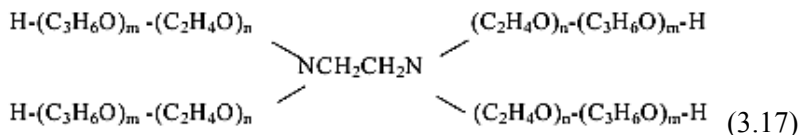
Проксаминдер – оксипропилирлеу, одан соң этиленаминді оксиэтилендеу тізбектелу өнімдері.



146 және 186 проксанол қарапайым температурада – май тәрізді ашық-сары паста, аздап жылытқанда суда еритін тұтқыр сұйықтыққа айналады. 2-3% сулы ерітінді түрінде қолданылады.

Проксанол 305 – май сияқты сұйықтық, суда, керосинде аз ериді; спирт, толуол және т.б. органикалық еріткіштерде тез ериді.

Тиімділігі жақсы **дипроксамин 157** – оксиэтилендеу, одан соң этилендиамин оксипропилендеу тізбектелу өнімі.



Дипроксамин – суда нашар ериді, ароматты көмірсутектер және мұнайда жақсы ериді, қату температурасы (-38°C) төмен,

сондықтан оны таза күйде цистернамен тасымалдайды, ал қарапайым температурада қататын проксанол 305 және проксаминді 305 метанол және су қоспасы ретінде тасымалдайды.

ДЭ табиғи эмульгаторлар бөліктерінде адсорбцияланып, олардың сулануын өзгертеді, ол өз кезегінде соңғыны бөліну шекарасынан су немесе мұнай көлеміне ауыстырады.

Бұл кезде беттік керілу төмендейді. ДЭ молекуласынан құрылған адсорбционды қабаттардың ерекше құрылымдық-механикалық қасиеттері көрінбейді, бір-бірімен соқтығысу кезінде су тамшыларының осындай қабыршақтарымен коалесценцияға тез түсуіне әсер етеді. ДЭ мұнай эмульсиясының бұзылу процесі төмендегіге байланысты:

- Мұнай эмульсиясының табиғи эмульгаторының қорғаныш қабыршағының қасиеті және кешенді құрамы;
- Түрі, қолданылатын деэмульгатордың меншікті шығыны және коллоидты-химиялық қасиеті;
- Температура, мұнай эмульсиясының реагенттермен араласу уақыты және интенсивтілігі және басқа факторлар.

Мұнайды дайындағанда ДЭ-ге лайық тиімді пайдалану режимін табу өте маңызды. Теориялық түрде ДЭ белгілі бір анықталған сұйық фазаның полярлы компонент қатынасы, дисперстік деңгейі, табиғи эмульгатор түрі бар эмульсияға тиімді болуы мүмкін. Кенорындарды пайдалану кезінде ДЭ эмульсиясының құрамы және физикалық қасиеті өзгерген сайын ауыстырылып тұру керек. Белгілі бір мұнай эмульсиясына ең жақсы ДЭ – ол табиғи эмульгатордың қасиеттерін ескеретін – ДЭ.

ДЭ-де ингибирлі қасиеті немесе аппарат және құбырдың ішкі бетіндегі коррозия ингибиторларымен байланысы болуы керек.

ДЭ **бұзу әсері** дисперсті фаза тамшыларының бетіндегі молекулалардың адсорбциясына негізделген. Алайда оның әсерінің тиімділігі мынадай қосымша факторларға байланысты: жылыту, турбулентті ағынның энергиясы электр өрісінің әсері.

Тамшылардың тұну ұзақтығы ауырлық күш әсерінен өте маңызды болуы мүмкін (3.9-кесте). Электрлік өріс әсерінен су

тамшылары полярланады, өрісінің күштік түзу бойында созылады және бағыттталып қозғала бастайды.

3.9-кесте

Эмульсия бөліну процесінің салыстырмалы сипаттамасы

Су тамшысының радиусы, мкм	Табиғи тоқтауда тамшының тұну уақыты	Электрлік өрісте тамшының тұну уақыты
1	38 тәулік	2 сағат
10	10 сағат	45 минут
20	2,5 сағат	15 минут

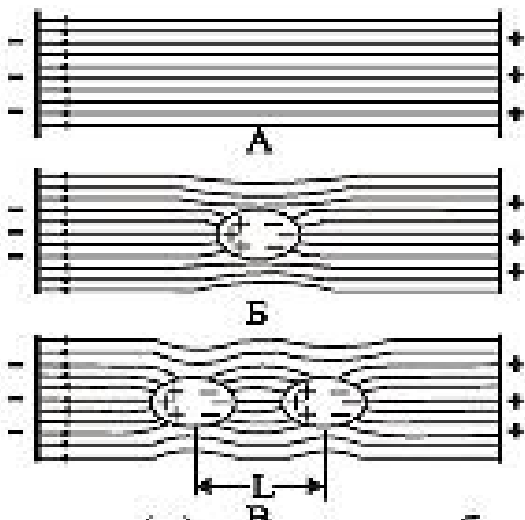
Ауыспалы электр өрісін қолдану су тамшы жылдамдығының бағытының тұрақты өзгеруіне алып келеді. Бұл кезде тамшылар деформацияланады: шеңбер тәріздіден эллипс түріне айналады. Электрлік күш әсерінен қозғалыстардың ориентациясы, тамшылардың молекула аралық тартылыс күші білінетіндей бір-біріне жақындауы болады, ол үлкен тамшылардың арасы аз болғанда болады.

Дипольдар арасындағы тартылу күшінің олардың мөлшеріне және арасындағы арақашықтықпен байланысы мына теңдеумен сипатталады:

$$F = 6\varepsilon \cdot E^2 \cdot \left(\frac{r^6}{l^4}\right) \quad (3.18)$$

мұндағы ε – ортаның диэлектрлік өткізгіштігі; E – электр өрісінің кернеуі; r – тамшы радиусы, м; l – тамшы центрлерінің арақашықтығы, м.

Тартылу күші әсерінен су тамшыларының адсорбциялық қорғаныш қабықшасы сығылады, бұзылады, бөлшектер бірігеді (коалесценция), іріленеді, тұнады (3.19-сурет).



3.19-сурет. Электр өрісінде су глобулының іс-әрекеті

Сыртқы электр өрісімен тураланған зарядтан басқа, дисперсті фаза бөлшектері өздері зарядқа ие болуы мүмкін, мысалы, электродпен байланысқаннан. Бұл шаманың заряды (g) формуламен анықталады:

$$g = E \cdot \frac{r^2}{4} \quad (3.19)$$

Бұл жағдайда бөлшектер зарядталып қарама-қарсы электродқа жоғары жылдамдықпен қозғала бастайды. Кинетикалық энергия жеткілікті жағдайда бөлшектердің қорғаныш қабықшасы соқтығысу кезінде бұзылады. Электр өрісі коалесценция кедергісін жеңуге мүмкіндік береді, ол су тамшыларындағы қорғаныш қабықшасымен байланысты, тамшылар 100–200 мкм дейін тез үлкейіп және ауырлық күшіне байланысты тұнады.

Электрлік өріс әсерінен, сусыздану дәрежесіне, дисперсті ортаның тұтқырлығының төмендеу және дисперсті фаза бөлшектерінің тұну процесіндегі кедергінің азаю есебінен,

температураның жоғарылауы (Стокс формуласынан шығады) әсер етеді.

Алайда температура жоғарылаған сайын ортаның электрөткізгіштігі артады, бұл құрылғыдағы электр режимнің бұзылуын, қаныққан бу қысымының жоғарылауын тудыруы мүмкін.

Электр өрісінің кернеуі (E) электродтардың олардың арасындағы арақашықтағы кернеуіне қатынасын сипаттайды, яғни өріс градиентін. Электродтар арасындағы өріс кернеуі

- Электродтарға келетін кернеумен;
 - Электродтар арасындағы арақашықтықпен;
 - Электрод пішінімен
- анықталады:

$$E = \frac{U}{l} \quad (3.20)$$

мұндағы U – кернеу, В; l – электродтар арасындағы арақашықтық, см.

Өріс градиенті, электродтар арасында жасауға тиіс, бөлінетін қоспа мөлшері, керекті **тазалау деңгейі**, мұнай және судың **қасиеті**, олардың тығыздық, тұтқырлық айырмашылығы, құрылғының **өнімділігі**, электродтардың **құрылымына** байланысты.

Градиент үлкен болған сайын қоспа, тазалау деңгейі, өнімділік тұтқырлығы артады.

Су тамшыларының арасындағы байланысты жоғарылату үшін өріс кернеуін арттырып, яғни тамшылар **поляризациясын** және дипольды тартылыс күшін жоғарылату керек, олар E^2 шамасымен тура пропорционал байланысқан.

Өріс кернеуі шамадан тыс жоғары болғанда тамшылардың электрлік диспергирленуі болуы мүмкін. Е өскен сайын тамшы ұзындығы өседі және **критикалық кернеуге** жеткенде оның диспергирленуі болып көптеген радиусы 10^{-7} – 10^{-8} см (0,1–001 мкм) болатын ұсақ тамшыларға айналуы орын алады. Өрістің критикалық кернеуі $E_{кр}$ келесі формуламен анықталады:

$$E_{кр} = A \sqrt{\frac{2\sigma}{\varepsilon d}} \quad (3.21)$$

мұндағы σ – беттік керілу; ε – ортаның диэлектрлік өткізгіштігі; d – тамшы диаметрі; A – пропорционалдық коэффициенті, ол эмульсия концентрациясына байланысты.

Жеке тамшы үшін $A=380$, ал эмульсиядағы дисперсті фаза концентрациясы 5,10 және 20% кезінде A мәні сәйкесінше: 382 391 ... 403.

Жоғарыда айтылғандарды есепке алғанда, электр дегидратордағы сусыздану процесінің технологиясы мына шарттарды ескеру керек: $E < E_{кр}$, бұл электродтағы кернеудің төмендеуі немесе олардың арасындағы арақашықтың артуы арқылы жүзеге асады.

Деэмульсация қондырғылары, электр өрісін пайдаланатын, негізінен өндірістік жиілігі 50 Гц болатын айнымалы токта жасалады. Электр дегидратор (3.20-сурет) ол көлденең цилиндрлі ыдыс, оның ішінде тіктөртбұрышты рама тәріздес екі электрод орналасқан, олар параллельді ілінген және құрылғының көлденең қимасын толықтай алып жатыр. Электродтар арасындағы арақашықтық 20-дан 40 см арасында өзгеріп тұрады.

Электр дегидраторды (ЭДГ) **орташа және ауыр мұнайларды** терең тұзсыздандыру үшін қолданады. Оны жылыту пештері блогы немесе басқа да қыздырғыш және тұндырғыштан кейін орнатады. ЭДГ-да электродтар (3.21-суретте, 1,2) бірінің үстіне бірі көлденең ілінген, пішіні тік төртбұрышты рама тәріздес және құрылғының көлденең қимасын толықтай алып жатыр. Электродтар арасындағы қашықтық 25-40 см, олардың қорек көзі қуаты 50 кВт болатын екі трансформаторлар.

ЭДГ-ға шикізаттың берілуі төмен жақтағы тармақтары бар таратушы коллектор арқылы келеді, ол эмульсияның барлық көлденең қима бойынша таралуын қамтамасыз етеді. ЭДГ-да эмульсия **үш түрлі** өңдеу ауданынан өтеді. **Бірінші ауданда** эмульсия тұндырылған су қабатынан өтеді, оның деңгейі тарату коллекторынан 20-30 см жоғары автоматты ұсталып тұрады. Бұл

Құрамында парафині бар эмульсияны бұзу және мұнайды тұзсыздандыру үшін үш электроды бар ЭДГ пайдаланылады. Бұл құрылғыларда эмульсияны төменгі және орташа электродтар арасындағы таратушы басы арқылы енгізеді.

Эмульсияны механикалық әдістермен бұзуға жататындар: тұндыру, центрифугирлеу және сүзу.

Тұндыру – жаңа тұрақты эмульсияларға қолданылады, олар эмульсияны құрайтын компоненттердің тығыздықтарының айырмашылығы себебінен су және мұнайға бөлінуі мүмкін. Тұндыру процесі мыналар үшін кең қолданылады: мұнайды сусыздандыру және тұзсыздандыру, суды коррозия, кремний қосылыстары және басқа да ластағыштардан тазарту, сұйықтықтан газды бөлу.

3.10-кесте

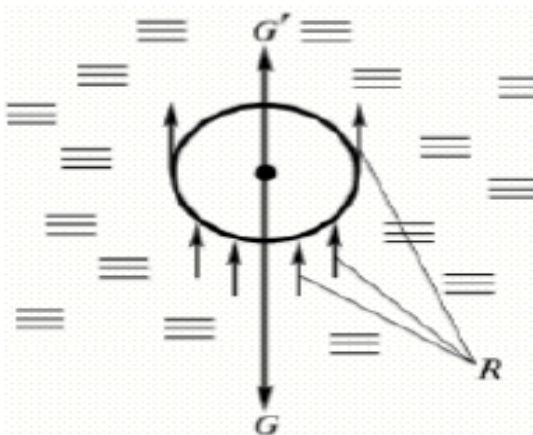
Электр дегидратордың техникалық сипаттамасы

Параметрлер	Параметр мәндері
Жұмыс қысымы, МПа	1
Эмульсия температурасы, С	110
Құрылғы диаметрі, м	3,4
Құрылғы ұзындығы, м	16,4
Құрылғы көлемі, м ³	160-200
Электродтардағы кернеу, В	11500-16500
Тауарлы мұнай бойынша өнімділік, т-тәул	2000-5000 дейін, 8000-11500 дейін

Тұндыру процесінің негізгі көрсеткіші болып ауырлық күші әсерінен бөлшектердің тұну жылдамдығы саналады. Әдетте, тұндыру процесін ламинарлы режимдегі шар тәріздес пішін (3.22-сурет) үлгісінде қарастырады, ол турбулентті режимде (3.23-сурет) де жүреді.

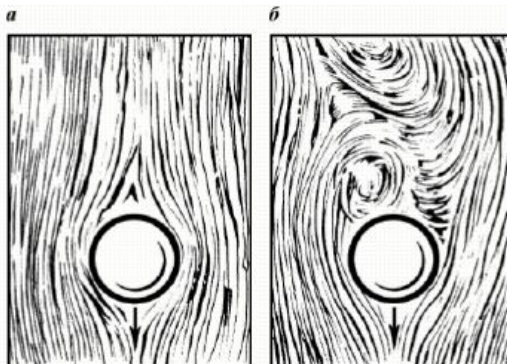
Егер өлшенген бөлшектердің өлшемі 0,5 мкм үлкен болса, онда су тамшысының тұну немесе судан мұнайды көтеріп алу жылдамдығы Стокс заңына бағынады, бұдан шығатыны, дисперсті фаза бөлшегі және су және мұнайдың тығыздықтары аз және ортаның тұтқырлығы жоғары болған сайын тұну процесі соншалықты баяу жүреді:

$$W_{\theta} = \frac{g d_c^2 (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{м}})}{18 \mu_{\text{м}}} \quad (3.22)$$



3.22-сурет. Қозғалмайтын ортадағы бөлшекке күштердің әсер ету сұлбасы

Мұнай эмульсиясының суық тұндыруы фазаға айналатын қысым жағдайында, ал жиі жағдайда ДЭ алдын ала өңдеу арқылы жүргізіледі. Мұнай эмульсиясы өзіне қажетті ДЭ көлемі және қабат суымен сусыздандыру сатысынан тұндырғышқа барады. Эмульсияға ДЭ және қабат суының берілісі фаза инверсиясын және мұнай мен суда эмульсияның ыдырауын тудырады. Фаза инверсиясы энергетикалық жағынан тиімді, себебі су тамшылары жоғары тұтқырлықты – мұнайға қарағанда, мұнай бөлшектері аз тұтқырлықты су ортасында қозғалады. ДЭ пайдалану эмульсия өңдеу уақытын 1 сағатқа қысқартады.



3.23-сурет. Бөлшектердің ортадағы қозғалыс сұлбасы:
а-ламинарлы режимде, б-турбулентті режимде

Тұндыру әдісі:

- Эмульсияның жоғары сулануға;
- Үлкен газ қанықтылығы бар мұнайларға пайдаланылады.

Мұнайдың газсыздануы ағын турбуленттігін арттырады, су тамшыларының ыдырау және қосылуын тудырады, берік адсорбциялы қабаттың жасалуына бөгет жасайды. Соның нәтижесінде, керекті жағдай жасағанда, су тамшылары мұнайдан еркін шығып және қосыла алады. Қыздыру және ДЭ қосу тұндыру процесіне жағымды әсер етеді.

Центрифугалау кезінде мұнайдан су және механикалық қоспалар ортадан тепкіш күш әсерінен бөлінеді:

$$F_{ц} = \frac{m\omega^2}{R} \quad (3.23)$$

Стокс теңдеуін қолдануға болады, ол үшін ауырлық күшінің үдеуін ортадан тепкіш күш үдеуімен ауыстыруға болады (а):

$$\omega_{\Gamma} = \frac{d^2(\rho_c - \rho_m)a}{18\mu_m} \quad (3.24)$$

Тұндыру әдісі:

- Жоғары сулы эмульсия;
- Газға өте қаныққан мұнай үшін қолданылады.

Осыдан Стокс теңдеуіндегі ауырлық күшінің үдеуінің орнына **ортадан тепкіш** күштің үдеуін табамыз

$$a = \frac{w^2}{R} = \frac{(2\pi Rn)^2}{R} 4\pi^2 Rn^2 \quad (3.25)$$

мұндағы w – сұйық бөлшегінің айналу жылдамдығы; n – центрифуганың айналым саны; R – айналу радиусы.

Айналу осінен r қашықтықта орналасқан бөлшектің радиалды бағыттағы лездік жылдамдығы:

$$w_r = \frac{d_r}{d_\tau} = \frac{2\pi^2 n^2 R d^2 (\rho_c - \rho_m)}{9\mu_m} \quad (3.26)$$

Сонымен су тамшыларының бөліну жылдамдығы айналу радиусына және айналым санының квадратына тура пропорционал.

Тартылыс күшінің әсерінен тұндыру мен центрифугалау әдістерін салыстырайық. Центрифугадағы бөлшектер әртүрлі бағытта қозғалады, осыған сәйкес айналу радиусы өзгермелі, соның салдарынан ортадан тепкіш күштің әртүрлі мәні әсер етеді. Бөлшектер айналу осінен алыстаған сайын олардың отыру жылдамдығы арта түседі.

$$F_{ц} = \frac{mw^2}{R}$$

$$F_T = mg$$

$$\frac{F_{ц}}{F_T} = \frac{w^2}{Rg} = \frac{a}{g} = K_P$$

Бөлшектерге әсер ететін ортадан тепкіш күштің мәні ауырлық күшінен, ортадан тепкіш күштің үдеуі еркін түсу

үдеуінен қанша есе артық болса, сонша есе артық болады. Бұл үдеулердің қатынасы **айыру факторы** деп атайды K_p .

Центрифуга үшін K_p мәні 3000, яғни центрифугада тұндыру күші 2–3 есе тұндырғыштан қарағанда артық. Сондықтан центрифугалардың тиімділігі тұндырғышқа қарағанда артық болады, бірақ тұндырғыштарда өлшемі 1 мкм көлеміндегі бөлшектерді тиімді айыруға болады.

Центрифугаларда су мұнай эмульсиясын айыру ең тиімді әдіс, бірақ центрифугалардың өткізгіштігінің төмендігінен және жоғары пайдалану шығындарынан бұл әдіс тәжірибеде қолдану таппады.

Өндірістік центрифугалардың айналу саны 3500-ден 50000 айн/мин-ге дейін. Айналу саны неғұрлым көп болса, соғұрлым центрифуганың айырғыш қасиеті жоғары, бірақ өнімділігі төмен. Мысалы $n=15500$ айн/мин $Q=1.5-4.5$ м³/сағ, $n=19000$ айн/мин $Q=1,2$ м³/сағ.

Тұрақсыз эмульсиялар **фльтрация** кезінде оңай ыдырайды, яғни оларды гравийдан, шағылған шыныдан, ағаштан, металл жантақтарынан және басқа материалдардан жасалған фльтрациялық қабаттан өткізген кезде. Мұнайды фльтрдің көмегімен деэмульгациялау **селективті шаю** құбылысына негізделген.

Егер сұйық молекулаларының қатты зат молекулаларымен әрекеттесуі қатты болса, онда сұйықтық оларды араластырады. Егер сұйық молекулалары өзара қатты дененің молекулаларына қарағанда қатты араласқан болса, онда сұйықтық беткі қабатына тамшы болып жиналады, яғни сулану болмайды.

Қатты дене бетінің сулануы беттік керілу күшінің әсерінің нәтижесі деп қарастыруға болады. Егер сұйықтық қатты денені жақсы суландырса, онда оның молекулаларының өзара әрекеттесуі аз. Беттік керілуі аз (20–30 эрг/см²) полярсыз сұйық (мұнай) әдетте қатты бетті жақсы сулайды. Беттік керілуі 75 эрг/см² болған су тек қана кварц, шыны сияқты заттарды суландырады.

Фльтрлеуші қатты зат келесі талаптарға сәйкес келуі қажет: жақсы сулану қасиеті, фазалар арасын қабықшамен бөлу, ұзақ уақыт пайдалануды қамтамасыз ету үшін жеткілікті мөлшерде берік болу керек.

Бұл әдіс: қондырғылардың өте үлкен болуынан, аз өнімділігінен, фильтрді жиі ауыстыру қажеттілігінен өндірісте қолданылмайды. Бірақ мұнайдың жоғары сулануы және аз сулануы, бірақ эмульсия тұрақсыз және су мен мұнайдың тығыздығында айтарлықтай айырмашылық болмаса, онда эмульсияны бұзудың термохимиялық әдісімен бірге қолданылады.

Бұл қарастырылған су мұнай эмульсиясын жоюдың екі әдісінің тиімділік және технологиялық айырмашылықтары 3.11-кестеде көрсетілген.

3.11-кесте

Эмульсияны бұзу әдістерінің салыстырмалы сипаттамасы

Процесс сатылары	Саты сипаттамасы	Әдістер мәнісінің реттілігі	
		Әсер ету тиімділігі бойынша	технологиялық
I	Қорғаушы қабаттардың бұзылуы	Химиялық реагенттер	Химиялық реагенттер
		Қыздыру	Араластыру
		Электрлік өріс	Қыздыру
		Араластыру	Электрлік өріс
		Электрмагниттік өріс	Электрмагниттік өріс
II	Тамшыларды бекіту	Электрлік өріс	Гидродинамикалық әсер
		Коалесцирлеуші	Су қабатында шаю
		Гидродинамикалық әсер	Электрмагниттік өріс
		Ультрадыбыс	Коалесцирлеуші
		Су қабатында шаю	Ультрадыбыс
		Флокулянттер	Флокулянттер
		Магниттік өріс	Магниттік өріс
III	Фазалардың бөлінуі	Центрифугиалау	Тұндыру
		Тұндыру	Центрифугиалау
		Флотация	Электрстатикалық өріс
		Электрстатикалық өріс	Флотация

3.6. Тұзсыздандыру

Мұнай кәсіпшілік тұрғызу жүйесінің аппараттарындағы технологиялық процестер керек кезде хлорлы тұздар концентрациясын 100-900 мг/л мөлшеріне дейін қамтамасыз етеді.

Хлорлы тұздар көбінесе судың құрамында болады, олар барлық тұз құрамының 80-90% - ы құрайды. Қабат суларында еріген тұздар ионы болады:

- Аниондар: OH^- ; Cl^- ; SO_4^{2-} ; CO_3^{2-} ; HCO_3^- ;
- Катиондар: H^+ ; K^+ ; Na^+ ; NH_4^+ ; Mg^{2+} ; Ca^{2+} ; Fe^{3+} ;
- Микроэлементтер ионы: I^- ; Br^- ;
- Коллоидті бөлшектер: SiO_2 ; Fe_2O_3 ; Al_2O_3 , нафтенді

қышқылдар және олардың тұздары.

Ұңғыма өнімін дайындау және мұнайды ішкі тасымалдау кезінде мұнаймен бірге игерілетін суда бейорганикалық тұздардың түзілу салдарынан қиындайды. Тұнбалардың басты компоненті:

- Кальций карбонаты (CaCO_3);
- Кальций сульфаты ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, және ангидрит CaSO_4);
- Барий сульфаты (BaSO_4).

Тұнбалар құрамында белгілі мөлшерде әртүрлі **қоспалар** болады: стронций сульфаты (SrSO_4), стронций карбонаты (SrCO_3), барий карбонаты (BaCO_3), магний карбонаты (MgCO_3), натрий хлориді, радий сульфаты. Механикалық қосылыстар коррозия өнімдері және т.б кездеседі. Таза **сульфатты және көмір қышқылды тұздар** сирек кездеседі. Көп жағдайда негізгі бейорганикалық қоспалар компонентінде мұнай бөлшектерімен, силикаттармен, парафинмен, коррозия өнімдерімен, басқа тұздар қоспасымен бірге кездеседі.

Тұнбалардың көбісінің кристалдық құрылымы бар. Олардың түзілу процесі кез келген компоненттің:

- Қиын гидродинамикалық шарттарда;
- Температураның кең интервалында;

• Кристалдық тұнбалардың сипаттамасына айтарлықтай әсер ететін қоспалардың көп мөлшерінің болуынан қаныққан ерітінділердің жаппай кристалдануынан болады.

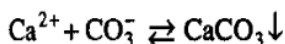
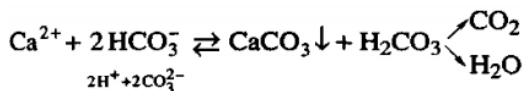
Кристалдық тұздардың түзілуі келесі негізгі кезеңдерден тұрады:

- Ерітіндінің тұзбен қанығуы;
- Негіздің түзілуі;
- Кристалдардың өсуі;
- Қайта кристалдану.

Ерітіндінің белгілі бір компонентке қатысты тұзбен қанығуы оның тепе-теңдіктен концентрациясының өсуімен сипатталады.

Бұл процестің таңдауының факторлары қабат суларының минерализациясы, олардың техникалық және термодинамикалық шарттардың өзгеруіне сәйкес келмеуі.

Мысалға гидрокарбонат типіндегі тауарлы суларда келесі қатынас орындалады: ($\text{HCO}_3^- > \text{CO}_3^{2-}$) және кальциттің түзілу (CaCO_3) сұлбасы.



Басқа бейорганикалық тұздарға қарағанда кальцит суда температураның кемуімен жақсы ериді. Яғни 100 С кезінде тепе-теңдік концентрациясы 14 мг/л құраса, ал 0 С кезінде 85 мг/л.

Бірақ кальциттің түзілуіне температурадан қарағанда көмір қышқыл газының парциалды қысымы айтарлықтай көп әсер етеді.

CO ₂ парциалды қысымы, МПа	0,0001	0,01	0,1	1,0
Ерігіштік α, мг/л	60	400	920	125

Қысым мен температураның өзгеруі ерітіндінің кальций және барий сульфатының қатаюына алып келуі мүмкін (3.12-кесте).

3.12-кесте

Температураның Са және Ва сульфаттарының суда ерігіштігіне әсері

сульфатты түз	Температура, °С								
	0	20	25	40	50	80	92	95	100
Ангидрит	-	3000	-	2200		1080	-	-	660
Гипс	1759	2036	2080	2097	-	1966	-	-	1619
Барит	-	-	2,8	-	3,2	3,2	3,9	3,6	-

Гипстің максимальды ерігіш 40⁰ С кезінде байқалады, температураның ары қарай өсуі оның ерігіштігін төмендетеді. Ангидриттің ерігіштігі температура өскен сайын тез төмендейді. Ал бариттің ерігіштігіне температура әсер етпейді.

Кальций және барийдің тепе-теңдік концентрациялары қысымға көп тәуелді емес. Қысымның 100⁰С кезінде 50-ден 10 МПа-ға дейін төмендегенде кальций сульфатының ерігіштігі 0,04 % -ке кеміп, 0.09 %-ға тең болады.

Кальций және барий сульфаттарының ерігіштігіне қысымның әсері 20⁰С қаныққан ерітіндіде төменде келтірілген:

Ерігіштік α , мг/л	2,08	2,12	2,33	2,46
Қысым, МПа	0,1	4,1	10,1	16,1

Оның әсері көп емес, бірақ өндірістік және зертханалық талдаулардың нәтижесі бойынша дәлелденгендей қысымның төмендеуі кальций және барий сульфаттарының түзілуіне алып келеді. Қысымның төмендеуі судың бір бөлігінің газ фазасына булануына алып келеді.

Ұңғыма өнімін дайындау үрдістерінде үстілік суларды, өзен, көл суларын және т.б суларды қолдану, олар бір-біріне химиялық сәйкес келген жағдайда да, қабат суымен салыстырғанда мүлдем өзгеше құрамды су пайда болуы мүмкін. Бұл өз кезегінде кейбір компоненттердің ерігіштігінің өзгеруіне

алып келеді. 3.13-кестеде CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 ерігіштігіне дистилденген су құрамында NaCl -дың болуының әсері келтірілген.

3.13-кесте

Натрий хлоридінің кейбір тұздардың ерігіштігіне әсері

Сульфатты тұз	NaCl құрамы, г/л								
	0	40	50	100	120	150	200	250	300
Кальцит, T_{20}	-	-	1632	1736	1750	1720	1576	1416	1256
Барит, T_{25}	2,8	18,4	-	26,8	28,4	-	-	-	-
Кальций сульфаты, T_{20}	3200	-	6000	7000	-	7280	7200	-	-

Ерітіндінің құрамында натрий хлоридінің жоғары концентрациясы болған кезде CaCO_3 , CaSO_4 ерігіштігі айтарлықтай көбейеді. BaSO_4 ерігіштігі 10 есеге дейін артады.

Тұз түзілу мәселелері және тұзсыздандыру процестері көбінесе хлоркальцийлі типтегі сулары бар кен орындарда қолданылады. Мұндай суларда гипстің ерігіштігі жоғары емес.

Егер суда кальций хлориді болмаса, гипстің тепе-теңдік концентрациясы 2080 мг/л ал ерітіндінің құрамында 367,85 г/л CaCl_2 болса, онда оның концентрациясы 32 мг/л дейін төмендейді. Хлорлы кальцийдің ерігіштікке әсері төменде көрсетілген:

G, г/л	367,85	280,3	192,91	97,02	51,53	25,77	11,96	7,49	0
α , мг/л	32	203	465	841	1016	1096	1181	1244	2080

Мұнаймен бірге өндірілетін қабат сулары көп компонентті су-тұзды жүйелерде қолданады. Бірақ екі компонентті жүйеде әртүрлі тұздар бей органикалық тұнбалардың негізгі компоненттерінің тепе-теңдік концентрациясына әр қалай әсер етеді. Сондықтан тұзсыздандыру процестерінің технологиясын жобалау кезінде олардың құрамын ескеру керек.

Қазіргі таңда бар мұнайды кәсіпшілікте сусыздандыру әдістері тауарлы мұнайдың сулылығы 0,1%-дан кем алуға мүмкіндік бермейді. Мұндай тереңдікте тауарлы мұнайды

тұзсыздандыру кезінде хлорлы тұздардың қалдық құрамы айтарлықтай кең диапазонда өзгереді (20-дан 1000 мг/л дейін). Жалпы жағдайда қабат суларының жоғары минерализациясы бар шикі мұнайды дайындау кезінде терең сусыздандырудан кейін қосымша тұзсыздандыру процесі қарастырылған.

Тұзсыздандыру процесі сусыздандырылған мұнайды тұщы сумен шаюға негізделген. Шаю суының шығыны 3-5 %-тен 10–15%-ға дейін өзгеруі мүмкін. Тұзсыздандыру кезінде тұщы судың көп шығындалуы су көлемін төмендетуге мәжбүрлейді.

В.И. Логинов сулану $W_{\text{кп}}$ тұздардың бастапқы құрамы $S_{\text{кп}}$ болған кездегі мұнайды тұзсыздандыру кезеңінен кейін қалдық тұздарды есептеу теңдеуін ұсынды:

$$S_{\text{шығ}} = (C_0 * W_{\text{шығ}}) / \left(1 + W_{\text{су}} / W_{\text{шығ}} \right)$$

мұндағы $C_0 = S_{\text{кп}} / W_{\text{кп}}$ – тұздардың қабат суларындағы

концентрациясы; $W_{\text{шығ}}$ – тұзсыздандыру кезеңінен кейін мұнайдағы судың қалдық мөлшері; $W_{\text{пр}}$ – тұзсыздандыру кезеңіне берілетін шаю суының мөлшері.

Мұнайды тұзсыздандыру және шаю үшін қолданылатын тұщы судың шығыны таңдап алынған араластыру технологиясына тәуелді, бұл үшін арнайы араластырғыш қондырғылар қажет. Клапандарды, штуцерлерді және диафрагмаларды қолдану қажетті әсерді бере алмайды. Мұнайды тұзсыздандыру кезінде теориялық және практикалық мәндердің әртүрлі болуы қабат және тұщы судың нашар әрекеттесуімен, яғни қабат суының бір бөлігінің тамшылары тұщы судың тамшыларымен араласпайды Δ . Оны келесі өрнекпен сипаттауға болады:

$$K = (1 + W_{\text{су}} * \Delta) / (W_{\text{кп}} * W_{\text{шығ}})$$

Мұнайды тұзсыздандыру өзінің мәні бойынша қабат және тұщы су тамшыларының концентрациясының теңесу процесімен

байланысты. Ол өз кезегінде белгілі уақыттың және шарттардың аяқталуын талап етеді.

Кейбір зерттеушілердің пікірі бойынша мұнайды тұзсыздандыру процесі сәтті өту үшін мұнайдағы қабат суының әрбір тамшысы шаюшы тұщы судың бір немесе бірнеше тамшысымен араласып, тұндырушы аппараттың түбіне бату керек.

Бұл тұзсыздандыру процесінің негізінде шаюшы тұщы немесе басқа түрдегі судың үлкен тамшыларымен қабат суының ұсақ тамшыларын қармап алу процесі жатыр. Мұндай процесті іске асыру үшін тиімді режимдерде белгілі бір уақытқа диспергация процесін жою керек. Бұл үшін мұнайды дайындау қондырғысында сусыздандыру және тұзсыздандыру блоктарының арасына онда өңделіп жатқан жүйенің гидродинамикалық қозғалу режимін анықтайтын тамшы түзгіштерді қондыру керек. 1941 жылы Блерға келтіруші құбырлар үшін мұнайды тұзсыздандыру процесін зерттеу үшін патент берілді.

Бұл ой В.П.Тронованың жұмыстарында дамып, тәжірибеге асты. Тәжірибелердің нәтижесі бойынша тұзсыздандыру процесі тиімді өту үшін айырғыш құбырда $Re=20-30 \cdot 10^3$ кезінде мұнай мен тұщы судың әрекеттесу уақыты 3-5 минуттан кем болмау қажет. Бұл өз кезегінде өте үлкен айырғыш – тамшы түзгіштерді монтаждауға алып келеді.

Мұнайды тұзсыздандырудың технологиялық процесін жетілдірудің ең ұтымды бағыты сусыздандырылған мұнайға тұщы суды шашыратып енгізу болып табылады. Бұл арнайы конструкциялы саңылаулардың көмегімен шаюшы суды жоғары қысымда арынмен мұнайға айдау арқылы іске асады.

Шашырату параметрлерін анықтау үшін Плит пен Маленькиновтың эмпириялық корреляциясы қолданылады:

$$\begin{aligned} d_{орт}/d_c = & 0,927 * \left(v * d_c / \eta_{cy} \right)^{-0,925} \left(\frac{\eta_{cy}^2}{\sigma} * \rho_{cy} * d_c \right)^{-0,480} \\ & (\rho_{орт} / \rho_{cy})^{-2,637} * (\eta_{орт} / \rho_{cy})^{-0,1922} * (1 + 0,18 * \alpha) \end{aligned}$$

мұндағы V – дисперленген сұйықтың ағу жылдамдығы, м/с; $\eta_{орт}$ – ортаның тұтқырлығы, Па*с; $\rho_{су}$ – дисперленген сұйықтың тығыздығы, кг/м³; $\rho_{орт}$ – ортаның тығыздығы, кг/м³; $\eta_{су}$ – дисперленген сұйықтың тұтқырлығы, Па*с; σ – фазаарлық кернеу, Н/м; $d_{орт}$ – су тамшыларының орташа диаметрі; d_c – форсунка саңылауының диаметрі, (1,5–5мм аралығында); α – форсунканың конустығының бұрышы, рад.

Мұнайға диаметрі 1-ден 5 мм дейінгі саңылау арқылы арынмен айдалатын судың әсерінен пайда болатын тамшылардың орташа диаметрі 3,14-кестеде көрсетілген. Мұнайдың және газдың тығыздығы мен тұтқырлығы сәйкесінше 860 пен 1000 кг/м³ және $5 \cdot 10^{-6}$ мен $1 \cdot 10^{-6}$ м²/с кезінде алынды, ал фазааралық кернеу $20 \cdot 10^{-3}$ Дж/м².

3.14-кесте

Мұнай ортасына суды арынмен айдаған кездегі есептелген тамшылардың орташа өлшемдері

Саңылау диаметрі, мм	Тамшылардың диаметрі, мкм				
	1	2	4	8	16
1	235	123	51	34	18
2	470	246	101	68	35
3	705	369	152	102	53
4	940	492	202	136	71
5	1175	615	253	169	89

Өңделетін мұнайда шаюшы суды шашыратқыш ретінде реттелетін гидродинамикалық диспергаторды қолдану тиімді. Бұндай қондырғылардың артықшылығы өңделінетін мұнайдың негізгі ағынында қандай да бір қысымның берілуі болмайды. Бұл мұнайды дайындаудың ағу жүйесіне аса маңызды.

Клапанды және диафрагмалы араластырғыштарға келгенде олардың жұмыс істеу тиімділігі қысым құлауын тудырумен байланысты. 0,05 МПа-дан төмен қысымның құлауы кезінде мұнай мен тұщы судың араласуы жақсы болмайды. Бірақ 0,2–0,3 МПа-дан жоғары қысымның құлауы кезінде кейде тұрақты қиын

еритін эмульсия пайда болады. Бұнда да шаюшы тұщы суды ортадан тепкіш сораптар қабылдауына беру кезінде байқалады.

Мұнайды кристалдық тұздардан және басқа да қатты бейорганикалық қосылыстардан тазарту процесінің механизмі әлі толық зерттелген жоқ. Кристалдық тұздар шикі және тауарлы мұнайда пайда болуы мүмкін.

Мұнайдағы су эмульсиясы тұздардың кристалдануының алдында немесе оның бастапқы кезеңінде пайда болады. Қабат суынан тұздардың келуі құбырлардың қабырғаларында болады.

Кейде жеткілікті тереңдікте алдын ала лақтырылым сатысында (1-3%-ға дейін) мұнайдың сусыздануында, мұнайды тұзсыздану сатысының алдында қосымша сусыздандырады. Мұнайды алдын ала лақтырымнан кейін берілген температураға дейін қыздырып ілеспелі шайғыш сумен және демульгатор реагентінің белгілі мөлшерімен араластырады. Тұзсыздандырудың екінші сатысын керек болған жағдайда қолдану қажет.

Мұнайды тұзсыздандырудың жайылған түрінің бірі – ол тұщы суда еруі. Бұл тәсілді орындау технологиясы өте оңай. Дайындалған құрамында тұзы көп мұнайға тұщы су қосылады. Мұнайдағы тұз – тұщы суда ериді, сосын сусыздандырғанда ол сумен бірге жойылады. Егер мұнайдағы тұз құрамы нормаға сәйкес болмаса, онда процесті қайталайды немесе берілетін тұщы судың өлшемін үлкейтеді.

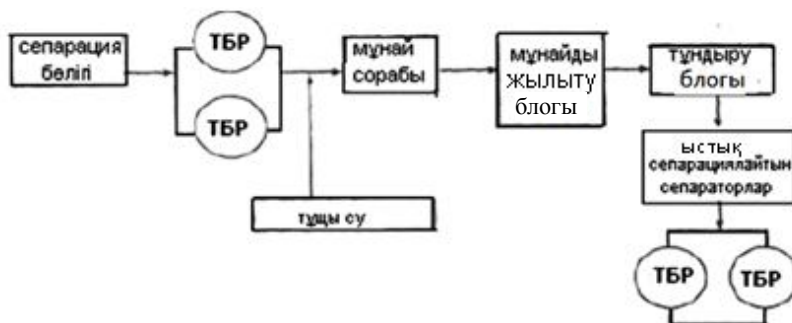
МДҚ-да тұщы су бір немесе бірнеше көзден берілуі мүмкін, олар:

- Сукалқалы ұңғымалар, батырылған сораптармен жабдықталған;
- Ашық су қоймалар, қалқымалы сорап станциясымен жабдықталған;
- Тазалауға арналған құрылым, алдын ала техникалық тазаланған және тауарасты судың құлауы.

Тұщы судың берілуінің басты сұлбалары 3.24–3.26-суреттерінде көрсетілген.

Бірінші жағдайда тұщы су шикізаттық сораптарының қабылдауына беріледі (3.24-сурет), бұл пеште мұнайды жылыту процесінің басында тұздың мұнайда еруін қамтамасыз етеді.

Мұндай сұлба кішігірім мұнай көлемін МДҚ және онда тұз құрамының төмен болуы кезінде дайындау мақсатты.



3.24-сурет. МДҚ-на тұзды судың берілу сұлбасы

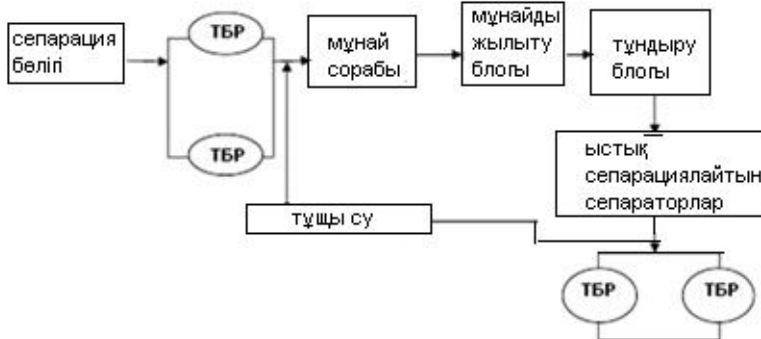
Екінші жағдайда тұзды су резервуарды қабылдауда ыстық сепарациядан (3.25-сурет) кейін түпкілікті суды бөліп алуда беріледі. Бұл судың берілу сұлбасы мұнайдың үлкен көлемде берілу кезінде тұздың сақталуы орташа болғанда қолданады.



3.25-сурет. МДҚ-на тұзды суды айдау сұлбасы

Бірінші сұлбамен салыстырғанда бұл сұлбаның басымдылығы ол тұщы суды үлкен өлшемде беру мүмкіндігі, бұл бөлімде мұнайды белгілеу шикі резервуардан шыққандағыға қарағанда айтарлықтай аз болады.

Үшінші жағдайда, шикізат сораптарын қабылдауда, ыстық сепарациядан кейін және түпкілікті суды бөлуде резервуар қабылдауында тұщы сулар ұсталады. Бұл тұщы судың берілу сұлбасын тұз құрамы жоғары мұнайды үлкен көлемде дайындауда қолданады.



3.26-сурет. МДҚ-на ілеспелі судың берілу сұлбасы

Үлкейген мұнай дайындау объектілерінде ілеспелі судың берілуі 1-і сатылы тойтартқыш пен электр дегидратор алдында беріледі.

Айта кетерлік, құрылғы қондырғысының құрамы мен эмульсияның физика-химиялық қасиетінің нақты шарттарға тәуелділігінен мұнайды тұзсыздандыру процесін интенсификациялау үшін әртүрлі технологиялық әдістер мен техникалық құрылғылар қолданылады.

М.З. Мавлютов авторлармен реагент-демульгатор, ілеспелі судың саны, араласу қарқындылығы және сусызданған мұнаймен әрекеттесу ұзақтығы әрбір нақты жағдайда арнайы дайындалуы керек деп есептейді.

Мұнайды тұзсыздандыру үшін, Арлан кен орнының мысалы ретінде қарастырсақ, олармен шайылмалы сумен

мұнайды араластыру уақытын 15 секундқа дейін керегін айтқан. Мұнымен қоса олардың ұсынысы бойынша оған 50 г/т сілті енгізу керегін айтты, ал иогенді емес реагентті сусыздандыру сатысында енгізеді, дренажды суды беруімен шайылмалы суды пайдалану екінші сатыдан тұзсыздандудан бірінші сатыға беріледі. Мұнымен ілеспелі су үнемделеді, демульгатор-реагенті мен жылулық жойылады. Ромашкин кен орны мұнайын тұзсыздандыруда жақсы нәтижелер шайылмалы суды екі рет қолдануда және тұзсыздандырудың екінші сатысында демульгатор реагентін тек таза ілеспелі суға берілу кезінде алынған.

Тағы да бір маңызды шарт, ол тұзсыздану сатысына бұзылған эмульсияның максимальды берілуі. Тұзсыздану сатысына агрегаттық тұрақтылығы 50-70% эмульсия түскен кезде, құрамында су мен тұздың болуына қарамастан құрамында кемінде 40 мг/л хлориді бар тауарлы мұнайды ала алмаған. Сусыздану сатысынан келіп түсетін 30-40%-ға (реагенттің кішігірім шығынының өсуімен) дейін эмульсияның агрегаттық тұрақтылығы құрамында 20-30мг/л тұзы бар тұзсызданған мұнайды алуға мүмкіндік берді.

Мұнайдың тұзсыздануының тереңдігін арттырудың қызық тәсілі болып сусызданған мұнайға минерализацияланған суларды енгізу, қозғалмалы коалесцирленген ортаның рөлін атқарады. Бұл тәсілді құбырға енгізілетін ағыстың көлемін арттырғанда және судың дисперсті құрамын қажетті болған жағдайда бақылағанда, құбырдың гидродинамикалық жұмыс режимін бақылағанда-мұнайды тұзсыздандыру процесінде тиімді бағыт болады.

Кәсіптік объектілерінде қабаттану механизмінің қатандығына байланысты болжау тәсілдері жеткілікті түрде дәлелденбеген. Кейбір процестер санауға берілмейді (адсорбция), ал басқалары әрқашан өзгеріп отырады және қабаттану механизміне әсер етеді, үшіншіден – аз анықталған; гидродинамикалық әсері, мұнайдың органикалық компонентінің әсері және т.б.

Тәжірибеде ескерту шараларын, олардың қалыптасу шараларының ескертуіне қарағанда көп қолданады.

Тұз қышқылының көмегімен тұз карбонатының бөлінуі кезінде кальций және магний карбонаттары жақсы жойылады. Құрылғының бастапқы гипстену периодында гипстің қопсыған бөлінуімен күресу үшін 10-15% карбонат және натрий мен калий бикарбонатының қоспасын қолданады. Сонымен гипс-кальций карбонатына айналады, содан соң оны тұз қышқылымен жояды. Тығыз, қиын енетін жарылымдарды жою үшін әсерлі қоспаларға мыналар жатады: 20%-ы каустикалық соданың қоспасы. Және қабаттануды жою үшін басқа да реагенттер құрамы берілген.

3.7. Суды кәсіптік дайындау

Мұнай және газ кен орынын игеру кезінде үлкен көлемде суды қабаттық суды ұстап тұруға жұмсалады, ол өз кезегінде ұңғының фонтандау периоды және мұнай-газ қайтымдылығын айтарлықтай ұзартады.

1 тонна мұнайды алу үшін орташа судың шығыны алынатын сұйықтың 100 м³-на 115 м³ болады. Қабаттық суды өнімді немесе жұтылу қабатына айдайды. Кәсіптік суды көлге немесе су қоймасына ағызуға болмайды, ол жануарлар фаунасының және өсімдіктің өлуіне алып келеді. Бұл сулардың барлығы мұнай кәсіптік (МК) ағыс сулары немесе техникалық деп аталады.

Ағыс суларының құрамы шамамен былай бөлінеді:

- Қабаттық 85–88%;
- Тұщы 10–12%;
- Жаңбырлы немесе беттік 2–5%;

Қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесінде қолданылған мұнай кәсіптік суды пайдалану маңызды техникалық және табиғатты қорғау шарасы, қайтымды су қамтамасыздандыруды жабық циклда сұлба бойынша анықтауға мүмкіндік береді: «айдау ұңғы – қабат – өндірілетін ұңғы – жинау жүйесі және дайындау блогы бар мұнай мен газ дайындау – ҚҚУ жүйесі».

Мұнай кәсіптік сулар өзінен аралас дисперсті жүйені тығыздығы ($\rho \approx 1040 - 1180 \text{ кг/кг}^3$) байқатады, дисперсті орган-жоғары минерализацияланған бұқтырма $\mu_{\text{хлор-кальций}}$ секілді $> \mu_{\text{г/карб.}}$

Ағыс суының дисперсті фазасы – қабаттан алынатын мұнай тамшылары және тау жыныстарының бөлшектері. Қабаттан алынған эмульгирленген күйдегі қабаттық су қандай да бір бұлғануды құрамында сақтамайды (аралас 10-20 мг/л аспайды).

Эмульсия мұнай мен суға ажырағаннан кейін дисперленген бөлшектердің құрамы айырғыш суда қатты өседі: мұнай 4-5 г/л дейін, механикалық қоспалар 0,2 г/л дейін. Бұл былай түсіндіріледі, мұнай-су шекарасында фазааралық тартылыстың төмендеу нәтижесінде қабатқа ажыраған ағынның турбулизациясы және жүйеге демульгатор-реагентін енгізгенде дисперленген мұнай суда интенсифицирленеді, және де құбырдың іш жағынан әртүрлі шламды қалдықтар шайылады (коррозия өнімі, балшықты бөлшектер).

Сонымен қоса су айырғыш құралдарда аралық қабат пайда болады. Олар қорғаушы қабығы бар су тамшыларынан тұрады, қатты бөлшектер конгломератынан, механикалық қоспалар, асфальт-шайырлы заттар және жоғары ерігіш парафинді, тұз микрокристалы және басқа да былғағыштар. Жиналу мүмкіндігі бойынша уақыт аралық қабаттың бір бөлігі сумен бірге ағызылады, былғаушы қоспаның бір бөлігі сулы ортаға өтеді. Химиялық құрамы әртүрлі судың араласу нәтижесінде сульфатты тепе-теңдіктің бұзылуына алып келеді, бұл өз кезегінде қатты жарылымға алып келеді.

Табиғи және техникалық су органикалық және органикалық емес пайда болған қоспаларды құрамында сақтау мүмкін: мұнай тамшылары, 300 г/л дейін жететін тұздың үлкен өлшемі, гидрожазба $\text{Fe}(\text{OH})_2$ және темірдің гидроқышқылы $\text{Fe}(\text{OH})_3$, микро организмдер.

Айдалатын судағы **микроағзалар** қажет емес байланысты түзеді. Сонымен, сульфат қалыптастырушы бактериялар өз өмірінде 100 мг/л-ге дейін өлшемде **күкіртсутегін** қалыптастырады. Күкіртсутегі – коррозинді-активті газ. Мұнаймен бірге ол жер бетіне шығарылады, құбырды, аппараттар мен құрылғыларды коррозиялық бұзылуға итермелейді. Сульфат қалыптастырушы

бактериялар темір сульфидінің және кальций карбонатының жарылымдарының түсуіне әрекеттеседі.

Күкіртсутегі көмірқышқыл газымен бірге қабаттық суда еріген күйде болуы мүмкін. Судағы **көмірқышқыл газы** металдың қорғаныш қышқыл қабықшасының бұзылуына алып келеді. Беттік суда еріген **оттегі де** қажетсіз компонент болып табылады.

Қабатқа айдалатын суда **тұз** болса, активті-коррозиялы компоненттің қалыптасуына себеп болады. Сонымен, кальций сульфаты (CaSO_4) метанмен әрекеттескенде көмірсутегі қалыптасуы мүмкін.

Еріген газдар: оттегі, көмірсутегі, көмірқышқыл газы коррозия процесін интенсифицирлайды. Бұл мұнай өндіріс (МӨ) суы екінші мәрте коррозия өнімімен бұлғанады. Ағынды судың құрамында 0,2 г/л дейін темір қышқылын сақтайды, оның қышқылдануы көмірқышқыл газы мен жарылымның қалыптасуына алып келеді.

Техникалық МӨ суын өнімді және жұтылу қабатына айдар алдында оны тазалау керек. Коллектор түріне байланысты су қасиетінің нормасы 3.14-кестеде келтірілген.

Орташа есеппен алғанда, қалыптасқан тәртіпке байланысты қабатқа айдалатын су құрамында 2 мг/л көп емес өлшенген қатты бөлшектер және 0,3 мг/л темір болады.

3.15-кесте

Өнімді қабатқа айдалауға арналған арынды судың сапалық нормасы

Коллектор түрі	Судағы шекті құрамы, мг/л		
	мұнай	Механикалық қоспа	темір
Кеуекті-жарылымды және жарылымды	25	30	2
Әлсіз-жарылымды	15	10	1

Қабатқа айдалатын суды дайындау мыналарды қарастырады:

- Коагулирлеу арқылы таза емес суды жарықтандыру;
- Декарбонизациялау;
- Темірсіздендіру;
- Ингибирлеу.

Кәсіпорында суды дайындау мынадай бөлімдерден тұрады:

- Мұнай мен газдан бөліну;
- Микроағзаларды жою.

Коагулирлеу арқылы таза емес суды жарықтандыру өте кішкентай өлшенген бөлшектерді жою мақсатында жүзеге асады, олар ауырлық күшінің әсер етуінен тұнбайды. Ол үшін суға реагенттер қосады: күкірт қышқылды алюминий, хлорлы темір, темірлі купорос және басқа да коагулятор атаулылар. Коагуляция реакциясының нәтижесінде өлшенген бөлшектер үлкейіп мақта тектес байланыс құрып суда тұнады.

Декарбонизацияны судан **кальций немесе магний бикарбонатын** жою үшін қолданады. Қарсы жағдайда олар қабатта тұнып, кальций мен магнийдің тұзы мұнай мен газдың фильтрациясын айтарлықтай төмендетеді. Декарбонизацияның мәні керек емес қоспаның коагуляциясын шақыру үшін суда қайнатылған әктасты сілтілендіруден тұрады.

Темірсіздендіру – деп темір жарылымдарымен ұңғының фильтрлеуші бетін былғауды тоқтату мақсатында судағы темір тұзын жою процесін айтады. Бұл үшін **аэрацияны, әктауды** және т.б. тәсілді қолданады.

Аэрация барысында темір тұзынан суды **ауа оттегімен** байыту процесі барысында ерімейтін **темір қышқылының гидраты** түзіледі ($\text{Fe}(\text{OH})_3$), жарғы ретінде суда тұнады. Бірақ та, аэрация кезінде судағы барлық темір тұзы жойылмайды, ал процестің өзі үлкен және күрделі құрылғыны қолдануды талап етеді. Мұнымен қоса аэрация судың коррозиялық активтілігін арттырады.

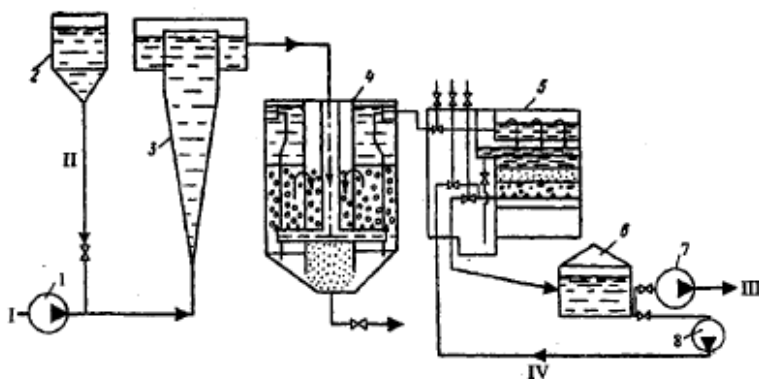
Әктеу кезінде суға әктік сүтін қосады, ол өз кезегінде ерімейтін темір қышқылының гидрат жарылымының қалыптасуына алып келеді.

Ингибирлеу – деп суды ингибиторлы заттармен өңдеуді атайды, ол коррозия процесін бәсеңдетеді. Бағыты бойынша

ингибитор әрекетін көмірсутекті, оттекті және көмірқышқылды коррозияға бөлінеді.

Реагент-бактерецидтерді, сульфатты қалпына келтіру бактерияларының өмір сүргіштігін төмендету үшін қолданады. Аса әсерлі реагенттердің бірі болып – **формалин** саналады.

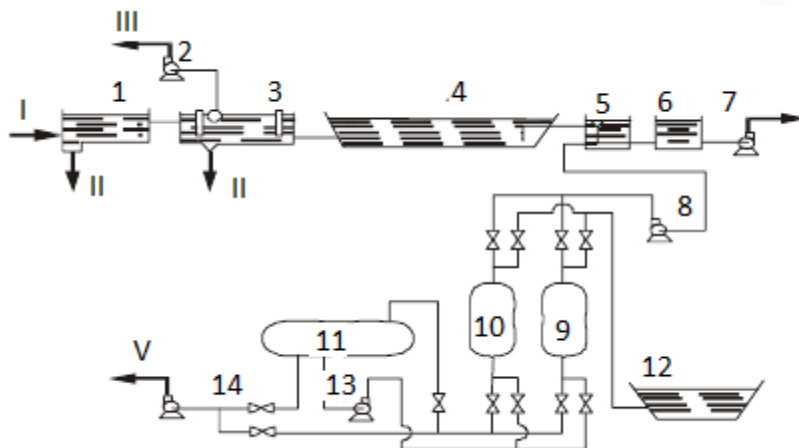
Табиғи суды дайындау қондырғысын типтік сұлбасы 3.27-суретте көрсетілген. Сорғы 1 суды алып оны араластырғышқа 3 жібереді. Жол жөнекей мөлшерленген құрылғы 2 оған коагулянтты енгізеді. Араластырғышта 3 коагулянт сумен араласады, содан соң өңделген су жарықтандырғышқа 4 барып түседі, онда жарғы қалыптасады және ұсталады. Қорытынды суды жарғыдан тазалау фильтрде 5 жүргізіледі, ол жерден өздігінен ағу арқылы резервуарға бағытталады 6. Содан кейін сорап 7 суды шоғырланған сорапты станциясына айдалады (ШСС). Сорап 8 өлшенген бөлшектерден периодты түрде фильтрді 5 өзінен таза су айдау арқылы тазалау үшін қызмет етеді.



3.27-сурет. Табиғи суды дайындаудың принципиялды схемасы: 1,7,8-сорап; 2-мөлшерленген қондырғы; араластырғыш; 5-фильтр; 6-І резервуар-дайындалмаған табиғи сулар; II-коагулянт; III-сорап станциясына арналып дайындалған су; фильтрді тазалауға арналған су

Коррозияны ескерту үшін судың химиялық құрамының орнығуы үшін оған мөлшерленген сорап көмегімен гексаметафосфат натрий реагентін $2-3 \text{ г/м}^3$ мөлшерде қосады. Микро организмдер, бактерияларды жою мақсатымен хлорлау, суды хлормен өңдеуін қолданады.

Кәсіпте дайындалған ағыс суларын **ашық** және **жабық** типтес сұлбасын қолданады. Қабаттық ағыс суын тазалаудың ашық түрінің принципіалды сұлбасы 3.28-суретте көрсетілген.



3.28-сурет. Ағыс суын дайындаудың ашық типтес қондырғысының технологиялық сұлбасы

Техникалық су құм ұстағышқа бағытталады 1, сонда үлкен механикалық қоспалар тұнады. Құм ұстағыштан ағынды су өз бетімен ағу арқылы мұнай қақпаға түседі 3, ол судан механикалық қоспалар II мен негізгі мұнай массасын бөлуге арналған. Оның жұмыс істеу принципі ағыс суының кіші жылдамдықта қозғалуы кезінде гравитациялық бөлінуіне жүгінеді ($0,03 \text{ м/с}$ кем емес), диаметрі $0,05 \text{ мм}$ -н кем емес мұнай тамшысының қалқып шығуына жеткілікті. Қақпада жиналған мұнайды III мұнай жинағыш құбыр арқылы өткізіп сорғы 2 арқылы мұнай дайындау қондырғысына екінші мәрте өңделу

үшін келіп түседі. Мұнай қақпадан кейін ағыс сулары мұнайдан және механикалық қоспадан тазалануға дейін қалдық жиналатын орынға 4 келіп түседі, тұру ұзақтығы бірнеше сағаттан екі тәулікке дейін созылуы мүмкін. Өлшенген қатты бөлшектердің тұнуы немесе ағыс суын нейтрализациялау процесін тездету үшін қалдық жиналатын орынға алдында суға химиялық заттарды қосады: әктас, күкірт қышқылды алюминий, аммиак және т.б. қалдық жинайтын орыннан кейін ағыс судағы мұнай құрамы 30-40 мг/л құрайды, ал механикалық қоспалар 20–30 мг/л құрайды. Ағыс суын мұндай дайындау тереңдігі оны жұтылу қабатына айдауға жеткілікті, бұл жағдайда су 5 және 6 камералар арқылы сорғы 7 қабылдауына түседі, оның жұту ұңғысына айдалуын іске асырады.

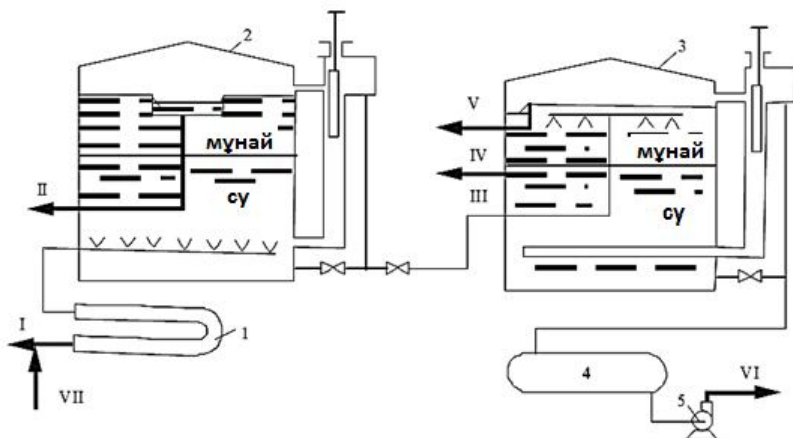
Айдау ұңғымаға судың айдалуы – оның терең тазалануын талап етеді. Бұл жағдайда ағыс су камерадан 6 сорғы 8 арқылы жұмыс істеп тұрған 9 және 10 филтрге жіберіледі. Филтрлеуші материал ретінде кварцты құмды қолданады (фракциясы 0,5–1,5 мм), антрацитті қоқым, керамзитті құм, графит және т.б. филтрден тазаланған су ыдысқа 11 түседі, ол жерден сорғының үлкен қысымымен 14 үрейлендіргіш ұңғымаға айдалады.

Филтрге түсетін судың құрамында мұнай 40 мг/л және механикалық қоспа 50 мг/л көп емес болу керек.

Мұнай және механикалық қоспаның қалдықтық сақталымы 2–10 мг/л құрайды.

12-16 сағат жұмыстан кейін филтр бұлғанады және ағым басқа филтрге ауысады, ал былғанған филтрді жууға жібереді. Филтрді шаю таза сумен іске асырылады, ыдыс 11 сорғы 13 арқылы алынып филтр арқылы қайта бағытта айдалады. Шайылудың ұзақтығы 15–18 минут. Шайылған балшықпен бірге су тұнба жинағышқа 12 түседі.

Ағыс суын дайындау қондырғысының жабық түрі судың ауа оттегімен әрекеттесуін шектеп жаңа қышқылды реакцияның болуын тоқтатады. Жабық типтес қондырғының әрекет ету принципі бойынша қалдықты, филтрлі, флотационды және электрфлотационды болып бөлінеді.



3.29-сурет. Тұндырғыш тәрізді ағынды суларды дайындаудың жабық түрлі қондырғының технологиялық сұлбасы

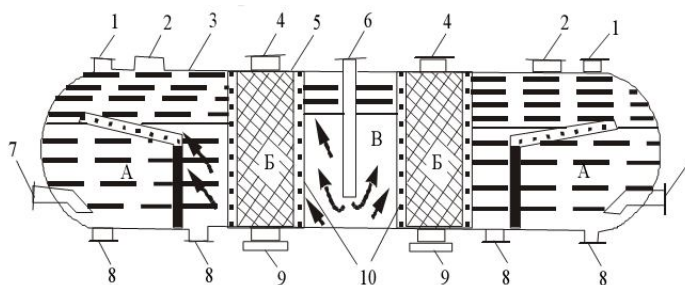
Өндірістен келетін ағынды суларды дайындаудың жабық түрлі қондырғыдағы су мұнай эмульсиясы I (3.29-сурет) ыстық қабат суымен VII араласады. Ол су тұндырғыштардан немесе қыздырғыш деэмульгатор мұнай дайындау және реагент деэмульгаторға ие қондырғысынан, тамшы жасағыштан 1 өтіп және сұйықтықты гидрофильді фильтрі 2 бар резервуар тұндырғышқа барады. Оның ішінде алдын ала судың жиналуы болады.

Сұйықтықты гидрофильді фильтрімен резервуар-тұндырғыш тік типті резервуар негізінде жасалған және мұнай қабатының астындағы судың керек қабатын ұстап тұруын камтамасыз ететін сифонды құрылғысына ие. Ыстық сумен реагент деэмульгатормен араласу және тұнба жасағыштағы турбулентті араласу нәтижесінде кері түрін тура түрге өзгерткен су мұнай эмульсиясы су қабатының астына бөлгіш арқылы резервуар – тұндырғышқа 2 барады.

Сұйықты гидрофильді фильтр (су қабаты) арқылы көтеріліп, мұнай тамшылары эмульсиялы судан босайды. Сонымен, мұнайдың алдын ала сусыздануы болады және алдын ала сусызданған мұнай резервуар-тұндырғыштың 2 жоғарғы

жағынан шығарылады. Бұл сатыдағы бөлінген ағынды су III гидрофобты сұйықты фильтрі бар резервуар-тұндырғышқа 3 ағады. Бұл резервуар-тұндырғышта тік типті резервуар негізінде жасалған және мұнай қабатының астындағы судың керек қабатын ұстап тұруын қамтамасыз ететін сифонды құрылғысына ие.

Су перфорацияланған сәулелі бөлгіш арқылы мұнай қабатына (сұйықты гидрофобты фильтр) енеді де, астына түсіп, мұнай тамшыларынан босайды. Ауланған мұнай V (қақпақшалы мұнай) камерада жиналады, резервуар-тұндырғыштың жоғары жағынан шығады және мұнай дайындау қондырғысына қарай барады. Мұнай су бөлімінің шегінде бұзылмайтын эмульсия қабаты пайда болуы мүмкін IV. Ол уақыт ішінде қондырғыдан шығарылады және қайта оған барады. Мұнай қабатынан өткен және тамшылы мұнайдың негізгі бөлігінен босап шыққан су, су қабатында да тұнады. Бұл операциялардың қабатты суды тамшылы мұнайдан айтарлықтай терең тазартуды жасайды, және тазартылған су VI, 4 ыдысынан өтіп, сораппен 5 айдаушы немесе сіңіруші ұнғыларға айдалады. Фильтрация принципіне жабық типті ағынды суларды дайындау қондырғысының негізгі аппараты «БашНИПИнефть» институтымен жасалған ФЖ-2973 типті коалесцирлейтін фильтр-тұндырғыш болып табылады.



3.30-сурет. ФЖ-2973 типті коалесцирлейтін фильтр-тұндырғыш

Ағынды су алдын ала көлденең тұнғышта тұнады, ал кейін корпусың ортаңғы бөлігінде 3 орналасқан енгізу түтікше 6 арқылы фильтр-тұндырғыштың В, қабылдағыш бөліміне енеді.

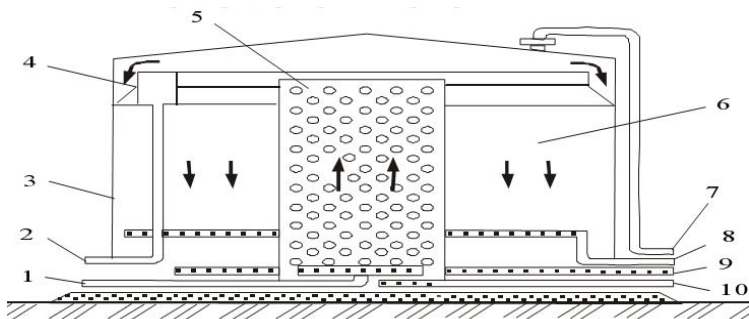
Қабылдағыш бөлігінен ағынды су перфорирленген жапқыштар 10 арқылы фильтрлеуші бөлімшелерге Б енеді.

Фильтрлеуші бөлімшелер коалесцирлеуші фильтрмен толтырылған, ол үшін гранулдар өлшемдері 4–5 мм болатын гранулирленген полиэтилен қолданады. Полиэтилен гидрофобты қасиетіне ие: мұнай оны ылғалдандырады, ал су ылғалдандырмайды. Сол себепті мұнай тамшылары гранул бетінде қалып, қосылады (коалесцирленеді) және фильтрлеуші бөліктерден Б тұндырушы бөліктерге А іріленген түрде шығады. Сол себепті тұндырушы бөліктерде судың және мұнай тамшыларының тез қабаттануы жүреді де мұнай шығарушы түтікшелер 1 арқылы мұнай жоғарыдан шығады, ал тазартылған су – түтікшелер арқылы 7. Тұндырушы бөліктерде тұнатын механикалық қоспалар түтікшелер 8 арқылы шығарылады. Тұндырушы бөліктер люктар – лазаларымен 2 қамтамасыз етілген. Гранулирленген полиэтиленнің фильтрлеуші бөлікке жүктелу мен босатылуы 4 және 9 люктары арқылы жүргізіледі. Гранулирленген полиэтиленнің ластануы кезінде оны тазартылған суға 30 минут ішінде 10-15% керосин дисперсиясы беруімен жуады.

Коалесцирлейтін ФЖ-2973 типті фильтр-тұндырғыштың техникалық сипаттамасы:

Өткізу қабілеті, м ³ / тәул	1500-6300
Жұмыс қысымы, МПа	0,3
Келетін судағы мөлшері, мг/л:	
Мұнай	500-2000
Механикалық қоспалар	50-70
Тазартылған судағы мөлшері , мг/л:	
Мұнай	30-50
Механикалық қоспалар	20-40
Көлем, м ³	100
Салмақ, кг	30000

Флотация принципіне негізделген ағынды суларды дайындауы резервуар-флотаторында жүзеге асырылады (3.31-сурет).



3.31-сурет. Резервуар-флотаторы

Флотация — бұл өте кішкентай дисперсті бөлшектердің сұйықтағы қалқып шығатын газ көпіршіктерінің көмегімен сұйықтан шығу үрдісі. Резервуар-флотаторында газ көпіршіктері еріген газдың газға қаныққан арынды судан бұл аймаққа енген кезде қысымның төмендеуі нәтижесінде және бөлінуі нәтижесінде флотациялы аймақта пайда болады. Судың газбен қанығу қысымы 0,3-0,6 МПа; судан бөлінген газдың мөлшері 25 л/м³. Газға қаныққан су енгізу түтікшесі арқылы флотационды аймақтың төменгі бөлігіне перфорирлеген бөлгіш көмегімен енгізіледі.

Су флотациялы аймаққа сол аймақта судың 20 мин шамасында болу ұзақтығын қамтамасыз ететін жылдамдықпен көтеріледі. Газдың түзілетін көпіршіктері жоғары көтерілгенде суда бөлінген дисперсті бөлшектерді кездестіреді. Сумен нашар суланатын дисперсті бөлшектер (мұнай тамшылары) көпіршіктермен ұсталынады және көбік қабатын түзе отырып бет ауданға флотирленеді. Ауланған мұнайды жинау үшін сақиналы қауғаға 4 бірігеді және түтікше 2 арқылы шығарылады. Су флотациялы аймақтан 5 акырын төмен түсетін флотациялы аймақпен резервуар тұғыры 3 арасындағы сақиналы кеңістікте орнатылған тұндыру аймағына 6 ағады.

Сумен жақсы суланатын дисперсті бөлшектер фильтрациялық зонада және газ көпіршіктермен ұсталмайды, ал ауырлық күшінің әсерінен фильтрациялық және тұну аймақтарына шөгеді, ол жерден шөгінділер сәйкес

перфорацияланған құбыр мен түтікше 9 және 10 арқылы шығарылады. Тазаланған су сақиналы перфорацияланған сақиналы коллектор мен түтікше 8 арқылы шығарылады. Резервуар-флотатор саңылаусыздандырылған, сондықтан судан бөлінетін газ резервуардың жоғары бөлігіндегі түтікше 7 арқылы шығарылады.

Резервуар-флотаторға тазалануға келетін судың құрамындағы коспалардың мөлшері мұнай үшін 300 мг/л, механикалық коспалар 300-ге дейін болады. Резервуар-флотатордан шығатын тазаланған судың құрамындағы қалдық коспалар мұнай үшін 4-30 мг/л, механикалық коспалар 10-30 мг/л құрайды.

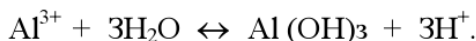
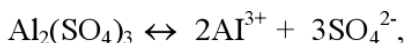
Электрфлотация – электролиз нәтижесінде түзілетін газбен флотациялау үрдісі. Су электролизі кезінде оттегі мен сутегі көпіршіктері түзіледі. Электрфлотациясының газ флотациясына қарағанда артықшылығы – мұнайлы судың жылдам түссізденуіне алып келетін электролиз кезінде $16 \cdot 10^7$ шт/(м²·мин)-қа дейін жететін жұқа дисперленген газ көпіршіктерін алу мүмкіншілігі.

Электрфлотациялық тазалау әдісінде су электрод орнатылған және тұрақты электр тогын өткізетін технологиялық сыйымдылыққа бағытталады. Электролиз кезінде электродтарда мұнайлы судың өңделетін қабатынан жоғары қарай өтетін газ көпіршіктері бөлінеді. Судағы көпіршіктердің қозғалуы кезінде суда өлшенген дисперсті бөлшектермен соқтығысады және оларға жабысып, сүзеді. Осылайша дисперсті бөлшектер қырғыш транспортер көмегімен жойылатын көпіршіктер түрінде ыдыстың жоғарғы бөлігінде жиналады. Тазаланған су аспаптың төменгі бөлігінде орналасқан түтікше арқылы шығарылады. Суларды электрфлотациялық тазалау үрдісіне электродтардың орналасуы үлкен әсер етеді. Электродтардың бірін аспапты түбін толықтай жауып тұратындай етіп оның төменгі бөлігіне орналастыру тиімді.

Бұл электролиз кезінде электродтардан бөлінетін көпіршіктер өңделетін суды толық көлемінде тесіп өтуі және дисперсті бөлшектердің флотациясын қамтамасыз етуі үшін қажет. Екінші электрод дисперсті бөлшектердің флотациясына кедергі жасамайтындай етіп тік жағдайда орналастырады.

Электродтар пластина және тор тәріздес жасалады, араларын реттеуге мүмкіндік беретін қозғалмалы электродтарды қолдануға болады. Флотация және электрфлотация үрдісінің тиімділігін арттыру үшін өңделетін аққаба суларға химиялық реагенттерді қосады, олар дисперсті бөлшектерге әсер ету механизміне байланысты екі топқа жіктеледі: коагулянтты және флокулянтты.

Коагулянттар – суға қосқан кезінде ұсақ дисперсті айтарлықтай ірі бөлшектерге біріктіретін және кейін шөктіретін электролиттер. Мысалы, күкірт қышқылды алюминийлі коагулянт сумен әсерлесу кезінде гидролизге ұшырайды:



Осы кезде түзілетін алюминий гидрототығы шөге отырып, өзімен бірге дисперсті бөлшектерді (мұнай және механикалық қоспа) тартып кететін мақта тәріздес салқын шөгінді болып келеді. Осы үрдіс сілтілі ортада белсенді жүретіндіктен, коагулянтпен қатар аммиакты су немесе әктасты сүтті (әктасты сөндіру кезінде алынатын) қосады. Күкіртті алюминийден басқа коагулянт болып – хлорлы темір, темір купорос және т.б. табылады.

Флокулянттар – бұл жоғары молекулярлы суда еритін полиэлектролиттер. Полиэлектролит молекуласының ұзын тізбегі өздерінің белсенді ортасымен дисперсті бөлшектердің бетінде адсорбцияланады, бұл мақта түзілуге (флотацияға) алып келеді. Коагуляцияға қарағанда флокуляция кезінде дисперсті бөлшектер бір-бірімен байланыспайды, олар флокулянттың молекулярлы тізбегінен тұратын көпірмен бөлінеді. Флокулянт ретінде суда еритін полиакриламид полимері қолданылады.

Коагулянттар мен флокулянттардың тиімділіктері оларды ақаба суларды тазалау үрдісі кезінде бірге қолданғанда өседі. Бұл жағдайда флокулянттардың мөлшері коагулянттарға қарағанда он немесе жүз есе аз болады.

3.8. Газдың өндірісті дайындауы

Мұнай қойнауынан немесе мұнаймен бірге алынатын мұнайлы газ өз құрамында әртүрлі қатты бөлшектерге (күм), ауыр көмірсутекті конденсатқа, су буларына, сұйық күйдегі суға, көмірқышқылға (CO_2), күкіртсутекке (H_2S), азотқа (N_2) және гелийге (He) ие бола алады.

Газдағы қатты бөлшектердің болуы құбырлардың, арматураның және сорапты құрылғылардың күйреуіне, бақылағыш өлшегіш құрылғылардың кірленуіне әкеліп соғады.

Мұнай кен орындарындағы серіктес газдың және газконденсатты кен орындарының газ құрамында ауыр көмірсутектер бола алады, тіпті C_{25} дейін, олар қалыпты жағдайда сұйық күйде болады. Бұл сұйық көмірсутектер әртүрлі өнімдерді алу үшін құнды шикізат болып табылады. Сол себепті газдан әртүрлі әдістермен көбірек сұйық көмірсутектерді шығаруға тырысады. Оған қоса, ауыр көмірсутектердің конденсатын газ құбырларының төменгі нүктелерінде тұнады, соның нәтижесінде оның өту қимасы азаяды.

Газдағы су буларының болуы құбыр өткізгіштерінің және құрылғылардың коррозиясына әкеледі, сонымен қатар құбыр өткізгіштерде гидраттардың – құбыр қимасын толығымен жаба алатын қар тәрізді зат, пайда болуына әкеледі.

Күкіртсутек зиянды қоспа болып табылады. 1л ауадағы жұмыс алаңында оның мөлшері 0,01 көп болған жағдайда ол улы болып саналады. Ал ылғалдылық болған кезде күкіртсутек күкіртті қоспаны және күкірт қышқылын туғыза алады. Олар құбырлардың, арматураның және құрылғылардың тез коррозиясына әкеліп соғады.

Көмірқышқыл газ – газдың жану жылулығын азайтуымен зиянды және құрылғылардың коррозиясына әкеледі. Сондықтан оны кәсіпте бөлген дұрыс болады.

Газды механикалық қоспалардан, ауыр көмірсутектерден, су буларынан, күкіртсутектен және көмірқышқыл газдан тазарту газды кәсіптік дайындаудың міндеті болып табылады. Мұнай газының тасымалдауға дайындау тереңдігі конденсат және

гидраттың пайда болу үрдістерімен, сонымен қатар коррозия белсенді қоспалардың болуымен анықталады.

3.8.1. Газды механикалық қоспалардан тазалау

Табиғи газды механикалық қоспалардан тазалау үшін екі түрлі аппараттар қолданылады:

- «ылғалды» шаңды аулау жұмыс принципі бойынша майлы шаң аулағыштар;
- «құрғақ» шаң бөліну жұмыс принципі циклондік шаң аулағыштар;

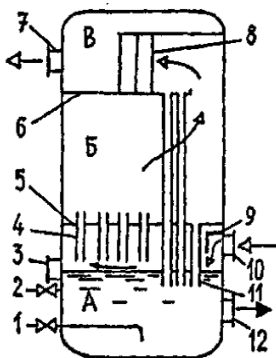
3.32-суретте цилиндрлік ыдыстың сфералық түбімен **тік майлы шаң аулағыштың** құрылымы көрсетілген. Шаң аулағыш үш бөлімшеден тұрады: жуғыш А (астыңғы түбінен жапқышқа дейін 5), оның ішінде майдың тұрақты деңгейі болады; тұндырғыш Б (5 жапқыштан 6 жапқышқа дейін), оның ішінде газ майдың ірі бөлшектерінен босайды. Шаң аулағыш келесідей жұмыс істейді: тазартылатын газ аппаратқа түтікше 10 арқылы кіреді. Қалпаққа 9 аға отырып, ол өзінің жүру бағытын өзгертеді. Механикалық қоспалардың, шаңның және сұйықтың үлкен қоспалары инерциямен көлденең қозғалысын жалғастыра береді. Қалпаққа соғылу кезінде олардың жылдамдығы баяулайды және ауырлық күші әсерінен олар майға шығады. Кейін газ байланыстыру 4-түтікшелеріне бағытталады, олардың астыңғы жағы майдан 20...50 мм жоғары орналасқан.

Осы кезде газ өзімен бірге майды байланысу түтікшелеріне алып кетеді, онда ол шаңның өлшенген бөлшектерін қамтиды.

Тұндыру бөлімшесінде газ жылдамдығы күрт төмендейді.

Осы кезде түзілетін шаңның және сұйықтың ірі бөлшектері дренаждау түтікшелері 11 арқылы астына қарай ағады. Тұндыру бөлімшесінен ең жеңіл бөлшектері газ ағынымен жоғарғы **скрубберлі бөлімшеге В** алынып кетеді. Оның негізгі элементі – скруббер, ол шахматты түрде орналасқан бірнеше жапқыш қатарларынан тұрады 8. Жапқыштар лабиринтінен өтіп, газ қозғалу бағытын көп рет өзгертеді, ал май бөлшектері инерциямен жапқыштарға соғылады да, алдымен скруббердің

түп жағына ағады, ал кейін дренаждау түтікшелері арқылы шаң аулағыштың 11 астыңғы бөлігіне барады. Тазартылған газ аппараттан газ шығару түтікшеден 7 шығады.



3.32-сурет. Тік майлы шаң аулағыш:

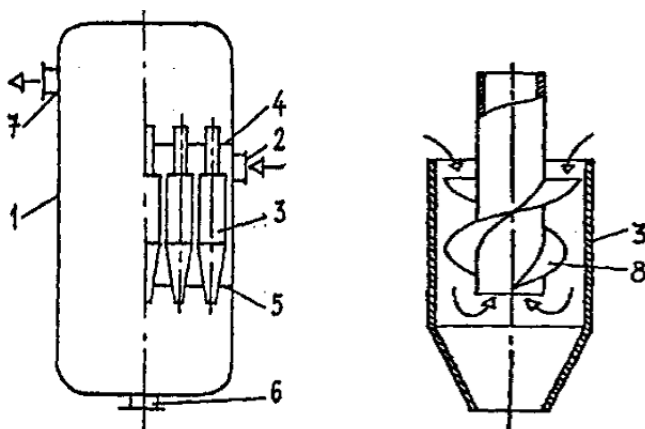
1- ластанған майды шығару түтікшесі; 2- жаңа майды құю түтікшесі; 3- деңгей көрсеткіш; 4- байланысу түтікшелері; 5, 6- жапқыштар; 7- газды шығару түтікше; 8- скруббер; 9- қалпақ; 10- газды енгізу түтікшесі; 11- дренаждау түтікшелері; 12-шламды жою люгі

Шаң аулағыштың түбіне тұнған шлам уақыт ішінде (2–3 айда бір рет) 12 люк арқылы жойылады. Ластанған май 1 түтікшесі арқылы тұндырғышқа құяды. Ластанған майдың орнына шаң аулағышқа 2 түтікшесі арқылы май құйылады. Май деңгейін бақылау деңгейді көрсеткіш шкала 3 бойынша жүргізіледі.

«Білғалдымен» қатар газды қатты және сұйық қоспаларды тазарту үшін «кұрғақ» шаң аулағыштар да қолданылады. Ең көп таралғаны – циклонды шаң аулағыш.

Циклонды шаң аулағыштың жұмыс істеу түсіндірмесі 3.33-суретте келтірілген. Газ аппаратқа түтікше 2 арқылы кіріп, циклон батареясына 3 түседі. Ортадан тепкіш күші әсерінен қатты және сұйық бөлшектер шеткі аймаққа лақтырылып, қабырғаларынан тежеліп, аппараттың төменгі бөлігіне түседі,

бұл жерден түтікше 6 арқылы шығарылады. Тазартылған газ қозғалыстың бағытын өзгерте отырып, аппараттағы жоғарғы бөлігіне түседі, ол жерден түтікше 7 арқылы шығарылады. Тауарлық газда механикалық қоспалардың мөлшері $0,05 \text{ мг/м}^3$ аспау керек.



3.33-сурет. Циклонды шаң аулағыш:

1-тұрық; 2-газды кіргізуге арналған түтікше; 3-циклон; жаяқшыштар;
4-шлакты жоюға арналған түтікше; 6-газды шығаруға арналған
түтікше; 7-винттік қанатшалар

3.8.2. Газды кептіру

Мұнай газы құрамында су буы болады, оның мөлшерін номограмма бойынша анықтауға болады (3.34-сурет). Олар газды сулы будың қанығу қысымына тең қысымға дейін қанықтыруы мүмкін. Берілген температурадағы су буының болу шегі **тамшы нүктесі** деп аталады. Егер су буының мөлшері бұл нүктеден жоғары болса, су буы конденсациялана бастайды, яғни оның сұйық күйге өтуі байқалады.

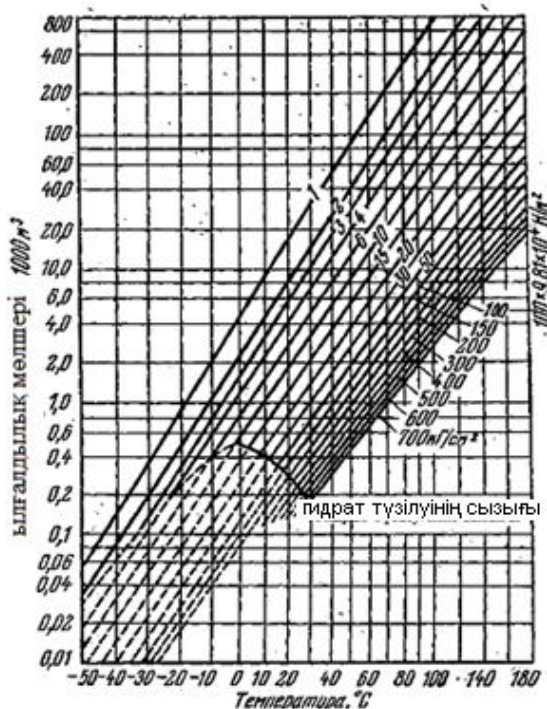
Газдың ылғалдылығы **абсолютті және салыстырмалы** болып қарастырылады. Абсолюттік ылғалдылық – деп су буының массалық санын айтады, қалыпты жағдайда 1 м^3

газдағы мөлшері. Газдағы су буының массалық саны г/м^3 көрсетіледі немесе газдың $\text{кг} / 1000 \text{ м}^3$.

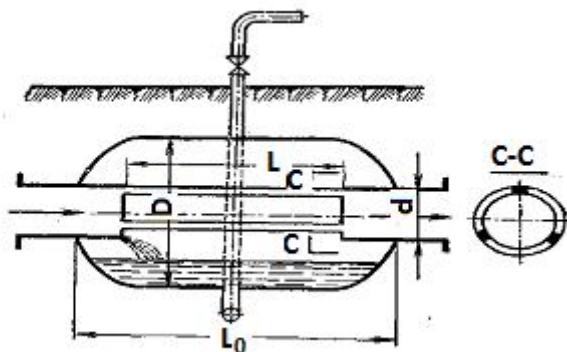
Салыстырмалы ылғалдылық – деп газдағы су буының нақты мөлшерінің берілген қысым мен температурада оның максимальды болу мөлшеріне қатынасы болып табылады. Газдың салыстырмалы ылғалдылығы (φ) газдағы су буының ($p_{a/g}$) парциналды қысымның мына температурадағы қаныққан су буының қысымына ($P_{в.п}$) қатынасы арқылы анықталады:

$$\varphi = [p_{a/g} / P_{в.п}] \cdot 100\%, \quad (3.39)$$

Қаныққан су буы үшін $\varphi = p_{a/g} / P_{п.в} = 1$ болады.



3.34-сурет. Газдағы су буының мөлшерін анықтайтын номограмма



3.35- сурет. Ағынды бөлетін камера

Ылғалды газдың құрамында су буының максимальды мөлшері берілген температурада болған кезде ол қаныққан деп аталады.

Газ желілері арқылы мұнай газының қозғалысы кезінде температура мен қысымның төмендеуі нәтижесінде көмірсутегі мен су конденсаты түзіледі, олар газ құбырларының деңгейі төмен жерлерінде осы құбырлардың өнімділігін төмендететін сұйықтықты тығындар пайда болады.

Бұдан басқа, белгілі бір термодинамикалық шарттарда сумен байланысқанда газдар гидрат түзуі мүмкін. Соңғысы, құбыр қабырғаларында жабысып, газ құбырының қимасын және өнімділігін төмендетеді.

4. ҰҢҒЫ ӨНІМІН ЕСЕПТЕУ. ҰҢҒЫ ӨНІМІН ЕСЕПТЕУГЕ АРНАЛҒАН ҚОНДЫРҒЫЛАР. МҰНАЙДАҒЫ СУДЫҢ, МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАНЫҢ ЖӘНЕ ТҮЗДАРДЫҢ ҚҰРАМЫН АНЫҚТАУ

Кен орнын игеру барысында өндіру ұңғыларының жұмысы мұнай, газ және судың шығымымен; бірқалыпты (немесе бүлкілдеу режимінде) өнім берумен; мұнайдың сулану қарқынымен және жеке ұңғылар бойынша газ факторының ұлғаюымен сипатталады.

Осылайша, жеке ұңғылар бойынша мұнай, газ және судың мөлшерін өлшеудің – ұңғы өнімін жинау және дайындау техникасы мен технологиясы үшін де, сондай-ақ кен орнын игеру үрдісін (процесін) бақылау және реттеуді талдау үшін де маңызы өте зор. Ұңғылар өнімін өлшеу барысында ұңғы шығымын өлшеумен қатар әрбір ұңғы бойынша газ факторының өзгеруіне, мұнайдың сулану қарқынын өлшеуге және талдауға ерекше көңіл аударылуы керек. Әртүрлі кен орындарында ұңғы өнімін әртүрлі өлшейді. Мұнай мен судың шығымын өлшеудің анағұрлым дәл және қарапайым әдістері – көлемдік және массалық тәсілдер болып табылады.

Көлемдік тәсіл – бірфазалық сұйық жағдайында қанағаттанарлық нәтиже береді, ал массалық тәсіл – мұнай-газ қоспаларын өндіру барысында шығымды дәлірек есептейді, өйткені газ массасы аз болғандықтан өлшеу дәлдігіне елеулі әсер етпейді.

Ескі кен орындарында мұнайды жинаудың өздігінен ағатын жүйесінде ұңғы өнімін операторлар өлшеу тарапында немесе ашық цилиндрлі өлшегіштерде бөліктерге бөлінген рейка арқылы немесе су өлшегіш әйнектің көмегімен өлшейді.

Газ мөлшері жүйесіз өлшенеді, өнімнің сулану пайызы ұңғы өнімінен алынатын сынаманы талдау арқылы анықталады және ол мезгілдік сипатқа ие болады, бұл жалпы кен орны және жеке ұңғылар бойынша да сулану қарқындылығының қандай деңгейде екені туралы нақты мәлімет бере алмайды.

Нақты жағдайларға байланысты мұнай және газды жинау жүйесінде ұңғы өнімдерін өлшеу үшін әртүрлі автоматтандырылған қондырғылар қолданылады:

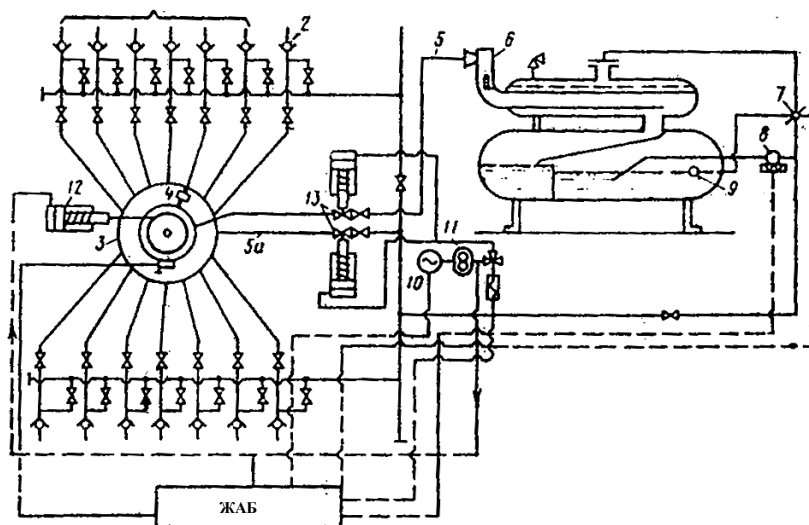
- ТӨҚ – топтық өлшеу қондырғылары;
- АТҚ – автоматтандырылған топтық қондырғылары;
- АТӨҚ – автоматтандырылған топтық өлшеу қондырғылары;
- «Спутник» түріндегі блокты автоматтандырылған өлшеу қондырғылары.

Қазіргі уақытта мұнай кен орындарында ұңғы өнімдерін өлшеуге арналған автоматты құрылғылары: А-Спутнигі, Б-Спутнигі және В-Спутнигі кеңінен қолданылады. Олардың жұмыс принципі бірдей. Қондырғылар бір-бірінен келесі көрсеткіштері бойынша ерекшеленеді: жұмыс қысымымен, қосылатын ұңғы санымен, ұңғылардың максимальды өлшенетін шығымымен, өлшенетін параметрлер санымен, қолданылатын жабдықтар мен аспаптардың жинақтылығымен.

А-Спутнигі (4.1-сурет) – бұл өлшеу қондырғысы, ұңғыларды өлшеуге автоматты түрде қосуға, сондай-ақ Спутникке қосылған ұңғылар шығымын автоматты өлшеу үшін, сұйықты беру шамасына қарай ұңғы жұмысын қадағалауға (бақылауға) және апаттық жағдай кезінде ұңғыны автоматты түрде ажыратуға арналған.

А – Спутнигі екі блоктан тұрады: өлшеу – қосқышынан және жергілікті автоматика блогынан (ЖАБ). Бұларда, ұңғының өлшенген шығымы автоматты түрде тіркеліп және ұңғылар өлшеуге қосылады. А – Спутнигі берілген қатаң уақыт аралығында, ұңғыларды өлшеуге кезек-кезегімен қосылуын қамтамасыз етуге берілген бағдарлама бойынша жұмыс жасайды. Ұңғыларды өлшеу ұзақтығын жергілікті автоматика блогында (ЖАБ) орнатылған уақыт релесінің көмегімен анықтайды.

А – Спутнигінің кемшілігі – бұл гидроциклонды айырғышта мұнайдан газдың нашар бөлінуіне байланысты, есептегішке сұйықтармен бірге газ көбіктері де түседі, осының әсерінен турбинді есептегіштен өтетін мұнайдың шығынын өлшеу дәлдігі жоғары болмайды.

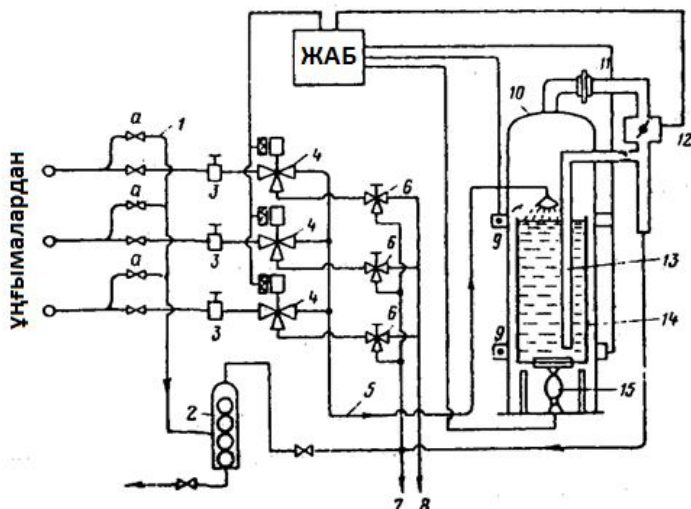


4.1-сурет. А-Спутнигінің жалпы сұлбасы:

- 1- ұңғыдан өнімді лақтыру (шығару) желісі; 2- кері клапаны;
3- көпжүрісті ұңғыларды қосқыш; 4- ұңғының роторлық
қосқышының (ауыстырғышының) жылжымалы қареткасы (қорабы);
5- бір ұңғыға арналған өлшегіш келте құбыр; 5а- жинау коллекторы
(құбыры);
6- гидроциклонды айырғыш; 7- тосқауыл жапқыш (яғни, заслонка);
8- турбиналы есептегіш; 9- қалқымалы деңгей реттегіш;
10- электрқозғалтқыш; 11- гидрозетек; 12- күш цилиндрі;
13- ажыратқыштар (отсекателдер)

В – Спутнигі (4.2-сурет) бұл А – Спутнигі сияқты ұңғыларды берілген бағдарлама бойынша өлшеуге автоматты түрде қосуға және еркін газдың шығымын автоматты өлшеуге арналған.

Сұйықтар шығымы жоғарғы және төменгі деңгейден –9 мәлімет беретін гамма-датчиктер арасындағы көлемге жинақталған сұйықтардың массасын өлшеу және сұйықтардың осы көлемді толтыру уақытын тіркеу жолымен анықталады. Таза мұнайдың шығымы берілген көлемдегі сұйықтар массасын таза судың массасымен салыстыру арқылы анықталады.



4.2-сурет. В-Спутнигінің жалпы сұлбасы:

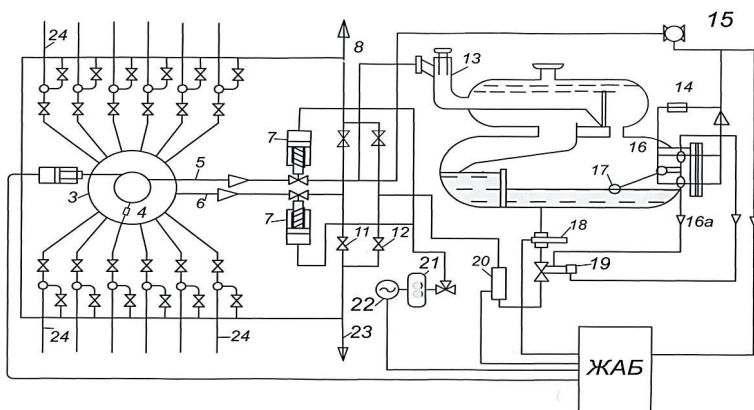
- 1-тарату батареясы; 2-резиналы шарларға арналған сыйымдылық;
3-штуцерлер; 4-үш жүрісті клапандар; 5-жеке ұңғылардың өнімін
өлшеу үшін бағыттайтын құбыр (линия); 6-үш жүрісті кран;
7-суланған мұнайдың коллекторы; 8-сусыз мұнайдың коллекторы;
9-деңгейді реттейтін гамма-датчик; 10-айырғыш; 11-диафрагма;
12-тосқауыл жапқыш (заслонка); 13-сифон; 14- тариrlenген
сыйымдылық; 15-тариrlenген сериппе

В – Спутнигінің көмегімен сұйықтардың шығымын өлшеу барысында мұнай мен судың тығыздықтарын тұрақты деп есептейміз. Өлшеу нәтижелері сыйымдылықтың т/тәуліктегі толу уақытын ескере отырып, қайта есептеледі және жергілікті автоматика блогында (ЖАБ-БМА) тіркеледі.

Ұңғылардың шығару желілерінде парафин жиналған жағдайда, оларды тазалау үшін ұңғы сағасынан бастап резиналы шарларға арналған сыйымдылыққа –2 дейін мұнай ағынымен ығыстырылатын резиналы шарларды қолдану қарастырылған.

В – Спутнигінің кемшілігі мынада, яғни парафинді мұнайларды өлшеу кезінде тарирлі сыйымдылыққа жиналған парафиндер оның анықтау дәлдігін едәуір төмендетуі мүмкін.

Б-40 – Спутнигі (4.3-сурет) бұл, жоғарыда айтылған қондырғылар сияқты ұңғыларды берілген бағдарлама бойынша өлшеуге автоматты түрде қосуға және ұңғылар шығымын автоматты өлшеуге арналған.



4.3-сурет. Б-40 - Спутнигінің жалпы сұлбасы:

- 1-кері клапандар; 2-ысырмалар; 3-көпжүрісті ұңғыларды қосқыш (ауыстырғыш); 4-ұңғының роторлық қосқышының (ауыстырғышының) жылжымалы кареткасы (қорабы); 5- бір ұңғыға арналған өлшегіш келте құбыр; 6-жинау коллекторы (құбыры); 7- ажыратқыштар (отсекателдер); 8-суланған мұнай коллекторы; 9, 12-жабық ысырмалар; 10, 11-ашық ысырмалар; 13- гидроциклонды айырғыш; 14- қысым құлауын реттегіш; 15- газ шығынын өлшегіш; 16, 16a-золотниктер; 17-қалытқы; 18-сұйық шығынын өлшегіш; 19- поршеньді клапан; 20-ылғал өлшегіш; 21-гидрожетек; 22-электрқозғалтқыш; 23-сусыз мұнай коллекторы; 24-ұңғыдан өнімді лақтыру (шығару) желісі

Б-40 – Спутнигі А-Спутнигімен салыстырғанда анағұрлым жетілдірілген, себебі онда мұнай ағынындағы судың пайыздық мөлшерін үздіксіз анықтап отыратын мұнайдың автоматты ылғал өлшеуіші орнатылған, сондай-ақ гидроциклонды айырғыштағы мұнайдан бөлінетін еркін газдың мөлшері

турбиналы шығын өлшегіш көмегімен автоматты өлшенеді. Сұйықтың турбиналы шығын өлшегіші (ТОР) гидроциклонды айырғыштың технологиялық сыйымдылығындағы сұйық деңгейінен төмен орнатылған.

Б-40 – Спутнигінің көмегімен суланған және суланбаған ұңғылардың шығымдарын жеке өлшеуге болады.

Өлшеуге қойылған кез келген ұңғының сұйығы, ұңғының роторлық қосқышы (ауыстырғышы) – 4 арқылы гидроциклонды айырғышқа –13 бағытталады. Газдың айырғыштан шығарында қысым құлауын реттеуіш –14 орнатылған, ол газ шығынын өлшегіш –15 пен айырғыш арасындағы тұрақты қысым құлауын (өзгерісін) ұстап тұрады. Қысымның тұрақты құлауы золотниктер –16 және 16 а арқылы поршеньді клапанға –19 беріледі.

Мұнайдағы су мөлшерін анықтауда, мұнай мен судың диэлектрлік қасиеттерінен су-мұнай қоспасының диэлектрлік өткізгіштігінің тәуелділігіне негізделген мұнайдың сулануын өлшеудің жанама әдісі көбірек тараған. Бізге белгілі болғандай, сусыз мұнай диэлектрлі болып табылады және оның диэлектрлік өткізгіштігі $\varepsilon=2,1 \div 2,5$, ал бұл көрсеткіш (яғни, диэлектрлік өткізгіштік – ε) минералданған қабат суларында 80-ге дейін жетеді.

Қазіргі кезде қолданылатын ылғал өлшегіштер – талданатын сумұнайлы ортаға батырылған, екі электродтан құралған конденсатор сыйымдылығын өлшеу негізінде жұмыс жасайды. Мұнайдағы немесе мұнай эмульсияларындағы су мөлшерін анықтау үшін кен орындарында Дина-Старк аппараты кеңінен қолданылады.

5. КӘСІПШІЛІК ҚҰБЫРЛАРЫ, ОЛАРДЫҢ ЖІКТЕЛУІ

Ұңғы өнімдерін жинау және дайындаудың барлық элементтері бір-бірімен құбырлар арқылы байланысады. Мұнай кен орындарында көптеген әртүрлі құбырлар кездеседі.

Мұнай кен орындарындағы алаңдарда ұңғы өнімдерін тасымалдайтын құбырларды келесі түрдегідей жіктейді:

- *тағайындалуы бойынша* – мұнай құбырлары, газ құбырлары, мұнай-газ-су құбырлары және су құбырлары;

- *арыны бойынша* – арынды және арынсыз;

- *жұмыс қысымы бойынша* – жоғарғы (6,4 МПа және одан жоғары), орташа (1,6 МПа) және төменгі (0,6 МПа) қысымды;

- *төселу тәсілі бойынша* – жерасты, жерүсті және су асты;

- *атқаратын функциясы бойынша* – ұңғы сағасынан топтық өлшеу қондырғысына дейінгі лақтыру желісі (ішкі кәсіпшілік құбырлары); кен орындарынан ұңғы өнімдерін жинау және орталық жинау пунктіне (ОЖП) немесе газ өңдеу зауытына (ГӨЗ) тасымалдауға арналған кәсіпшілік аралық құбырлар; магистральды – тауарлы өнімді тұтынушыға беруге арналған ұзынынан созылған мұнай және газ құбырлары;

- *айдалатын өнімнің құрамы бойынша* – мұнай, газ, мұнай-газ және су коллекторлары; тауарлық мұнай құбырлары.

- *жұмыстың гидравликалық сұлбасы бойынша* – тармақталмаған қарапайым құбырлар, тармақталған күрделі құбырлар (оларға тұйықталған сақиналы құбырлар жатады).

Қабат қысымын ұстау үшін суды айдау ұңғыларына тасымалдауға арналған құбырлар былай бөлінеді:

- магистральды су құбырлары – қысымды көтеретін сорапты станциялардан;

- жеткізетін су құбырлары – магистральды су құбырынан шоғырлы сорап станциясына (ШСС) дейін;

- тарататын су құбырлары – ШСС-нан айдау ұңғыларына дейін.

Барлық құбырлар сұйыққа толық толтырылған және сұйыққа толық толтырылмаған құбырлар болып бөлінеді. Қимасы сұйыққа толық толған құбырларды арынды деп атайды, ал толық толмаған құбырларды арынды деп те арынсыз деп те атайды. Лақтыру желілері және мұнай жинау коллекторлары әдетте сұйықтармен толық толмайды. Өйткені олардың қимасының бір бөлігі газбен толтырылады.

Ұңғы өнімдері лақтыру желісінен автоматты топтық өлшеу қондырғысына (АТӨҚ) дейін сағадағы және АТӨҚ-дағы қысымдардың айырмашылығы есебінен қозғалады. Ұңғы өнімдеріне байланысты лақтыру желілерінің диаметрлері 75–150 мм аралығында қабылданып және де жерасты арқылы төселеді. Олардың ұзындығы техника – экономикалық есептер арқылы анықталады және қашықтығы 4 км-ге дейін жетеді. АТӨҚ-нан сығымды сорап станциясына (ССС) дейін немесе мұнай дайындау қондырғысына (МДҚ) дейін әдетте диаметрлері 200–500 мм болатын жинау коллекторлары төселеді және қашықтығы 10 км-ге дейін жетеді. Кен орындарында мұнайдан бөлінген газды жинау және дайындау үшін газ құбырлары төселеді.

Мұнай кен орындарындағы жинау жүйелерін гидравликалық есептеу кезінде ұңғы өнімінің құбыр бойымен қозғалысының әртүрлі жағдайларымен кездесеміз. Қабат энергиясының әсерінен өнімді тасымалдау кезінде ұңғының лақтыру желісінде екі фазалы газ-сұйықты қоспаның қозғалысы байқалады, ал сулану кезінде үш фазалы қоспаның қозғалысы болады. Сығымды сорапты станцияларынан соң құбырлар желісі бойынша келесі фазалар қозғалады: мұнай немесе сулы-мұнай эмульсиясы, газ, кей жағдайда су. Сулы-мұнай эмульсиясы көп жағдайда тұтқырлы созылымды сұйықтық болып табылады. Ағынның құрамында қатты бөлшектердің – *механикалық қоспалар, парафиндер және асфальтендердің* болуы өнімнің қозғалысын қиындатады. Мұнайды тасымалдау кезінде пештерді қолдануды немесе қоршаған ортаға жылудың табиғи жоғалуын ескере отырып, процестің изотермиялық емес екенін ескеретін гидравликалық есептерді жүргізуге тура келеді.

Келешекте өндірілетін мұнай мен газға есептелген құбырлар желісінің жобалық өткізгіштік қабілетін, осы құбырлар желісі салынып болған соң, біраз уақыт өткеннен кейін ғана толық пайдаланады. Осылайша, құбырлар желісі бірнеше жыл бойы толық жүктелмей жұмыс жасайды. Техникалық-экономикалық есептеулер нәтижесінде кіші диаметрлі құбырлар желісінің құрылысын мұнай өндірудің ұлғаю шамасына қарай біртіндеп жүзеге асыру тиімді болуы мүмкін. Үлкен диаметрлі бір құбыр желісін екі немесе бірнеше кіші диаметрлі құбырлармен алмастыру сулы және сусыз мұнайды бөлек жинау кезінде дұрыс болуы мүмкін. Коррозия белгілері байқалған кезде сұйықтар мен газдарды бөлек тасымалдайтын құбырларды пайдаланғанымыз жөн, себебі ағын жылдамдығы өскен сайын құбырлардың ішкі бетінің коррозияға ұшырауы азаяды. Қоспаның жылдамдығы баяу (аз) болса, минералды су (яғни, құрамында әртүрлі тұздары бар су) құбырдың төменгі бетімен өзінше жеке ағын ретінде қозғалып, сол төңіректегі коррозияның әрекеттілігін арттыра түседі. Жылдамдық пен турбуленттіліктің (яғни, құйынды ағынның) өсуіне байланысты коррозияның қарқындылығы азаяды, себебі агрессивті орта құбыр қабырғаларынан оқшауланады, ал қабырғалардың өзі мұнаймен үнемі майланып тұрады. Мұнай-газ қоспаларын үлкен диаметрлі құбырлармен, әсіресе жергілікті жер бедері тегіс емес (яғни, ойлы-қырлы) жерлермен тасымалдау кезінде газды тығындар пайда болып, ағыс бірқалыпты болмайды.

Үлкен диаметрлі бір құбырды бірнеше кіші диаметрлі құбырлармен алмастыру мұнайды жинау және тасымалдау жүйесінің сенімділігі мен икемділігін арттырады, себебі апаттық жағдай бола қалған кезде ұңғыны тоқтатпай жөндеу жұмыстарын жүргізуге мүмкіндік береді.

Құбырдың диаметрін және жинақтаушы коллекторлардың санын дұрыс таңдау үшін нақты шарттарды тиянақты қарастырып, техника-экономикалық талдау жүргізу керек.

Мұнай кәсіпшілік коммуникацияларын салу барысында пісірілуі жақсы, шындалған болаттан жасалған құбырлар қолданылады. Бұл құбырларды жіксіз, электр пісірілетін,

спиральды-пісірілетін және тағы басқа конструкциялар түрінде шығарады. Үлкен диаметрлі тігіссіз құбырларды ыстыққа шыңдап, ал кіші диаметрлі құбырларды суыққа шыңдап дайындайды. Үлкен диаметрлі пісіріліп жасалған құбырлардың жігі ұзына бойына немесе спиральды болып түседі, ал кіші диаметрлі құбырлардың жігі тек ұзына бойына түседі.

Мұнай кен орындарын тұрғызу барысында, көп жағдайда сыртқы диаметрі 57–426 мм, ұзындығы 4-тен 12,5м дейінгі мартенді болаттардан жасалған (маркасы ст.10, ст.20, және 4 сп.) ыстыққа шыңдалған жіксіз құбырлар кең қолданыс табуда.

Кен орнының ауданы бойынша төселетін құбырлар желісін салу кезінде келесідей тәртіпті ұстанады: құбырлар желісі өтетін жер пайдаланушымен келісіп, уақытша қарауға алынады. Содан соң жерді тоң қабатынан төмен тереңдікке дейін қазып және құбырларды траншеяға жақындатады, одан кейін құбырларды құбыр төсегіштермен ұстап тұрып, құбырлардың жалғасқан жерлерін колмен (диаметрі 800 мм-ге дейінгі құбырларды) немесе автоматты түрде (диаметрі 800 мм-ден жоғары құбырларды) пісіріп-дәнекерлеп жалғайды. Құбырлардың сыртқы бетін балшық пен қақтан тазартып, битумды жабынмен қаптайды, одан кейін құбырды электркоррозиядан сақтайтын гидроизоляциялық лентамен орайды.

Осы жұмыстарды жүргізіп болған соң пісірілген және оқшауланған (яғни, сыртқы беті қапталған) құбырларды құбыр төсегішпен траншея түбіне түсіреді де, осы траншеяны қазу барысында алынған топырақпен кері көмеді. Көміп болған соң жер бетін грейдермен тегістеп, рекультивация жүргізеді, яғни топырақтың құнарлығын қалпына келтіру жұмыстары атқарылады. Егер жер ауылшаруашылық дақылдарын өсіруге жарамаса, рекультивация жүргізілмейді.

Кейбір жағдайларда құбыр желісінің бір бөлігін немесе толықтай су астымен төсеу қажет болады. Бұл кезде құбырларды коррозиядан сақтау үшін асбоцементті немесе битумды изоляция қолданылады. Ал сулы кедергілерден өту

үшін *дюкер* деп аталатын су арнасының астынан өтетін траншея қазылады.

Құбырларды су астымен төсеу барысында оларға келесі талаптар қойылады:

- құбырлар желісі кем дегенде екі қатарлы (тізбекті) болу керек;
- құбырларды кемелердің якорінен сақтайтын қорғаныс болу керек;
- құбырлар желісінің және пісірілген жерлердің беріктік шарттары сақталуы керек.

Кәсіпшілік құбырлар желісінің күрделі жүйедегі трассасын таңдау кезінде кен орнын игерудің комплексті жобасының мәліметтерін, яғни ұңғылардың орналасу торын, кен орнын (қабат қысымын ұстап тұру арқылы немесе ұстамай-ақ) игеру режимін ескере отырып топографиялық картасын, құбырлар желісінің қажетті трассасын іздеуді, “Спутникті” қондырғыларды және сығымды сорап станцияларының жабдықтарын, мұнайды дайындау қондырғысын, суды дайындау қондырғысын, тауарлық парктерді және газ өңдеу зауыттарын орналастыруға арналған алаңдарды таңдауды негізге алады.

Жергілікті жер бедері (рельефі) тегіс және елді мекендері жоқ жерлерде жекелеген құбырлар желісінің трассасын таңдау қиынға соқпайды, олар ең қысқа жолмен, яғни түзу сызық бойымен, төселеді. Егер кен орнының алып жатқан ауданында елді мекендер, ғимараттар болса немесе жер бедері тегіс болмаса, онда құбырлар желісінің трассасын таңдау және қажетті объектілерді орналастырудың тиімді жолдарын қарастыру керек. Жергілікті жердегі құбырлар желісінің жатқан жерін анықтайтын сызықты – құбырлар желісінің трассасы деп атайды. Картаға немесе жергілікті жердің жоспарына түсірілген бұл сызықты – *трасса жоспары* деп атайды.

Құбырлар желісін жобалау барысында трассаны таңдаудан басқа келесі мәселелер шешімін табады:

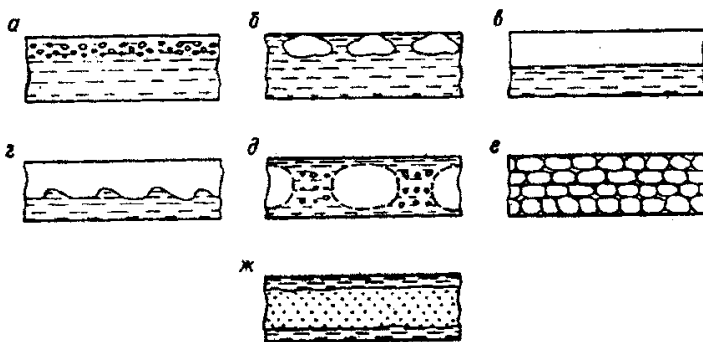
- металға жұмсалатын шығыны, құрылысы мен пайдалануға кететін шығындары ең аз болатын лақтыру желілері мен жинау коллекторларының тиімді ұзындықтарын және диаметрлерін таңдау;

• құбырлар желісінің гидравликалық, жылулық және механикалық есептеулері.

Парафинді мұнайларға арналған жинау жүйесін жобалау кезінде құбырлар желісінің жылулық есептеріне ерекше көңіл бөлу керек, яғни мұнайды қыздыратын пештердің қажетті саны мен қоршаған ортаға жылу шығынын болдырмайтын жылулық оқшаулау қалыңдығын анықтау керек.

5.1. Газды-сұйық қоспаларды, ньютондық емес сұйықтарды тасымалдайтын құбырлар

Мұнай кен орындарында төселген мұнай құбырларының көпшілігінде мұнайға толу қимасы сирек болады, себебі құбыр көлемінің бір бөлігін газ толтырады. Есептеудің қиындығы мынада: газ-сұйық ағынында әртүрлі тығыздық пен тұтқырлық әсерінен фазалардың салыстырмалы қозғалысы, яғни фазалардың сырғанауы орын алады. 5.1-суретте көлденең құбырлардағы газ-сұйық ағынының кейбір құрылымдары көрсетілген.



5.1-сурет. Көлденең құбырлардағы газ-сұйық ағындардың кейбір құрылымдары:

а-құбырдың жоғарғы жағында бөлек газ көпіршіктері бар ағын; б-газ тығындары түзілуінің бастапқы кезіндегі ағын; в-қабатталған ағын; г-толқынды ағын; д-тығынды ағын; е-эмульсиялы (ұялы) ағын; ж-пленкалы ағын

Қазіргі кездегі газ-сұйық қоспасының қозғалысы кезіндегі құбырлар желісін есептеудің көптеген әдістемелері күрделі және барлық жағдайда сенімді нәтиже бермейді.

Қазақстан Республикасында құрамында парафині көп бір қатар кен орындары ашылып, игерілуде. Парафинді мұнайлар құбыр бойымен қозғалғанда гидравликаның белгілі заңдарына бағынбайды. Осы кен орындарының кейбірінің мұнайы құрамындағы парафиннің мөлшері 25%-ға, ал шайыры 55%-ға жетеді. Құбырлармен мұндай мұнайларды тасымалдаудың өзіне тән ерекшелігі бар және көп қиындықтар тудырады.

Ньютондық емес сұйықтардың (бұларға парафинді мұнайларды жатқызамыз) реологиялық қасиеттері туралы негізгі түсінікті қарастырамыз.

Мұнайдың реологиялық қасиеттері – деп мұнайға әсер етуші сыртқы күштердің және осы күштер тудыратын деформация арасындағы өзара байланысты айтуға болады, яғни

тұтқырлықтың μ құбырдағы жылдамдық градиенті $\frac{dw}{dr}$ мен ығысу кернеуіне τ тәуелділігін айтамыз.

Парафинді мұнайларға тән қасиет, бұл мұнай тұтқырлығының өзгерісі қысым құлауына (немесе, ығысу кернеуіне $-\tau$) және құбырдағы жылдамдық градиентіне $\frac{dw}{dr}$ тәуелділігі.

Шеңберлі құбырдағы сұйықтардың қозғалысы кезінде тұтқырлықты үйкеліс жөніндегі Ньютон заңына сәйкес жанама кернеуінің τ теңдеуі мына түрде жазылады:

$$\tau = \frac{F}{S} = -\mu \left(\frac{dw}{dr} \right) \quad (5.1)$$

мұндағы τ – сұйықтың екі қабатшасы (слоиы) арасындағы жанама ығысу кернеуі, Па; S – сұйықтың екі қабатшасы арасындағы беттесу ауданы, м²; μ – динамикалық тұтқырлық коэффициенті, Па·с; r – құбыр өсінен есептегендегі радиус, м.

(5.1) теңдеуіндегі теріс таңба, бұл радиус үлкейген сайын жылдамдықтың баяулайтынын көрсетеді, яғни dw/dr теріс болса, онда ығысу кернеуінің шамасы оң болады.

Ньютон теңдеуін сұйықтың ламинарлық ағыны кезінде қолданған жөн, яғни сұйық, ағынның жәй жылдамдығы кезінде бір-бірімен араласпайтын қабатшалар түрінде ламинарлы қозғалады. (5.1) формуланы мына түрде жазуымызға болады:

$$\mu = \tau / (dw/dr)$$

бұл жағдайда түзу сызық түріндегі тәуелділікті аламыз. (5.2-сурет. 1-қисық) мұнайдың абсолютті тұтқырлығын сипаттайды.

Турбулентті қозғалыс кезінде тұтқырлық коэффициенті – μ өз мәнін жоғалтады және ағын жылдамдығының функциясы болып қалыптасады. Мүмкін тұтқырлық – (μ^*) түсінігін енгіземіз.

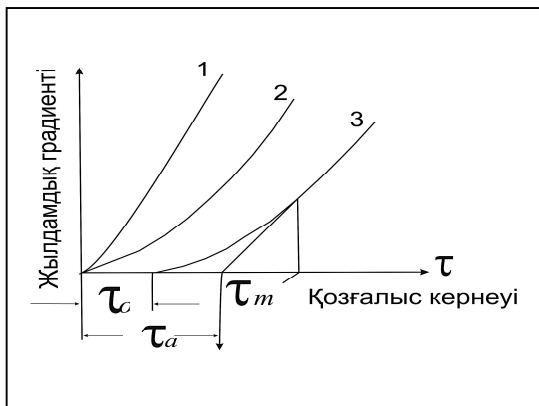
Ығысу кернеуі – τ мен жылдамдықтар градиентіне – dw/dr байланысты, тұтқырлығы түзу сызықтық заңы бойынша ($\mu = const$) өзгертін сұйықтарды *ньютондық* сұйықтар деп атайды.

Тұтқырлығы ығысу кернеуі мен жылдамдықтар градиентіне байланысты өзгертін ($\mu^* \neq const$) сұйықтарды *ньютондық емес* сұйықтар деп атайды. (5.2-сурет. 2–3-қисықтар). 2-қисық, нашар қозғалатын ньютондық емес сұйықтарға тән (мысалы, кату температурасына жақын парафинді мұнай немесе сумұнай эмульсиясы, олардың тұтқырлығы жылдамдықтар градиентіне байланысты). 3-қисық, мұнайдағы парафин кристалдарына негізделген құрылымдық торлары бар жұмсақ (пластикалық) ньютондық емес сұйықтарға (парафинді мұнайларға) тән. Құрылымдық торлардың түзілуіне байланысты бастапқы ығысу кернеуі – τ_0 пайда болады, бұдан төмен мұнай ағынының болуы мүмкін емес. 3-ші қисық үшін үш шекті (критикалық) ығысу кернеуін қарастырамыз:

- 1) τ_0 – аққыштықтың ең төменгі шегі,

2) τ_0 – түзу сызықты участкенің жалғасын қиятын, абсцисса өсіндегі қимаға сәйкесті аққыштық шегі,

3) τ_m – аққыштықтың ең жоғарғы шегі, бұл кезде қисық сызық түзу сызыққа ауысады. Бұл кезде сұйықтағы құрылым кернеуі бұзылады да, ядро (яғни ағынның орталық бөлігі) жоғалады.



5.2- сурет. Ньютондық және ньюто́ндық емес сұйықтар үшін ығысу кернеуінің тәуелділігі:

1–*ньютондық сұйықтар*; 2–*баяу қозғалатын ньюто́ндық емес сұйықтар (қату температурасына жақын парафинді мұнайлар немесе эмульсиялар)*; 3–*кристалды құрылымдық торлары бар жұмсақ (пластикалық) ньюто́ндық емес сұйықтар*

Құрылымдық режим Шведов-Бингам тендеуімен сипатталады:

$$\tau = \tau_0 + \mu^* \frac{dw}{dr} \quad (5.2)$$

немесе

$$\tau - \tau_0 = \mu^* \frac{dw}{dr} \quad (5.3)$$

Парафинді мұнайлар уақыт өте құрылым беріктігін өздігінен арттыруға және оның бұзылудан соң қайтадан қалпына келу қасиеттеріне ие болады. Бұл қасиетін *тиксотропия* деп атайды. Құрылым бұзылғаннан соң, оның қайтадан

тиксотроптық қалпына келу уақыты әртүрлі мұнайлар үшін әртүрлі аралықта (0,5–20 сағат) болады.

Парафинді және жоғары тұтқырлықты мұнайларды айдау барысында құбырларда үлкен гидравликалық кедергі пайда болады, олардан өту үшін артық қуатты сораптар қажет болады. Құбырларды “ қатырып тастау” қаупі туады. Мұнай ағымына көмірсутекті ерітінділерді қосу арқылы, сондай-ақ, әртүрлі конструкциялы пештерде жергілікті жерде қыздыру жолымен – тұтқырлықты азайтуға болады.

Қату температурасы жоғары, парафинді мұнайлардың айдалуын жақсарту үшін көмірсутекті конденсат, керосин, сонымен қатар, мұнайдың реологиялық қасиеттерін айтарлықтай жақсартатын қоспалар (присадкалар) қолданады.

Осындай қоспалар ретінде Өзен мұнайы үшін мұнай массасының 0,15 % мөлшерінде ECA – 4242 қолданылады. Құмкөл кен орнында SepafluxES 3137 және SepararES 3284 (соңғысы көп функционалды қызмет атқарады және парафин шөгінділерінің ингибиторы ретінде) қолданылады.

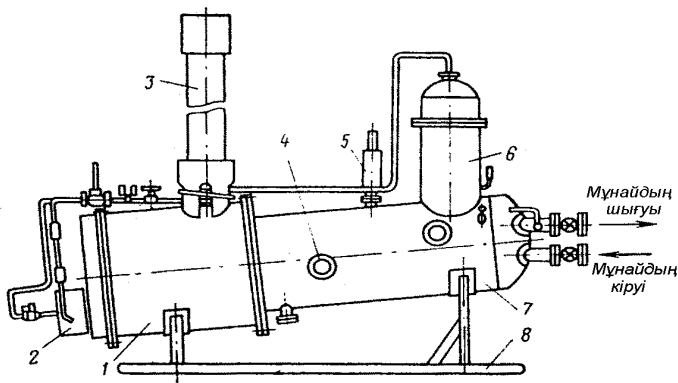
Мұнайы парафинді кен орындарында әрбір өндіру ұңғысының сағасында, кәсіпшілік жинау коллекторларының бойында және магистральды мұнай құбырларының әрбір 100-150 км-не арнайы орнатылған пештерде (қыздырғыштарда) мұнай қыздырылады.

Мұнайды сағалық қыздыру (5.3-сурет) – газды отынды жағу үшін оттықпен 2 жабдықталған қыздыру бөлімінен 1, түтін шығатын құбырдан 3, жылулық құбыр батареясы бар цилиндрлі сыйымдылықтан 7, газ айырғышынан 6 және негізгі тірек – рамадан 8 тұрады. Отынның жану өнімінен бөлінген жылу энергиясы, сыйымдылықтың 7 ішіндегі арнайы құбыр батареясы арқылы айналып өтетін мұнайға беріледі. Құбыр батареясының бір шеті сыйымдылықта болса, ал екінші шеті оттықта орналасқан.

Мұндай қыздырғыш – қарау люгімен 4, отын газдың қысымын, мұнай температурасын бақылау және реттеу аспаптарымен, сақтандырғыш клапанымен 5 және ілмек арматурасымен жабдықталған.

Сағалық қыздырғыштың техникалық сипаттамасы:

Номиналды жылулық қуаты, кДж/сағ	8,4
Сұйық бойынша өткізу мүмкіндігі, т/тәу	100
Сұйықты қыздыру температурасы, °C	70
Мұнай газының – отындық мөлшері, м ³ /сағ	25
Қыздырғыштың массасы, т	2,73



5.3-сурет. Мұнайдың сағалық қыздырғышы:

1-қыздыру бөлімі; 2-оттық; 3-түтін шығатын құбыры; 4-қарау люгі;
5- сақтандырғыш клапан; 6-газ айырғышы; 7-сыйымдылық; 8-негізі
(тірегі)

5.2. Құбырлардың гидравликалық есебі

Үйкеліс кезінде қысымның жоғалуы құбырдың (d) диаметріне тәуелді, қабырға мен ішкі қабатының жағдайы және сұйық (λ) режимінің қозғалысы, айдлатын сұйық (G) санымен оның физика-химиялық қасиетін ($\rho\nu$) Дарси-Вейсбах формуласы арқылы анықталады:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}. \quad (5.4)$$

Гидравликалық қарсыласу өлшемі функционалды түрде сұйықтың қозғалу режимінен және құбырдың ішкі беті қабырғасының жағдайынан тәуелді (5.1-кесте).

5.1-кесте

Гидравликалық қарсыласу коэффициентін есептеуге арналған формулалар

Ламинарлы режим	Турбулентті режим		
$Re < 2320$,			
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25}$	$\lambda = 0.11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0.25}$

$m=1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m=0.25$ $\beta = \frac{0.241}{g}$	$m=0.125$ $\beta = 0.0185 * \varepsilon^{0.125}$	$m=0$ $\beta = \frac{8\lambda}{\pi^2 g}$
--------------------------------------	---------------------------------------	---	---

5.2.1. Қарапайым құбырдың гидравликалық есептеуі

Құбырда гидравликалық есептеуді жүргізу кезінде, анықталудың үш мәселесін шешеді:

- Диаметрін;
- Өткізгіштік қабілеті (Q). Мәселені шешу барысында жорамал жіберіледі;
- Ағынның изотермиялық режимі қарастырылып отыр (T=const);
- Бірфазалы сұйық жүйесі тасымалданады.

Гидромеханикалық есептеулерді жүргізу үшін негізгі теңдіктерге мыналар кіреді.

1. Сұйықтың көлемдік шығымы:

$$Q = \omega \cdot S, \text{ м}^3/\text{с},$$

мұндағы ω —сызықты жылдамдық, м/с; S —кұбырдың, ауданы м^2 .

2. Сұйықтың массалық шығымы:

$$3. G = Q \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho, \text{ кг/с.} \quad (5.5)$$

Домалақ қималы құбырлар үшін көлденең қиманың ауданы былай есептеледі $S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 07785 \cdot d^2$, онда бұл формула мынадай түрге енеді

$$Q = 07785 \cdot d^2 \cdot \omega. \quad (5.6)$$

4. Заттың сақталу заңын өрнектейтін үзіліссіздік теңдеуі мынада байқалады, құбырдың кез келген нүктесінде салмақтық шығым тұрақты болуы керек.

$$5. G = Q \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho = \omega \cdot S \cdot \rho = \text{const}, \text{ кг/с} \quad (5.7)$$

Егер сұйық сығылмаса, онда $\rho_1 = \rho_2$, ағымның материалды балансының теңдеуі:

$$Q = \omega^1 \cdot S_1 = \omega^2 \cdot S_2 = \text{const}, \text{ М}^3/\text{с.} \quad (5.8)$$

6. Энергияның сақталу заңын өрнектейтін Бернулли теңдеуі:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} \quad (5.9)$$

мұндағы P_1, P_2 -1 және 2 қимадағы қысым;

ρ — тығыздық, кг/м^3 ;

ω_1, ω_2 — 1 және 2 қимадағы сызықтық жылдамдық, м/с;

g – еркін құлау үдеуі, м/с^2 ;

(5.6) теңдеуінің әрбір мүшесінің биіктік өлшемі және өзіне сай аты болады:

Z_i – салыстыру жазықтығының үстіндегі ток сызығының әрбір нүктенің орналасу биіктігін анықтайды, геометриялық күш; күйдің меншікті потенциалды энергиясы.

$\frac{P_i}{\rho \cdot g}$, м – пьезометрлік арын немесе статикалық арын; қысымның меншікті потенциалдық энергиясы.

$\frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}$, м – динамикалық немесе жылдамдық арын немесе меншікті кинетикалық энергия деп аталады.

Үш арынның қосындысы ағымның толық механикалық энергиясын өзіне сәйкес мына ағымдар анықтайды, ауырлық күшінің бірлігіне жатқызылады және толық арын деп аталады:

$$H_i = Z_i + \frac{P_i}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}. \quad (5.10)$$

Сұйықтық тұтқырлыққа ие. Бернулли теңдеуінде 1-2 аймақта гидравликалық қарсыласу нәтижесінде энергия шығымын ескеретін құраушылар пайда болады:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_1^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{\omega_2^2}{2 \cdot g} + h_{\pi}, \quad (5.11)$$

мұндағы h_{π} – жолдағы кедергілерді өтуге арналған арын, демек үйкеліс арыны мен құбырдың жергілікті кедергілерін өтуге арналған.

$$h_{\pi} = h_T + h_M, \quad (5.12)$$

мұндағы h_T – құбырдың ұзындығы бойынша, үйкеліс арынын өту кезінде арын шығымы;

h_M – жергілікті кедергілердің әсерінен арын шығымы.

$$h_{\pi} = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g}, \text{ м} \quad (5.13)$$

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot h_{\text{п}}, \text{Па.} \quad (5.14)$$

Үйкеліс кезінде арынның шығымын есептеу. Кез келген режимде домалақ қиылымды құбырдың ұзындығы бойынша үйкелісті өту кезінде күштің шығымын Дарси-Вейсбах формуласы бойынша анықтаймыз:

$$h_{\text{т}} = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \quad (5.15)$$

(5.11) теңдеуінен мынаған келеді, $\Delta P = \rho \cdot g \cdot h$ онда қысымның жалпы шығымы мынадай болады

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho, \quad (5.16)$$

Егер жылдамдықты теңдеуінен (5.4) қиылымның ауданы мен көлемдік шығым арқылы өрнектесек, онда (5.15) өрнек мынадай түрге енеді:

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (5.17)$$

$$h_{\text{т}} = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{(4 \cdot Q / \pi \cdot d^2)^2}{2 \cdot g} = 0.083 \cdot \lambda \cdot \frac{1}{d^5} \cdot Q^2. \quad (5.18)$$

Бағытталған құбырда үйкелісті өтуге кететін арын шығымының өлшемі геометриялық белгілердің әртүрлілігін ескеру қажет:

$$h_{\text{т}} = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} + \pm \Delta Z, \text{ м} \quad (5.19)$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g \quad (5.20)$$

Қашан жоғары бөліктің қосындысы төмен бөліктің қосындысынан артық болғанда (+) белгісі қойылады, ал жоғары бөліктің қосындысы төмен бөліктің қосындысынан кем болғанда (-) белгісі қойылады.

(5.20) өрнегінде мына параметрлерді қолданады:

l – құбырдың ұзындығы, м;

d – ішкі диаметр, м;

ρ – сұйықтың тығыздығы, кг/м³;

ΔZ – құбырдың басы мен аяғындағы геодезиялық белгілердің әртүрлілігі, м;

g – ауырлық күшінің үдеуі, м/с²;

λ – гидравликалық қарсыласу коэффициенті, Рейнольдс санына және құбыр қабырғасының салыстырмалы кедір-бұдырлығына тәуелді:

$$\lambda = f(R_B, \varepsilon), \quad (5.21)$$

мұндағы ε – салыстырмалы кедір-бұдыр.

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d}, \quad (5.22)$$

мұндағы Δ – абсолютті кедір-бұдыр кесте бойынша алынады, мм;

d – құбырдың ішкі диаметрі, мм;

Абсолютті эквивалентті кедір-бұдыр – бұл қарсыласудың шаршы аймағында күштің шығымы құбырдың кәдімгі кедір-бұдырлығының күш шығымы тең болатын кедір-бұдырдың ұзындығы.

Ламинарлы режим қозғалысы ($Re < Re_{кр}$) кезінде гидравликалық қарсыласу коэффициенті Рейнольдс параметріне ғана тәуелді:

$Re_{кр} < 2320$, мұнай ағымы – ламинарлы және гидравликалық қарсыласу өлшемі Стокс формуласы бойынша өлшенеді:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (5.23)$$

Рейнольдс саны формула бойынша өлшенетінін ескере отырып:

$$Re = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu} \quad (5.24)$$

(4.21) өрнегін (4.20) қойып мынаны аламыз:

$$\lambda = \frac{64 \cdot \mu}{\omega \cdot d \cdot \rho} = \frac{64 \cdot \nu}{\omega \cdot d}. \quad (5.25)$$

Бұл жағдайда Дарси-Вейсбах формуласы $h_T = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}$, Пуазейл формуласының түрін алады:

$$h_T = \frac{128 \cdot l \cdot \nu \cdot Q}{\pi \cdot d^4 \cdot g} \quad (5.26)$$

$$\Delta P = \frac{32 \cdot \mu \cdot l \cdot \omega}{d^2} \quad (5.27)$$

Қозғалыстың ($Re > Re_{кр}$) турбулентті режиміне үш қарсыласу аймағын бөледі.

1. Егер ($Re_{KK} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re)$), онда мұнайдың ағымы дамыған турбулентті режимде өтеді, «гидравликалық тегіс құбырлар» өтуі кезінде λ – коэффициенті кедір-бұдырға тәуелді емес және Блазиус формуласы бойынша есептеледі:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}. \quad (5.28)$$

Блазиус формуласын $Re \leq 10^5$ кезінде қолданылады. Бұл жерде кедір-бұдыр және тегіс құбырдың қарсыласуы бірдей. Ағу жылдамдығы мен сұйықтың тұтқырлығына байланысты құбыр гидравликалық тегіс және гидравликалық кедір-бұдыр бола алады.

2. Егер ($10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta}$; $\lambda = f(Re \varepsilon)$), онда мұнайдың ағымы «аралас үйкеліс» аймағында өтеді. λ - коэффициенті құбырдың кедір-бұдырына тәуелді және Альтшуль формуласы бойынша есептеледі:

$$\lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad (5.29)$$

3. Егер $(Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta};; \lambda = f(\varepsilon))$ онда мұнай ағымы «шаршылы үйкеліс» аймағында өтеді, демек λ – коэффициенті ағу жылдамдығына тәуелсіз. Мұнай шығымы ағу жылдамдығына пропорционал. λ – коэффициенті құбырдың кедір-бұдырлығына тәуелді және Шифринсон формуласы бойынша есептеледі:

$$\lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0.25} \quad (5.30)$$

Мұнай құбырларына тегіс режимді немесе аралас үйкеліс тән болады.

Жергілікті кедергілерде арын шығымын анықтау. Жергілікті кедергілер – деп құбырдың бөліктерінде ағымның тез деформациялануын айтамыз (бұларға жататындар, құбыр арматураларының барлық түрлері – вентиль, қозғалтқыштар, коленалар және т.б.).

Жергілікті кедергілерде күштің шығымын Вейсбах формуласы бойынша анықталады, күш жылдамдығының бөліктерінде:

$$h_M = \sum_{i=1}^n \xi_i \cdot \frac{\omega_i^2}{2 \cdot g}, \quad (5.31)$$

мұндағы n – жергілікті қарсыласу саны;

ω – жергілікті қарсыласудағы ағымның орташа жылдамдығы;

ξ – жергілікті қарсыласу коэффициенті, геометриялық пішінінен, ішкі қабаттың жағдайынан және Re -ге тәуелді. Ал негізсіз құрылғыларға – олардың ашылу дәрежесіне байланысты. Жетілген турбуленттік қозғалыс кезінде $Re > 10^4$, шаршылы қарсыласу аймағына сәйкес жергілікті қарсыласулар, $\xi_{\text{кв}} = \text{const}$ және анықтама бойынша табылады.

Эквивалентті ұзындық арқылы $l_{\text{экв}}$, жергілікті қарсыласуда арын шығымын Дарси-Вейсбах формуласы бойынша анықтайды, бұл құбырдың астарын түсініп, бұған $h_1 = h_M$.

$$h_{\Pi} = h_T + h_M = \lambda \cdot \frac{l_{\Pi}}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \quad (5.32)$$

мұндағы – келтірілген құбырдың ұзындығы

$$l_{\Pi} = l_{\text{факт}} + \sum_{i=1}^n l_{\text{экв}}. \quad (5.33)$$

Ағымның деформациялану аймағы құбырдың ұзындығымен салыстырғанда жергілікті қарсыласу аймағында аз болады. Сондықтан көп жағдайда жергілікті қарсыласудағы күш шығымы бір қиылымда пайда болады, ал белгілі бір ұзындығы бар аймақта емес.

Осылай, қысымның толық төмендеуі жергілікті рельеф пен жергілікті қарсыласуды ескеріп формуладан анықтаймыз:

$$\Delta P = (\lambda \cdot \frac{1}{d} + \sum \xi_i) \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \pm \Delta Z \cdot \rho \cdot g. \quad (5.34)$$

Үлкен ұзындықтағы құбыр күшінің жергілікті қарсыласуының меншікті салмағы үлкен болмайды, оларды есептеу кезінде ескермейді.

Сұйықтық құбырмен қозғалғанда оның ұзындығы бойынша қысымның шығымы, гидравликалық қарсыласумен шақырылады. Қысым шығымының өлшемі құбырдың диаметріне, оның ішкі қабатының жағдайына, айдалатын сұйықтықтың өлшемі және оның физикалық қасиетіне тәуелді. Сұйықтың шығымы мен жолдың арын шығымының арасындағы тәуелділік, былай айтқанда $h_{\Pi} = f(Q)$ құбырдың гидравликалық сипаттамасы деп аталады.

Мысалды қарастырайық. Үйкеліс кезінде арын шығымын және гидравликалық қарсыласу коэффициентін табу, мұнайдың тығыздығы 840 кг/м^3 , тұтқырлық 9 сСт құбырдың диаметрі 0.361 мм , 125 км созылмалығымен шығымы $400 \text{ м}^3/\text{с}$ айдау кезінде.

Шешуі: айдау жылдамдығын (5.5) формула арқылы табамыз және Рейнольдс санын мына бойынша (5.24):

$$\omega = 4G/S = 4 \cdot \frac{400}{3600 \cdot 3.14 \cdot 0.361^2} = \frac{1.086 \text{ м}}{\text{с}},$$

$$Re = \omega \cdot \frac{d}{\nu} = 1.086 \cdot \frac{0.361}{9 \cdot 10^6} = 43560.$$

λ коэффициентін анықтау үшін Блазиус формуласын (5.28) формуласын қолданамыз:

$$\Lambda = 0.3164/43560^{0.25} = 0.0219$$

Құбырдың аумағында күштен кейін үйкелуді Дарси-Вейсбах формуласы (5.15) бойынша табамыз:

$$h_T = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 0.00291 \cdot \frac{125000}{0.316} \cdot \frac{1.086^2}{2 \cdot 9.81} = 455.8 \text{ м.}$$

Алынған нәтижені (5.14) бойынша аударсақ

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot h_{\pi} = 38.8 \text{ атм.}$$

Тапсырманы графоаналитикалық тәсілмен шешу. Көп тапсырмалар мына бойынша:

- Сұйық және берілген параметрлер бойынша құбырдың өткізу қабілеттілігін анықтау;
- Құбыр мен сұйық параметрлері және берілген арын арқылы құбырдың минимальды диаметрін анықтау;
- Графоаналитикалық тәсіл бойынша шешіледі.

Шешудің графоаналитикалық тәсілі құбырдың гидравликалық сипаттамасының графикалық тәуелділігінің $h_T = f(Q)$ алдыңғы түзілімінде пайда болған.

Құбырдың өту қабілеттілігін жанағы тәсілді қолдану арқылы тапсырманы шешу алгоритмі мына бөлімдерден тұрады:

1. Q мәнін қабылдаймыз.
2. Сәйкес орта сызықты жылдамдықтарды табамыз ω .
3. Re сәйкес параметрлерді санаймыз.
4. λ сәйкес параметрлерді санаймыз.

5. Әрбір қабылданған Q мәніне h_T арын шығымын анықтаймыз.

6. Алынған мәліметтер бойынша $h_T = f(Q)$ графигін тұрғызамыз.

7. Ординат осіне белгілі мәндерді қойып H , абсциссадан сәйкес мәндерді табамыз Q .

Мысал қарастырайық. Егер алғашқы арын 120 м, коллектор ұзындығы 2500 м, оның ішкі диаметрі 110 мм, мұнай тығыздығы 823 кг/м^3 , айдалатын мұнайдың кинематикалық тұтқырлығы $0.2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, геодезиялық белгісі 9 м, абсолютті эквивалентті кедір-бұдыр $\pi\Delta = 0.15 \text{ мм}$ болса, жиналмалы коллектордың өткізу қабілеттілігін анықтау.

Шешуі:

1. $Q_1 = 0.018, Q_2 = 0.016, Q_3 = 0.014, Q_4 = 0.012, Q_5 = 0.010$.

2. Сызықты жылдамдықты анықтаймыз ($\omega_1 \text{ м}^3/\text{с}$):

$$\omega_1 = \frac{Q_1}{S} = \frac{0.018}{0.785 \cdot 0.11^2} = 1.895;$$

$$\omega_2 = 1.684;$$

$$\omega_3 = 1.474;$$

$$\omega_4 = 1.264;$$

$$\omega_5 = 1.053$$

3. Рейнольдстің мәнін анықтаймыз (Re_i):

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d}{\nu} = \frac{1.895 \cdot 0.11}{0.2 \cdot 10^{-10}} = 10442.5 > 2320;$$

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d}{\nu} = \frac{1.684 \cdot 0.11}{0.2 \cdot 10^{-10}} = 9262 > 2320;$$

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d}{\nu} = \frac{1.474 \cdot 0.11}{0.2 \cdot 10^{-10}} = 8107 > 2320;$$

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d}{\nu} = \frac{1.263 \cdot 0.11}{0.2 \cdot 10^{-10}} = 6946.5 > 2320;$$

$$Re_5 = \frac{\omega_5 \cdot d}{\nu} = \frac{1.053 \cdot 0.11}{0.2 \cdot 10^{-10}} = 5791.5 > 2320;$$

4. $Re_{1-5} > Re_{кр}$, мәні, құбырдағы мұнайдың қозғалысы турбулентті екенін білдіреді. Гидравликалық қарсыласу коэффициентін табамыз (λ_i).

$10 \frac{d}{\Delta} < Re_1 < 500 \frac{d}{\Delta}$ болғандықтан, аралас қажалыс аймағы болады. Бұл жағдайда λ_i -ты Альтшуль формуласы мен анықтаймыз:

$$\lambda_1 = 0,11 \left(\frac{68}{Re_1} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left(\frac{68}{10422,5} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,0328$$

Сол тәрізді λ_2 мен λ_3 - ты анықтаймыз:

$$\lambda_2 = 0,11 \left(\frac{68}{Re_2} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left(\frac{68}{9262} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,0336$$

$$\lambda_3 = 0,11 \left(\frac{68}{Re_3} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = \left(\frac{68}{8107} + \frac{0,15}{110} \right)^{0,25} = 0,0345$$

Re_4 саны гидравликалық тегіс құбырлар аймағын сипаттайды.

$Re_{кр} < Re_4 < 10 \frac{d}{\Delta}$ болғандықтан λ_4 мәнін Блазиус формуласымен анықтаймыз:

$$\lambda_4 = \frac{0,3164}{Re_4^{0,25}} = \frac{0,3164}{6946,5^{0,25}} = 0,0346$$

Сол тәрізді λ_5 - ты анықтаймыз:

$$\lambda_5 = \frac{0,3164}{Re_4^{0,25}} = \frac{0,3164}{5791,5^{0,25}} = 0,0363$$

Арын шығынын (h_r) анықтаймыз:

$$h_1 = \lambda_1 \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega_1^2}{2g} = 0,0328 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,895^2}{2 \cdot 9,81} = 136,4;$$

$$h_2 = 0,336 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,684^2}{2 \cdot 9,81} = 110,38$$

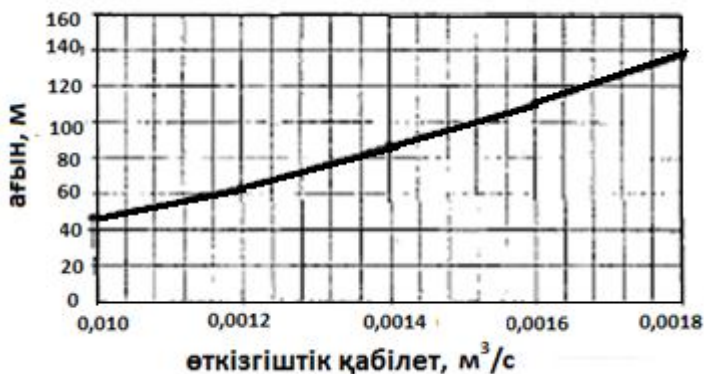
$$h_3 = 0,345 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,474^2}{2 \cdot 9,81} = 86,83$$

;

$$h_4 = 0,346 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,263^2}{2 \cdot 9,81} = 63,93$$

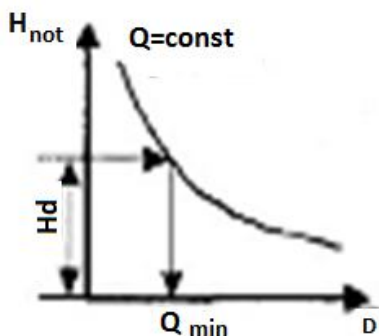
$$h_5 = 0,363 \cdot \frac{2500}{0,11} \cdot \frac{1,053^2}{2 \cdot 9,81} = 46,62;$$

1 График тұрғызамыз: $h_T = f(Q)$ және белгілі арын 120 м үшін, жинау коллекторының $0,0175 \text{ м}^3/\text{с}$ тең өткізгіштік қасиетін (Й) анықтаймыз (5.3-сурет).



5.3-сурет. Жинау коллекторының өткізгіштік қасиеті

Екінші есеп те осылай шешіледі: d өлшем мәні беріледі, олар үшін h_r табады, график тұрғызады: $h_r = f(d)$ және берілген H мәніне сәйкес графиктен қажетті құбырдың d мәнін анықтайды (5.4-сурет).



5.4-сурет. Құбыр диаметрін анықтаудың графоаналитикалық әдісі

Құбырдағы үйкеліске кететін арын Дарси-Вейсбах формуласы (5.15) арқылы анықталады. Осы формуланың басқаша түрі, құбырдың технологиялық есептеулерінде жиі қолданылатын, академик Лейбензонның формуласы:

$$h_T = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m}{d^{5-m}} \cdot 1, \quad (5.35)$$

мұндағы Q және v – айдалатын сұйықтықтың сәйкесінше көлемдік шығыны және кинематикалық тұтқырлығы:

$$\beta = \left(\frac{4}{\pi}\right)^{2-m} \cdot \frac{A}{2 \cdot g}; \quad (5.36)$$

мұндағы β, A, m – коэффициенттер, сұйықтың ағу режиміне байланысты.

(5.35) өрнегі анық түрінде h -тың Q -ға тәуелділігін көрсетеді және (5.15) өрнегінен шығады, мына шарт кезінде λ мына өрнекпен анықталады:

$$\lambda = \frac{A}{Re^m} \quad (5.37)$$

Ағын режиміне байланысты гидравликалық кедергі коэффициентін есептеу формуласы 5.1-кестеде көрсетілген.

Құбыр ұзындығының бірлігіне кеткен арын шығыны гидравликалық еңістік деп аталады (5.1-сурет):

$$i = \frac{h_T}{l} \quad (5.38)$$

Құбыр трасса профилінде (5.1-сурет) АВ желісі арынның төмендеу желісі немесе гидравликалық еңістік ($\text{tg}\alpha=-1$) желісі деп аталады. Ол құбыр бойына арынның таралуын сипаттайды:

$$i = \frac{H_1 - (H_2 + \Delta Z)}{l} \quad (5.39)$$

Яғни $i = \text{const}$

$H_1 - (H_2 + \Delta Z) = h_T$ мәні – құбырдағы үйкеліске кеткен арынды сипаттайды және сұйықтық құбырмен жүргенде пайда болатын гидравликалық кедергіні жеңуге кететін толық статикалық арын айырмашылығын көрсетеді (5.1-кесте).

Гидравликалық есептеудің алдында құбырда өткізу нүктелері және оның есептелу ұзындығын анықтау үшін құбыр трассасының профилі зерттеледі. Бұл ұзындық геометриялықтан біршама аз болуы мүмкін, ал өткізу нүктесі трассаның ең жоғарғы нүктесі болуы міндетті емес. Сұйықты өткізу нүктесіне айдау жеткілікті, ол өзі ағу арқылы құбыр соңына жетеді.

5.2.2. Күрделі құбырлардың гидравликалық есебі

Күрделі құбырлардың төрт категориясы белгілі:

I. Тұрақты диаметрлі коллектор, өнімді жинау ұзындығы бойынша бөлінген (резервуардағы таратушы коллектор, тұндырғыш, сепаратор).

II. Ауыспалы диаметрлі жинау коллекторы, өнімнің келу ұзындығы бойынша бөлінген (ұңғыма өнімін жинау жүйесі).

III. Параллельді құбыр ауданы бар коллектор (водоводтағы байпас).

IV. Жабық коллектор (сакиналы су жіберу)

I категориялы құбырдың гидравликалық есебі.

Тарату коллекторының есептеу алгоритмін жасау үшін екі шығын туралы мәлімет енгіземіз:

- Сұйықтың транзитті шығыны (Q_T), қарастырылатынға бекітілетін аудандарға барады (5.5-сурет);
- Сұйықтың жолдық шығыны (q_i), коллектор ұзындығы бойынша таңдалады.

Материалды баланс теңдеуі:

$$Q = Q_T - Q_{\Pi} = Q_T - \sum_{i=1}^n q_i \quad (5.40)$$

q_i – тармактардағы сұйықтың көлемдік шығыны



5.5- сурет. I категориялы күрделі құбыр сұлбасы

Тарату коллекторының диаметрі барлық ұзындық бойынша бірдей деп шарт енгіземіз. Осы шартты ескергенде, әртүрлі аудандарда сұйық шығыны әртүрлі және әр ауданда мұнайдың ағу режимі де әртүрлі болады.

Күрделі құбырларды есептегенде қысымның түсуін Дарси-Вейсбах және де Лейбензон формуласымен де есептеуге болады:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot v^m \cdot l}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g \quad (5.41)$$

Қарастырылған жағдайда, құбырдың 1-ауданындағы құлауы:

$$P - P_1 = \beta_1 \cdot \frac{(Q_T - Q_{II})^{2-m} \cdot v^m \cdot l_1}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

Екінші ауданда:

$$P - P_1 = \beta_2 \cdot \frac{(Q - q_1)^{2-m} \cdot v^m \cdot l_2}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

n-ші ауданда

$$P_{n-1} - P_n = \beta_n \cdot \frac{[Q - (q_1 + q_2 + \dots + q_{n-1})]^{2-m} \cdot v^m \cdot l_n}{d^{5-m}} \cdot \rho \cdot g$$

Коллектордың барлық ұзындығы бойынша жалпы түсуі:

$$P - P_n = \frac{v^m \cdot \rho \cdot g}{d} \left[\sum_{i=j}^{n-1} \left(Q - \sum_{i=j}^{n-1} q_i \right)^{2-m} \cdot \beta_i \cdot l_i \right]$$

Жоғарыда көрсетілген тәуелділіктерді жалпылағанда, I категориядағы құбырлар үшін қысымның бір қалыпта болмауы аудан бойынша қысым шығыны қосындысына тең:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (5.42)$$

Осындай есептерді шешудің шешімі – күрделі құбырлардың бірнеше аудандардан тұруы, әр ауданның шығымдары әртүрлі, бірнеше қарапайым құбырларды шешудің қосындысы. Әрбір аудан жеке сияқты есептеледі, ал жалпы қысымның бір қалыпта болмауы аудан бойынша қысымның шығын қосындысына тең. Қысым төмендеуді анықтау есептерін шешу алгоритмі:

1. Аудан бойынша сұйықтың қозғалу жылдамдығы анықталады (ω_1).

2. Құбырдың әрбір ауданы үшін Re және ε бойынша сұйықтың қозғалу режимі анықталады.

3. Гидравликалық кедергі коэффициенті есептеледі (λ_i), есептеу Дарси-Вейсбах формуласы арқылы жасалады, және 1-кесте арқылы да болады, ал Лейбензон формуласы арқылы жүргізілсе 5.1-кестеден коэффициенттер (β және m) алынады.

4. Әрбір ауданда қысым төмендеуі есептеледі (ΔP_i)

5. Коллектордың барлық ұзындығы бойынша жалпы қысым төмендеуі есептеледі, әр ауданның қысым шығыны қосындысы ретінде (ΔP).

II категориялы құбырдың гидравликалық есебі.

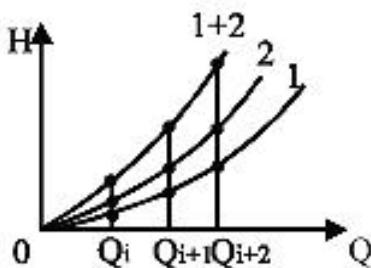
Берілген типті есептер күрделі құбырларға қатысты, олар әртүрлі диаметрлі құбырлардан құралады, бірақ ұзындық бойынша мұнай шығыны тұрақты және ауыспалы болуы мүмкін.

Осы категориядағы құбырлардың **бірінші нұсқасында** әртүрлі диаметрлі құбырлар бірінен соң бірі жалғанады. Бұл жағдайда сұйықтың шығыны құбырдың барлық ұзындығы бойынша тұрақты боп қалады ($Q=\text{const}$), және құбырдағы арын шығыны әр аудандағы арын шығынының қосындысына тең болады;

$$h_{T \text{ жал}} = h_{T1} + h_{T2} + \dots + h_i \quad (5.43)$$

Есепті шешудегі графоаналитикалық әдісте күрделі құбырдың сипаттамасын тапқанда оның әр ауданының сипаттамасы құрылады, содан соң барлығы қосылып құбырдың түгел сипаттамасы шығады.

Барлық аудан және жалпы құбыр үшін бірдей, осындай ретті туынды мәндер Q_i үшін, соларға сәйкес h_i мәндері қосылады. Q_i таңдалған мән үшін бұл қосындылар (4.43) сәйкес құбырдағы арын шығыны боп табылады.

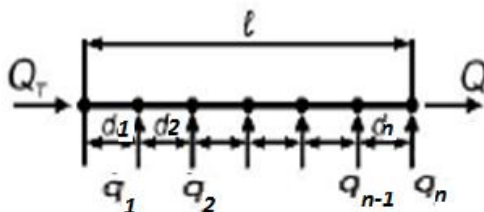


5.6- сурет. Күрделі құбырдың сипаттамасы, бірінен соң бірі жалғанған екі құбырдан құрылған

Берілген категориядағы құбырлардың **екінші нұсқасы** әдістемесі құбырларда ауыспалы диаметр болғанда іске асады. Онда жинау құбырындағы сұйық шығыны – шығын ұзындығы бойынша ауыспалы болады. Берілген шарт үшін көлемдік шығынның (Q) материалдық баланс теңдеуі келесідей жазылады:

$$Q = Q_T + Q_{II} = Q_T + \sum_{i=1}^n q_i \quad (5.44)$$

Шартты ескере отырып, құбыр диаметрі аудан бойынша әртүрлі және әр ауданда әртүрлі ағу режимдері болуы мүмкін (5.7-сурет). Жалпы қысым құлауын (ΔP) анықтайтын есептердің алгоритмдік шешімі жеке аудандардағы мұнайдың жылдамдығын табуға, одан соң қозғалу режимі және гидравликалық кедергі коэффициентін табуға келіп тіреледі.



5.7-сурет. II категориялы күрделі құбыр есептеу сұлбасы

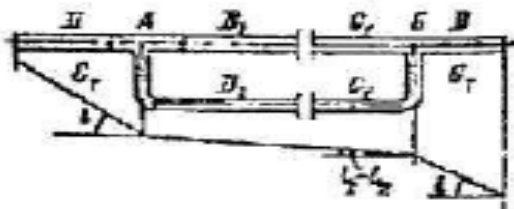
Осыдан соң барлық белгілі шамалар Дарси-Вейсбах өрнегіне қойылады және әрбір аудан үшін жеке-жеке қысым шығыны анықталады:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho \quad (5.45)$$

Коллектордағы жалпы құлауды жеке аудан құлаулары (5.42) бойынша қосу арқылы табады.

III категориялы құбырдың гидравликалық есебі.

Берілген категория ағын таралуы кезінде параллель аудандары бар немесе еселенген аудандары бар құбырларды қарастырады. Мысалы, шикі мұнай ағыны параллельді жұмыс істеп жатқан тұндырғыш каскадына таралады немесе ағынның бір бөлігі жеңіл фракцияларды сараптауға бағытталады, одан соң қайтадан коллекторға келеді. Негізгі коллекторда тармақ тұйық (5.8-сурет) немесе ашық болуы мүмкін.



5.8-сурет. Параллельді тұйық ауданы бар коллектор

Тұйық тармақтар (лупинг) үшін – мына қатынастар әділетті:

Тармақталған аудан бойынша өтетін жалпы шығын жеке тармақ шығындарының қосындысына тең:

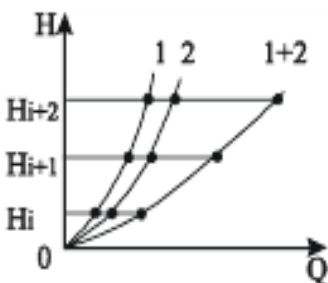
$$Q_{\text{жал}} = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n \quad (5.46)$$

Барлық тармақтар және кез келген тармақ үшін арын шығыны бір-біріне тең, себебі А және Б (5.8-сурет) нүктелеріндегі арын айырмашылығы барлық тармақтар үшін бірдей:

$$h_{\text{жал}} = h_1 = h_2 = h_n = H_A - H_B \quad (5.47)$$

мұндағы $Q_{\text{жал}}$ және $h_{\text{жал}}$ – барлық тармақталған аудандағы сәйкес шығын және арын шығыны.

Барлық тармақталған ауданның гидравликалық сипаттамасын графоаналитикалық әдіспен табуға болады (5.9-сурет). Ол үшін әрбір параллель тармақ үшін гидравликалық сипаттаманы құрып, одан шыққан қатынастан (5.46, 5.47) осы қисық нүктелерге арнап абсцисса тұрғызамыз.



5.9-сурет. Тұйық тармағы бар күрделі құбырдың сипаттамасы

Әдетте бұл құбырлар категориясы **олардың өткізу қабілетін жоғарылату мақсатында** қолданылады. Құбырдың өткізу қабілетін арттыру үшін үлкен диаметрлі құбыр немесе

лупинг қолдануға болады. Ең жақсы нұсқасын таңдауда гидравликалық еңістік келтіреді, ол құбыр ұзындық бірлігіне кеткен арын шығынын сипаттайды: $i=H/L$. Ең жақсы нұсқа ол, i – шамасы минимальды болғаны.

Егер құбырда басқа диаметрлі қоспа d_B қойылатын болса, онда гидравликалық еңістікті бұл қоспа үшін негізгі құбырдың гидравликалық еңістігі және диаметрінен анықталады:

$$i_B = i \cdot \left(\frac{d}{d_B} \right)^{5-m} \quad (5.48)$$

Бұл кезде $Q_B=Q$, d – негізгі құбыр өлшемдері.

Егер құбырда тұйық параллель аудан (лупинг) болса, диаметр d_L , онда оның гидравликалық еңістігі негізгі құбырдың гидравликалық еңістігі және диаметрінен анықталады:

$$i_L = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_L}{d} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} \quad (5.49)$$

(5.48 және 5.49) өрнектерінде негізгі құбырда, қоспада және лупингта ағу сипаты бірдей, яғни m коэффициенті арқылы аудан үшін бірдей деп болжанады. Егер $d_L = d$, онда ламинарлы ағыста $m=1$, гидравликалық еңістік шамасы (i) барлық параллель аудандар үшін бірдей және былай бағаланады:

$$i_L = 0.5 \cdot i \quad (5.50)$$

Мұнай ағысының турбулентті режимінде, Блазиус заңын $m=0,25$ қолданғанда, онда:

$$i_L = 0.296 \cdot i \quad (5.51)$$

Ал m шамасының басқа мәндерінде 5.1 – кестенің басқа мәндерін қолдану керек, мысалы $m=0,5$ үшін:

$$i_{\text{л}} = 0.25 \cdot i \quad (5.52)$$

Еселенген аудандағы қосындылық шығын коллектордағы шығынға тең (5.8-сурет):

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{м}} \quad (5.53)$$

мұндағы $Q_{\text{л}}$ – лупингтағы шығын; $Q_{\text{м}}$ – еселенген аудандағы негізгі магистраль шығыны;

Q – жекелеген құбырдағы шығын.

Еселенген аудандағы арын шығыны (немесе қысым) теңдігінен шығатыны: $\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{м}}$ және қысым шығынын (5.41) есептеу үшін Лейбензон формуласын қолданып негізгі және параллельді құбырлар үшін жаза аламыз:

$$\frac{Q_{\text{л}}^{2-m}}{d_{\text{л}}^{5-m}} = \frac{Q_{\text{м}}^{2-m}}{d_{\text{м}}^{5-m}}$$

Өзгеріс жасайық:

$$\left(\frac{Q_{\text{л}}}{Q_{\text{м}}}\right)^{2-m} = \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{5-m} \frac{Q_{\text{л}}}{Q_{\text{м}}} = \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} Q_{\text{л}} = Q_{\text{м}} \cdot \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}$$

Және мұнайдың жалпы көлемдік шығынын бағалау үшін алатынымыз:

$$Q = Q_{\text{м}} + Q_{\text{м}} \cdot \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}} = Q_{\text{м}} \cdot \left[1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]$$

$d_{\text{м}} = d$ екенін біле отырып, АВ ауданындағы негізгі құбырдың шығынын аламыз, 5.8-сурет ($Q_{\text{м}}$) және лупинг ($Q_{\text{л}}$):

$$Q_{\text{м}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}}, Q_{\text{л}} = \frac{Q}{1 + \left(\frac{d_{\text{л}}}{d_{\text{м}}}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}} \quad (5.54)$$

Құбырдың тиімді диаметрін таңдау есептері әрқашан өзекті. Дөңгелек қималы құбырдың ішкі диаметрін бағалауы мына формуламен анықталады:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \omega}} \quad (5.55)$$

Айдалатын сұйық шығыны Q әдетте белгілі. Сондықтан, есептеу үшін тек қана сұйықтық жылдамдығын ω анықтау керек. Оны тәжірибеге қарап тұспалдап алуға болады. Мысалы, өздігінен қозғалған сұйықтық жылдамдығы $\approx 0,1-0,5$ м/с, ал арынды құбырларда жылдамдық $\approx 0,5-2,5$ м/с-тан үлкен. Таңдалған жылдамдықтарға (5.55) бойынша тиімді ішкі диаметр есептеледі, одан соң құбыр таңдалады.

Осылайша есептелген құбыр диаметрі пайда алып келуі екі талай. Тиімді диаметр техника-экономикалық есептеулер негізінде табылуы мүмкін. Анығы, жылдамдық үлкен болған сайын, керекті құбыр диаметрі төмен, яғни құбыр бағасы, монтажы және жөндеуі төмен, K_1 . Алайда, жылдамдық өскен сайын үйкеліс те және аудандық кедергіде кеткен арын күрт өседі. Бұл сұйықты тасымалдау бағасының өсуіне әкеп соғады, K_2 .

Құбыр диаметрі өскен сайын K_1 шығындары да өседі, ал пайдалану шығындары K_2 төмендейді. Егер K_1 және K_2 қосқанда, жалпы K шығынын аламыз, оларда сәйкес тиімді құбыр диаметрінің минимумы болады. Бұл кезде K_1 және K_2 шығындары бір уақыт аралығына келтірілуі керек, мысалы бір жылға.

Құбырлар үшін келтірілген іргелі шығындар:

$$K_1 = \frac{m \cdot C_M \cdot K_M}{n} \quad (5.56)$$

мұндағы m – құбыр массасы, т; C_M – 1 тонна құбыр салмағы, тг/т; K_M – коэффициент, монтаж бағасын $\approx 1,8$ ескеретін; n – пайдалану мезгілі, жыл.

Энергетикалық шығынды ескергендегі пайдалану шығындары құралады:

$$K_2 = 24 \cdot N \cdot n_{\text{жк}} \cdot C_3, \text{ тг/жыл}$$

мұндағы N —куат, кВт; $n_{\text{жк}}$ — 1 жылдағы жұмыс күн саны; C_3 — бір киловатт-сағат энергиясының бағасы, тг/кВт*сағ.

5.3. Изотермиялық емес сұйық жылдамдығының есебі

Өндіріс жағдайында пеште, жылу алмастырғыштарда қыздырылатын немесе қоршаған ортада өз жылуын жоғалтатын мұнай ағындарымен (парафинді, жоғары тұтқырлықты) жұмыс істеуге тура келеді. Ұңғы түбінен сағасына және одан ары МДҚ-на дейінгі қозғалыста келе-келе температура төмендеуі және құбырмен тасымалдануда шикі мұнайдың газсыздануы байқалады. Температура (t) төмендеген сайын оны құбырмен тасымалдағанда мұнай тұтқырлығы (ν) және гидравликалық кедергісі (λ) артады:

$$t \downarrow \rightarrow \nu \uparrow \rightarrow \text{Re} \downarrow \rightarrow \lambda \uparrow.$$

Осы себептен кен орындарындағы газ қаныққан жағдайда мұнайды тасымалдау қажет. Бұл жағдайдағы мұнайдың тұтқырлығы төмендейді және де гидравликалық кедергі азаяды. Сепарацияның ең соңғы сатысы, берілген жағдайда, мұнайды жинаудың орталық пунктінде немесе мұнай өндеу зауытында (МӨЗ) орнатылу керек.

Құбыр ұзындығы бойына флюид температурасының таралу заңдылығын білу мұнай жинау жүйесі сонымен қоса пайдаланушылар жобалаушыларына қажет: қыздырғыштарды дұрыс орналастыру және олардың жұмыс режимін реттеу үшін.

dX элементарлы аудандағы уақыт бірлігі ішіндегі қоршаған ортаға кеткен жылу шығыны:

$$dq = k(t - t_0) * \pi * d * dX,$$

мұндағы $\pi * d * dX$ — элементарлы аудандағы салқындау беті, м; k — мұнайдан қоршаған ортаға жылу бергіштік коэффициенті.

Қаралып отырған dX ауданы арқылы сұйық қозғалысында, ол dt °C-қа суиды және құбыр басынан алыстаған сайын сұйық температурасы төмендегенге байланысты жылу мөлшерін жоғалтады:

$$d_q = -G * C_p * dt$$

Жылу жоғалтуының қалыптасқан режимінде жылу жоғалту мөлшері қоршаған ортаға берілген жылумен тең болу қажет:

$$k(t - t_0) * \pi * d * dX = -G * C_p * dt$$

мұндағы k – мұнайдан қоршаған ортаға жылу бергіштік коэффициенті; t – құбыр басынан X қашықтағы сұйықтың температурасы; t_0 – қоршаған орта температурасы; d – құбырдың ішкі диаметрі; G – мұнайдың салмақтық шығыны кг/с; C_p – мұнайдың меншікті салмақтық жылу сығындылығы кДж/(кг град).

Жоғарғы формуланың интегралдап, құбырдың әрбір нүктесінің температурасын есептеуге Шухов формуласын аламыз:

$$t = t_0 + (t_H - t_0) * e^{\frac{-k * \pi * dX}{G * C_p}}$$

Бұл формула құбыр ұзындығы бойынша температура таралуы заңдылығын сипаттайды. Құбырдың соңғы нүктесінде $X = L$ болған жағдайда температура мәні:

$$t_k = t_0 + (t_H - t_0) * e^{\text{Шу}}$$

мұндағы Шу – Шухов параметрі:

$$\text{Шу} = (k * \pi * d * L) / (G * C_p)$$

Парафинді мұнай үшін және де құбырдағы температура төмендегенде парафиннің түсуі кезінде парафин

кристалдануының жасырын температурасын ескере отырып, В.И. Черников Шухов параметріне өзгеріс енгізді:

$$\text{Шу} = (k * \pi * d * L) / (G * (C_p + k * \varepsilon / T_* - T_\varepsilon))$$

мұндағы k – парафин кристалданудың жасырын температурасы, 226-230 кДж/кг; ε – мұнайдан түсетін парафиннің қатынасты мөлшері; T_* – парафиннің мұнайдан түсуінің бастапқы температурасы; T_ε – ε мәні белгілі температура.

Температура төмендеп, мұнайдың тұтқырлығы жоғарылаған кезде ішкі қажалыс және мұнай мен құбырдың ішкі диаметрі арасындағы қажалысты жеңуге арналған жұмыс көбейеді. Л.С. Лейбензон қажалыс жұмысын ескере отырып, Шухов формуласына өзгеріс енгізді:

$$t_k = t_0 + b + (t_n - t_0 - b) * e^{u_y} \\ b = (G * i) / (\pi * k * d)$$

мұндағы i – гидравликалық еңістің орташа мәні.

Мұнай үшін $C_p \sim 2,09$ кДж/(кг-град), су үшін $C_p \sim 4,19$ кДж/(кг-град).

Изотермиялық емес құбырда жалпы жағдайда ағыстың екі режимі байқалады: алғы телімде сұйықтықтың салыстырмалы жоғары температурасында - турбулент режимі, ал соңында - ламинарлы. Турбулент режимнің ламинарлы режимге өткелі температурасы критикалық деп аталады ($t_{кр}$).

Тұтқырлықтың турбуленттік режим ламинарлы режимге өткелі критикалық мәні Рейнольдс санымен анықталады және де П.А. Филонов формуласымен есептеледі:

$$v_{кр} = (w * d) / Re_{кр} = 4 * Q / \pi * d * Re_{кр}$$

$$v_t = v_x * e^{-u * (t - t_x)}$$

мұндағы α – вискограмма тікелігі коэффициенті, 1/град; t – тұтқырлықты есептеудегі мұнай температурасы, $^{\circ}\text{C}$; t_x – жұмыс аралығындағы жай температура; ν_x – мұнайдың t_x температурадағы кинематикалық тұтқырлығы.

Мұнай тұтқырлығын оның температурасы мен тығыздығына байланысты болжамын анықтау үшін графикалық әдістерді қолдануға болады. $t_{кр} > t_H$ болғанда құбырда тек қана ламинарлы режим болуы анық, $t_{кр} < t_K$ болғанда тек қана турбуленттік режим. $t_H > t_{кр} > t_K$ болғанда құбырда екі режим орын алады.

Турбулент телімінің ұзындығы Шухов формуласымен анықталады:

$$L_t = \frac{G * C_p}{\pi * d * k_T} * \ln \frac{t_H - t_0}{t_{кр} - t_0}$$

Изотермиялық емес құбырдағы кернеу шығындарын турбуленттік және ламинарлы телімдер үшін оқшау анықтайды. Олардың сомасы барлық құбырдың кернеу шығындарын береді:

$$h_K = h_K^l + h_K^m$$

Кернеудің қажалысқа шығыны изотермиялық емес шарттарда мына формуламен анықталады:

$$h_K^l = h_K^* * \Delta$$

мұндағы h_K^* – құбырдың барлық ұзындығы бойынша кернеудің қажалысқа шығыны; Δ – ағынның изотермиялық еместігін есептейтін түзету коэффициенті.

5.4. Күрделі газ құбыр есебі

Құбырдан өтетін газ көлеміне байланысты газ құбырларындағы диаметрлерін анықтайды. Барлық газ құбырындағы қысымның шығыны барлық участкілердегі қысымның шығынына тең болады.

Сондай-ақ «эквиваленттік газ құбыры», «эквиваленттік шығын», «шығын коэффициенті» деген түсініктер бар.

Күрделі құбырлы жүйеде қарапайым газ құбыры эквивалентті болады, егер жүйенің екеуінде айдау параметрлері бірдей болғанда шығын, басталу және аяқталу қысымы, айдалатын газдың температура, жылу физикалық сипаттамасы. Эквиваленттік шығынды ұзындығына байланысты ауыспалы шығын болған кезде газ құбырын есептеуде қолданылады. Эквиваленттік шығын – бұл ұзындығына байланысты тұрақты шығын. Шығын коэффициенті – газ құбырларының шығын қатынасы. Бұған бірізді газ құбырлары, қарапайым параллельді газ құбырлары және т.б. кіреді.

6. ҚҰБЫРДАҒЫ ҚИЫНШЫЛЫҚТАРМЕН КҮРЕСУ

Өнеркәсіптің жұмысында әртүрлі процестер кездеседі: асфальттеннің түзілуі, шайырдың, бейорганикалық тұздардың, гидратты тығындардың түзілуі, коррозиялық бұзылу және де басқа туғызатын қиындықтар.

6.1. Парафиннің түзілуі

Жоғарғы алкан құрамы $C_{17}-C_n$ аралығында қатты болып, парафин деп аталады. Қатты парафиндер әр мұнайдың құрамында кездеседі. Құрамы 20-28%. Олардың құрамы өндіру технологиясына, жинау, дайындау, өнеркәсіптік транспортқа әсер етеді және мұнайды дайындау технологиясындағы шешуші фактор болады. Өнеркәсіптегі зерттеу мен бақылаулар парафиннің құрамы мен оның шөгуі арасында ешқандай тура байланыс жоқ екенін көрсетті. Мұнайдың құрамында 0,4% парафиннің шөгуі де кездеседі. Парафинның шөгуі өндіретін құрылғыларды, дайындау аппараттарды, құбырды мынаған әкеліп соқтырады:

- Су мұнай эмульсиясының көбеюі, оның бұзылуына жоғары температурадағы технологияларды таңдау керек, шығындарды өсіру керек;
- Құбырдың өткізу қабілетінің төмендеуі, гидравликалық қарсыласудың өсуі.

6.1.1. Парафин түзілу процесінің факторлары

Парафиннің түзілуіне байланысты шарттар былай анықталады:

- Табиғат жүйесі – мұнай парафинінің негізі.
- Гибридтік көмірсутектердің құрамы мен құрылымы, олардың қатынасы, мысалы: егер алкандық байланыс көбейсе, гибридтер көбейеді, арендік көбейсе, азаяды.
- Гетероатомның байланыс саны, мысалы: күкірт 1,4%-тен аз болса, парафин көп болады.

- Асфальтендердің құрамы, шайырдың, арендердің, олардың циклді, тығыз, тығыз емес, тұтқыр парафин түзілулердің құрылуы.

Мұнайдың компоненттік құрамы парафин түзілуінің құрылуында ең басты рөл атқарады. Одан мұнайдың парафинге қатысты еру қабілетіне байланысты. Парафин қатарлы мұнай құрамында қатты парафин көп мөлшерде болады. Егер мұнай құрамы аз мөлшерде болса да метан қатарынан болса, онда ол тығыз парафин түзілуін құрайды. Жеңіл фракцияның шығуы көп болған сайын 350 °С температурада қайнайтын, парафин көп шығады. Жеңіл фракциялы мұнайдың құрамымен парафин шөгінділері жиналады. Ол әсіресе парафиннің кристалдану температурасына әсер етеді және оны төмендетеді. Егер мұнайдың құрамында нафтен мен ароматикалық қатар жоғары болса, берік парафин шөгінділері түзіледі. Парафин шөгінділерінің құрылу мен жиналу процесіне және оның агрегаттық тұрақтылығына шайыр мен асфальтен әсер етеді. Тығыз парафин түзілуінің құрылуы тек мұнайда асфальтен мен шайыр болса ғана мүмкін болады. Мұнайдағы асфальтен әртүрлі мүмкіндіктерге ие. Егер ШАЗ (шайырлы-асфальтен заттары) түзілуде аз болса, қабат тығыз емес және төмен мүмкіндіктері болады. Асфальтендер қалың шөгінділерді өздері түзе алады. Құрамында шайыр болған жағдайда процесс қарқындылығы жоғарылайды.

Мұнайда түзілетін парафин кристалдары В.П. Тронов көзқарасы бойынша тығынның түзілуіне қатысы жоқ. Парафин тығындарының түзілу механизмінде бөлшектердің тасымалдануы ерекше рөл атқарады. Салқын ауаның құбыр қабырғасына әсерінен температуралық градиент түзіледі.

$$dM = -D_m \cdot \left(\frac{dc}{dn} \right) \cdot dS \quad (6.1)$$

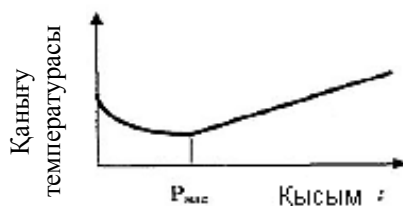
Беттің қасиеттері парафинді шөгінділердің **іліну беріктігін** анықтайды. Берік бірдей шарттар кезінде беттің парафинделудің қарқындылығы олардың полярлану дәрежесіне байланысты. Парафиннің әлсіз ілінісу қасиетіне полярлы жоғары

материалдар ие. Олардың гидрофильді жыныстары бар. Парафинделудің ең төменгі қарқындылығы әйнекте, фторқабатта, ең жоғарғысы полиэтиленде. Парафиннің полиэтилен бетінде түзілуінің жоғарғы дәрежесі **оның құрылысы және шекті КС** дәрежесімен түсіндіріледі, ондайларға мұнайлы парафиндердің көрсетушілері жатады.

Гидрофильді материалдар парафиннің түзілуіне жақсы қарсыласа алады. Өртүрлі **кедір бұдырлықтар** болат құбырлардың бетінде араласу үрдісін, газ бен парафиннің бөлінуін қарқындатады. **Болат құбырлардың беттерін өндеудің** жоғары сапасы парафинделу үшін кедергі емес. Парафиннің бөлінуінің ең бастапқы сатыларында ғана «болат беттердің өңделуінің сапасы» әсер етеді. Парафиннің бір қабатының қалыптасуынан кейін парафиннің жинақтылы жылдамдығы енді бетті өндеу жиілігіне тәуелді болмайды. Алайда бұл фактор парафинді түзілістерді жойғаннан кейін орын алады. Мұнайда **құмның немесе басқа да механикалық қоспалардың** пайда болуы жабдықтардың парафинделу дәрежесіне айтарлықтай әсер тигізбейді.

Қысым жанама түрде әсер етеді. Түзілістердің пайда болуына негізделген аймақтардың қысым өзгерісінің кең диапазоны (5-10 МПа) сипатты. Мұнайдың газбен қанығу қысымынан төмен қысымдарда кристалданудың бастапқы температурасының төмендеуі байқалады, бұл мұнайда ерітілген газ көлемінің ұлғаюымен түсіндіріледі. Оның құрамда болуы мұнайда парафиннің ерітілуіне әсерін тигізеді. Мұнайдың газбен қанығу қысымынан жоғары қысымдарда парафиндердің кристалданудың басталу температурасы қысымның артуымен жоғарылайды (6.1-сурет).

6.1-сурет. Қабат мұнайының парафинмен қанығу температурасының қысыммен байланысы



Газ факторы – парафинді түзілістердің қалыптасуын анықтай алатын негізгі параметр болып табылмайды. Кейбір ұңғымаларда парафиндердің түзілу үрдісі мұнайдың газбен қанығу қысымынан жоғары болатын қысымдарда басталады. Оның мөлшері үрдісті қарқындатады. Мұнай ағынының жоғарылауымен жинақталу қарқындылығы бастапқыда артады, максимумға жетіп, қандай да бір жылдамдықта төмендей бастайды. Мұндай заңдылық жылдамдықтың артуымен мұнай ағыны парафиннің кристалын ұстап тұруымен сипатталады. Сонымен қатар, ағын жылдамдығының артумен пайда болған парафиннің шайылып кетуі немесе үзіліп кету мүмкіндігі байқалады. Кейбір зерттеушілер парафинді түзілістердің максимальды қарқындылығын ағын режимінің ламинарлыдан турбуленттіге ауысқан кезде пайда болуымен емес, ағынның жылдамдығымен байланыстыру орынды деп тұжырымдайды.

Ағында мұнайдың **сулану** дәрежесінің артуы парафиннің түзілу қарқындылығына әкеп соқтырады, егер:

- жылусыйымдылық артса (судың жылусыйымдылығы мұнайдың жылусыйымдылығынан жоғары) ағынның температурасы да артады;

- беттің шайылу сипаты өзгерген кезде, құбыр қабырғасының сумен байланысу ауданының артуы кезінде байқалады.

Уақыт өтуіне қарай бөлінген парафиннің мөлшері артады. Үрдістің қарқындылығы алғашқы кезінде байқалады, содан кейін түзілістердің пайда болу жылдамдығы мұнайдан қоршаған ортаға жылу берілісі азайған кезде төмендейді.

6.1.2. Парафинді түзілістердің құрамы

Парафинді түзілістердің құрамы мұнайдың құрамына және **термодинамикалық шарттарға** байланысты болады, олардың нәтижесінде ол қалыптасады. Мұнайдың температурасы төмендеген кезде ең алдымен тығыз жүзетін көмірсутектер, ал кейінгі кристалдану кезінде азырақ тығызды жылжымалылар кристалданады. Термобариялық шарттарға байланысты парафинді түзілістердің құрамы тіпті бір ұңғымада аса әртүрлі болуы мүмкін. Олар құрамындағы асфальтен, шайыр және церезиндер бойынша ажыратылады.

6.1-кесте

Қазақстан кен орындарының шамалы геологиялық-физикалық сипаттамалары

Көрсеткіштер	Параметрлердің мәні	
	Минимальды	Максимальды
Өнімді горизонттардың орналасу тереңдігі, м	1490	3100
Қабаттық қысым, МПа	15,2	29,6
Қабаттық температура, °С	50	92
Қанығу қысымы, МПа	6,0	15,5
Қабаттық мұнайдың меншікті газ факторы, м ³ /т	35	1430
Қабаттық мұнайдың тығыздығы, кг/см ³	600,0	850,0
Қабаттық мұнайдың тұтқырлығы, мПа*с	0,3	7,5
Мұнайдың қату температурасы, °С	-35	+7
Мұнайдың салмақтық құрамы, %:		
Парафин	0,2	11,8
Шайыр	0,1	14,7
Асфальтен	0,1	8,5
Мұнайдың парафинмен қанығу температурасы, °С	5	50
Парафиннің балку температурасы, °С	41	68

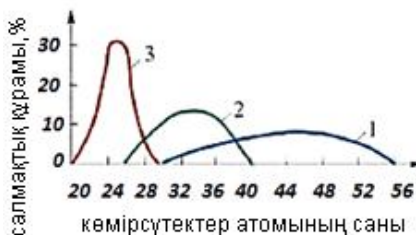
Кейбір кездері парафинді түзілістердің құрамында су және механикалық қоспалар бар және келесі құраммен сипатталады %:

- Парафиндер және гибриді КС: 10-75;
- Асфальтендер 2-5;
- Шайырлар 11-30;
- Механикалық қоспалар 1-5.

Метан қатарлы қатты көмірсутектердің қатарында мұнайда гибриді КС бар, олар кристалдануға бейім болып келеді – церезиндер.

Церезиндер – жоғары балқымалы көмірсутектер, құрамы мен қасиеті бойынша парафиннен айтарлықтай айырмашылығы бар. Парафиндердің **балқу** температурасы $45-54^{\circ}\text{C}$, церезинде $65-88^{\circ}\text{C}$. Парафиндердің **қайнау** температурасы 550°C аспайды, церезиндердікі 600°C жоғары. Парафиндер пластинкалар түрінде оңай кристалданады; церезиндер ұсақ инелі құрылымға ие және қиын түрде кристалданады. Церезиндер үлкен химиялық активтілікке ие. Мұнайды сараптау кезінде әдетте құрамындағы қатты парафинді көмірсутегіні парафин және церезиндерге бөлмей, жалпы бағалайды. Парафинді КС құрамының таралуы (6.2-сурет) және Солтүстік-Варьеган кен орынның кейбір ұңғымаларының АШПТ құрамы (6.2-кесте) төменде келтірілген.

Солтүстік-Варьеган (Ресей) кен орны **парафинінің гомологты қасиеті** 6.2-кестеде көрсетілген.



6.2-сурет. Солтүстік-Варьеган мұнай парафинді КС құрамының таралуы: 1-церезин; 2-тұнбадағы парафиндер; 3-мұнайдағы парафиндер

6.2-кесте

Асфальтті-шайырлы-парафинді түзілістердің (АШПТ) құрамы

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

АШПТ құрамында церезин артық болуы мүмкін. Мысалы, кейбір кен орнының өндіру ұңғымаларында алынған шөгінділерінің 70,5% -ын церезин құрады.

Қабаттан көп көлемде **лайлы материалдарды** шығару парафин бөліну процесін интенсификациялау мүмкін, себебі оның гидрофильді қасиеті басым және **парафиннің кристалдану орталығы** болуы мүмкін. Кейде АШПТ құрамында олар көбірек болады, бұл қабаттан шығатын қатты жыныстардың болуын көрсетеді.

6.1.3. Кәсіпшілікті құбырлардың температуралық режимі

Температуралық градиент – парафиннің мұнайдан шығудағы анықтаушы болып табылады. Ағын температурасының төмендеуі жылудың қоршаған ортаға берілуі нәтижесінде болады. Жүргізілген зерттеулермен жалпы температуралық баланста ағынды суу кезінде кері газдалу 23–37% құрайтыны анықталды. Бұл көбінесе лақтырылмалы жолақтарда (тораптарда) жүреді, газды мұнайлы ағын ұңғыманың сағасынан мұнайды жинақтау бекетіне дейін жүргізіледі. **Лақтырылмалы жолақтарда** жылудың жоғалуы парафинді түзілістердің қарқындылығына және үлестірілуіне әсерін тигізеді. Мұнай жинағыш коллекторларда температуралық жоғалтулар айтарлықтай төмен лақтырылмалы жолақтарға карағанда. Жинау құбырларындағы парафиндалу сипатына мұнайгазды қоспаны бірге тасымалдау кезінде ұңғыма сағасынан мұнайды жинау пунктіне дейін ұзынды бойынша температура таралуы әсер етеді.

Лақтырылмалы жолақтарда жылудың шығыны ұзындық бойынша парафинді шөгінді интенсивтілігі мен таралуына әртүрлі әсер етуі мүмкін. Құбыр ұзындық бірлігіне температура ауытқуы көп болған сайын парафин шөгінделу интенсивтілігі де көп, бірақ парафиндалу аймағы қысқара бастайды. Басқаша айтқанда, ағынның температуралық тұрақтылығы ерте болған сайын, парафиндалу аймағы да қысқарады.

Тәжірибе көрсеткен бойынша, лақтырылмалы жолақтар бойына ағынның тұрақталуы байқалмайды. Бұл арқылы мұнай

жинаудың өндірісті жүйесінде құбырлардың парафиндалуы барлық ұзындық бойынша көрінеді. Алайда парафин шөгінделу интенсивтілігі 200–300 м ұзаққа таралмайды, оны шөгінділермен күресу кезінде ескеру керек.

Мұнай жинау коллекторында температуралық шығын **лақтыру жолақтарына** қарағанда төмен. Сепарацияның 1 сатысынан кейін аздаған еркін газдың болуы коллектордағы ағын құрылым бойынша бірфазалыққа жақындайды. Ресейде жүргізілген мұнай жинау коллекторының температуралық режим тәжірибелік зерттеулері мұнай-газ қоспадан құбырды қоршаған топыраққа толық жылу беру коэффициенті 2 ккал/(мсағ С) құрайтынын көрсетті.

Яғни, мұнайды кәсіпшілік жинау жүйесіндегі **негізгі температуралық шығын** сепарацияның 1 сатысына дейін болады, яғни «ұңғыма–1сепарация сатысы қондырғысы» ауданында. Құбыр өлшеу құрылғысынан (ҚӨК) мұнай жинау коллекторына дейін ұзындық әдетте салыстырмалы түрде көп.

Құбырлардағы парафин шөгуі, басқа да тең шарттарда, екі фактормен анықталады: температура және ағын қозғалу жылдамдығы. Ағын температурасын төмендету парафин түзілуді арттырады. Ағын жылдамдығының өсуі құбырдың парафиндалу аймағын өсіреді және максимальды шөгінделуді сағадан лақтыру жолақтары бойымен орын ауыстырады.

Тәжірибемен анықталғаны, парафин шөгінделу өсімі белгілі бір ағын жылдамдығына жеткенде тоқтайды. Сондықтан, құбырлардағы парафин шөгінделерін алдын алу көзқарасымен қарағанда, ағын жылдамдығын арттыру қажет, ол үшін лақтыру желі диаметрін кішірейту керек. Басқа жағынан, ағын жылдамдығының артуы құбырдағы температуралық режимін жақсартады:

- Ағынды салқындатқан кезде (турбулентті режим) жылу беріліс интенсивтілігі ағынды қыздыруға қарағанда төмен.
- Жылу беріліс сонымен бірге температуралық арынға байланысты, ал ол қыздыру бетінің жылулық жүктемесіне байланысты, температуралық арын өскенде жылу беріліс сұйықты қыздырғанда артады, ал салқындатқанда – төмендейді.

Бұл барлық болжамдар **кіші диаметрлі** лақтыру желілерін пайдалану керектігін көрсетеді. Алайда лақтыру желі диаметрінің кішіреюі гидравликалық кедергіні арттырады және парафин шөгінделу қарқыны арттырылады.

Парафиндалу процесінің қарқындылығы температураның мезгілдік ауытқуына тәуелді. Температуралық ауытқу парафиндалу қондырғыларында әсіресе мезгіл температура ауытқуына көп әсер етілетін құбырларда жиі кездеседі. Зерттелген лақтыру желілері жердің бетімен төселгендіктен, температуралық ауытқулар қыс мезгілінде үлкен шамаларға жеткен, бұл олардың парафиндалу қарқындылығын арттырды.

Жалпы үлкен температуралық ауытқуға парафиндалу қондырғыларының үлкен қарқындылығы тән. Шөккен парафиннің ұзындығы және қалыңдығы ұңғы өнімділігіне тура байланыста.

6.1.4. Парафиннің түзілуімен күресу әдістері

Парафин шөгінділерімен прогрессивті күресі әдісі – химиялық болып саналады, олардың әсері келесіге бағытталған:

- Органикалық қосылыстар және әртүрлі композициядағы БӨЗ қосылған су ерітінділерімен АШПТ шөгінділерін **жою**;
- АШПТ құрылу процесін **ингибирлейтін** химиялық реагенттерді пайдалану арқылы парафин шөгінділерін алдын алу.

Жоғарыда айтылған, күресу әдісі процесс факторларын ескере отырып, әсерлесетін «мұнай-парафин-бет» фазалар жүйесі олардың физика-механикалық қасиетін ескеру керек:

- Мұнайда парафиннің еруі;
- Парафинді шөгінділердің беріктігі және құрылым ерекшелігі;
- Парафин кристалдарының әсерлесу энергиясы;
- Парафин кристалдары және сонда пайда болатын беттің арасындағы молекулаларлық байланыс энергиясы.

Парафин шөгінділерімен күресудің кез келген жолы, егер ол заманауи техникалық заттар арқылы қажетті жеңіл әсер

ететін әсерлесу фаза қасиеттеріне негізделген болса, перспективті болуы мүмкін.

Парафин шөгінділерімен күресу мәселесін төртінші топ қасиетін ескеріп жоғарғы дәрежеде шешуге болады. Бұған мұнай асфальтені және парафинімен қорғаныш жабындарын қолдану немесе бетке ұқсас қасиет беретін химиялық **қоспаларды** мұнайға қосу арқылы қол жеткізуге болады.

Тәжірибеде бір-бірін толықтыратын әдістер қолданылады. Осылай, ингибиторды енгізбестен бұрын ұңғыны дайындау керек, СКҚ, арматура, лақтыру желілерін еріткіш-жойғыш арқылы АШПТ-дан тазарту керек. Ұңғыманы дайындағаннан соң АШПТ алдын алатын ингибиторларды пайдаланады. Химиялық реагенттерді таңдау, шөгіндіні жоятын немесе алдын алатын, тәжірибелік зерттеулер, мұнай құрамы, оның жоғары молекулалы бөлігі, АШПТ, шөгінді түзілудің гидро және термодинамикалық шарттар негізінде жүргізіледі.

Парафин шөгінділерін жоюдың химиялық әдісінің негізі оны алдын ала жою немесе келесі жойғанда еруіне негізделеді. Осы мақсатта:

- Жоғары еріткіш қасиеті бар, тек қана қатты КС ғана емес, асфальтенді-шайырлы заттарда да еритін, **органикалық еріткіштер**;

- Парафинді шөгінділермен әрекеттескенде, АШПТ негізгі салмағын диспергирлеп қалыңдығына еніп, шөгінді беріктігін азайтып, бұзылуға да апаратын **БӘЗ сулы еріткіштері** қолданылады.

Парафин шөгінділерін **жоюдың** тиімді әдісі – **еріткіштерді** қолдану, олардың көлемі парафин саны, оның құрамы және ерігіштігімен анықталады. Парафин ерігіштігі (K , кг/кг) оның балқу температурасына ($t_{\text{балқу}}$), ерігіштік ($t_{\text{ер}}$), еріткіштің қайнау температурасына ($t_{\text{ер қайн}}$) байланысты және келесі қатынаспен сипатталады:

$$\text{Ln}K = -0,133 \cdot (t_{\text{балқу}} - t_{\text{ер}}) - 0,00586 \cdot t_{\text{ер қайн}} + 7,4673 \quad (6.2)$$

Реагент-жоюды пайдалану технологиясының негізінде диспергирлейтін, жуатын, эмульгациялық, деэмульгаторлық,

212

көбік түзгіш әсер жатады, олардың сулы ерітіндісі АШПТ балқу температурасында МӨ қондырғыларын периодты түрде өңдейді.

Еріткіштерді пайдалану технологиясы парафинді шөгінділерінің температурасы олардың балқу температурасынан төмен кезінде еріп және диспергирленуіне негізделген. Өндеуді периодты жүргізеді.

Осы мақсатта әртүрлі еріткіштер – химия өндірісінің қалдықтары қолданылады. Ең әсерлі еріткіштер – гександы фракция, бутилбензолды фракция, жеңіл пиролизді шайыр, олардың композициясы және басқалары (6.3-кесте).

6.3-кесте

Парафинді түзілістерді ерітіп қолданылатын еріткіштердің түрлері

Еріткіш	Еріту қабілеті, % масс.
Пиролиздің жеңіл шайыры	78
Газды бензин	82
Бензолды фракция	80
Буганолды өндірудің кубты қалдығы	46
Нефрас –П-150/330	64
Адсорбент А-1	52

Еріткіштер лақтыру желілерін, мұнай жинау коллекторларын парафинсыздандыруда сәтті қолдануда. Лақтыру желілерін парафинсыздандыру үшін еріткішті тазарту интервалын толтыруға қажетті болатындай етіп айдайды, 3–4 сағат ұстап, одан соң ұңғыманы қайта жұмысқа енгізеді. Өндірістік тәжірибеде лақтыру желісінің 1 км-не шамамен 5 м³ еріткіш шығындалады.

Еріткіштер және БӨЗ композициялы ерітінділер жоғары температура кезінде тиімді жұмыс істейді. Тәжірибеде парафинді шөгінділермен химиялық күресу жылу және механикалықпен бірге жүргізіледі. Бұл кезде ең жоғарғы технологиялық және экономикалық әсерге жетеміз, нәтижесінде

процесс жылдам жүріп және шайырлы-парафинді шөгінділер толығымен жойылады.

АШПТ-ны жою әдістерін қолдануда айтарлықтай шектеу жоқ. Алайда, осындай кешенді жолды қолданғанда абай болу керек. Шөгінділерді интенсивті жою олардың тоқтап қалып және құбырда тығынның пайда болуына әсер етуі мүмкін.

Объектілерді екі-үш этапта өңдейді: алдымен жеңіл КС еріткіштер арқылы әдеттегі температурада, одан соң толығымен АШПТ жою үшін 60–70 жоғары температурада.

Парафин шөгінделу процесін **алдын алу** әртүрлі композициялы химиялық заттар (ингибитор) арқылы жүзеге асады, олар АШПТ-ге айтарлықтай әсер ету механизмімен ерекшелінеді:

- Адгезиялық, суландырғыш, гидрофилизация әсері;
- Модифицияланған, депрессорлы әсер;
- Жуу, көпфазалы детергентті әсер.

БӘЗ композициясы қондырғы беті табиғатына әсер етеді және шайырлы-парафинді шөгіндіні диспергирлейді. Ұңғымаға тұрақты түрде оны енгізуде құбырлар бетінде парафин түзілуіне қарсы ЖМ полимерлі полярлы адсорбент қабықшасы пайда болады. Адсорбент майлау рөлін атқарады, әлсіз полярлы парафин құрайтын мұнай үшін, ол қондырғы бетінде шөгіндінің азаюын қамтамасыз етеді.

Бір уақытта мұндай реагент шайырлы-парафинді заттарды диспергирлеп қатты фазаға әсер етеді, ол олардың сұйық ағынымен кедергісіз шығуына әсер етеді. Адсорбциялы әсері бар ингибиторларды қолдану технологиясының негізінде мұнай өндіріс қондырғыларын периодты түрде реагенттің сулы ерітіндісімен өндеп, белгілі бір уақытқа оның құбырға тұнуы жатыр. Су-мұнайлы ағын арқылы қабырғадан парафин қабатын жою арқылы ұңғыманың периодты тоқтауы, реагент пен қондырғының ластануы да кемшіліктеріне жатқызуға болады.

Модификаторлар фазалық ауысу процесс кезінде парафиннің кристалдық құрылымына әсер етеді. Нәтижесінде, құрылымы жағынан бір-бірімен байланыспаған парафиннің дамымаған дендритті кристалдары құрылады. Олардың қолданудың технологиясы қату температурасының төмендеуі

және мұнайдың реологиялық қасиетінің жақсаруына негізделген. Процесс, парафиннің кристалдану температура-сынан жоғары кезіндегі, мұнайға реагентті үздіксіз беру шарты кезінде орындалады.

Депресанттар парафиннің кристалдануының өсуін және тығыз қабықты құрылымның түзілуін алдын алады.

Жуу түріндегі ингибиторлар келесідей әсер етеді:

- Олар мұнайда тікелей немесе "су-ингибитор-мұнай" арқылы ериді;

- Алканды блоктар немесе БӨЗ парафин шөгіндісінің қатты түрге ауысу фазасына еніп, сонымен бірге кристалданады;

- Олардың гидрофильді блоктары су немесе мұнай фаза беттерінде концентрацияланады;

- Ингибиторлар металл бетінде әлсіз адсорбцияланады және қабат суы немесе мұнай ағынымен тез шайылады;

- БӨЗ полярлы анионды және катионды топтары АШПТ бөлшектерінің пайда болуына, кристалдарының өсуіне, дисперсия өлшеміне әсер етеді;

- Ұңғыма өнім ағындарымен бірге қозғалып, ингибитор парафин шөгінділерін ұсақ дисперсті жағдайда ұстап тұрады, осы арқылы кристалл бөлшектерін құбыр қабырғаларынан жууды қамтамасыз етеді.

Жуу әсеріндегі ингибиторларды қолдану технологиясы диспергирлеу және қондырғы көлемінде және қабырғаларында болатын парафин кристалл бөлшектерін жууды қарастырады. Ол парафиннің кристалдану температурасынан жоғары температура кезіндегі мұнайға реагентті үздіксіз айдау шартында жүргізіледі.

Реагенттерді сәтті пайдалану талап негізі ол – оларды парафин кристалдану моментінің басталуына дейін шикі мұнай ағынына айдау. Тәжірибеде алдын алу әсері кешенді жүреді, мыналарды біріктіріп:

- Тұрақты турбулентті режим кезінде мұнайды өндіру;
- Қабат қысымын газсыздану қысым басталуынан жоғары ұстау;

- Мұнайды қыздыру;
- Құбырларды жылу изоляциялау;
- Мұнай еріткіштері есебінен, мұнайдың еріткіш қасиетін жоғарылату;
- Тиімді қаптау;
- Электрмагнит өрісі немесе ультрадыбыс;
- Парафин шөгінділерінің ингибиторлары.

Парафин шөгінділерін алдын алудың әрбір әдісі өндіріс шартында өз тиімді қолдану ауданына ие. Әдісті тандау мұнай өндірудің геология-физикалық (6.1-кесте), гидродинамикалық және термодинамикалық шартына байланысты емес, ал жеке алынған ұңғыма сипаттамасы, шығару линияларының тазалау қажеттілігі және т.б. байланысты. Экономикалық тұрғыдан қарағанда еріткіштерді ыстық мұнаймен немесе БӨЗ сулы ерітіндісімен 4–5 рет жуғаннан кейін пайдалану керек. Жоғарыда айтылған парафин шөгінділерімен күресі әдістері оларды дұрыс пайдалану кезінде парафинді шөгінділерімен тиімді күресуге мүмкіндік береді.

6.2. Коррозиялық бұзылыстар

"Коррозия" термині латынның "corrode" сөзінен шыққан, ол "жеу" деген мағынаны білдіреді. Коррозияның ең танымал түрлері темір және болаттың тоттануы. Ұқсас процестер басқа да металдар, сонымен қоса бейметалл материалдарда да жүреді.

Коррозия – қоршаған ортаның электрхимиялық немесе химиялық әсер ету нәтижесінде металдардың (Me) бұзылу процесі. Коррозия механизмі әр жағдайда әртүрлі, металдардың сыртқы түрі бойынша бұзылыстары да әртүрлі (6.3-сурет), олардың арасында бөліп айтатындар:

- **Біртекті (жалпы)** металл бетінде бірдей жайылады; темірдің тоттануы, күмістің қараюы;
- **Жергілікті (локальді)**, беттің белгілі бір аудандарында болады;

• **Кристаларалық** металл дәндерінің (кристаллит) шекарасы бойынша металдың бұзылуымен сипатталады, процесс тез, терең жүреді және қауіпті бұзылыстарды алып келеді;

• **Таңдалған** бір немесе бірнеше Ме қорытпаларын ерітуге бағытталған, ол оның алғашқы түрін сақтағанымен, оны кеуекті және әлсіз етеді;

• **Коррозиялық жарылым** егер металл коррозияны ортада тұрақты созылатын кернеуге тап болған кезде болады, ол коррозия процесінде пайда болған сутегінің абсорбциясымен шақырылуы мүмкін.

Жергілікті коррозия мына түрде болады:

• Дақ – бұзылыс салыстырмалы түрде терең емес таралады және бет ауданының көп бөлігін алады;

• Жара – беттің аз ауданындағы терең бұзылыстары;

• Нүктелі (питтингті) – бұзылыс мөлшері жаралыққа карағанда аз.

Коррозия түріне байланысты оның жылдамдығын әртүрлі бағалайды. Түгел біркелкі коррозияны (г/м^2) өлшейді. Оны бірлік беттен бірлік уақытта металдың жоғалуымен анықтайды және 1 м^2 аудандағы 1 жыл ішіндегі бұзылған металл грамымен көрсетеді. Жаралық, нүктелік, кристаларалық коррозияның жылдамдығы бірлік уақыттағы коррозиялық бұзылыс тереңдігінің өсуін сипаттайды, мм/жыл. Құрылымды-таңдалатын коррозия жылдамдығының көрсеткіші бірлік уақыттағы металл беріктігінің өзгерісі.

Бұзылу түріне қарай коррозия:

– беттік – атмосфералық және топырақ;

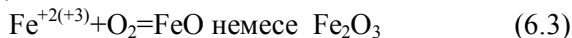
– ішкі;

Процестің жүру механизміне қарай:

– химиялық

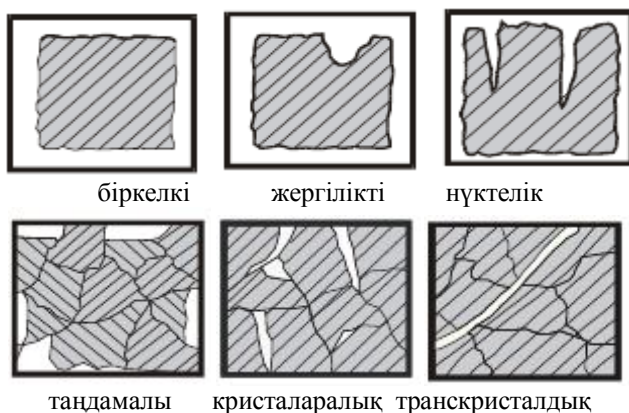
– электрхимиялық болып бөлінеді.

Химиялық коррозия электр тогы өтпейтін ортада жүреді және ортаның химиялық әсерінің тікелей әсер етуімен жүреді – атмосфералық коррозия. Металдың ауа оттегісімен тікелей тотығу нәтижесінде:



Немесе агрессивті ортамен байланысуда: қышқыл немесе сілті, оның бетінде біркелкі қабыршақ пайда болады.

Атмосфералық коррозияның бұзылыс әсері үлкен емес және бетке лак, майлы бояу және басқаларды жағу арқылы жеңіл кетеді.



6.3-сурет. Коррозиялық бұзылуы түрлері

Топырақ және ішкі коррозиялық бұзылыстар беттегі фаза бөлінісіндегі гетерогенді процестердің тотығу-тотықсыздану есебінен жүреді.

Сулы ортадағы болат коррозиясы электрхимиялық реакциялардың жүруінен болады, реакция беттің жеке бөліктер арасындағы электр тогының жүруімен сипатталады.

6.2.1. Электрхимиялық коррозия процесінің теориялық негізі

Электрхимиялық коррозия металдағы көптеген микро-және макрогальванопар жұмысының нәтижесінде жүреді.

Металл құрылымы кристалдық торды сипаттайды, оның түйіндерінде ішкі ядросы сыртқы валенттік (жартылай еркін) электрондармен әлсіз байланыстағы металл атомдары орналасқан. Металдардағы зарядтардың (электр тогы) берілуі

жартылай еркін электрон арқылы орындалады. Қарапайым жағдайда жартылай еркін электрондар атом сыртына шыға алмайды. Бірақ қосымша энергия жұмсағанда: қыздыру, электр өрісімен әсер ету, жарықтандыру олардың бағытталған қозғалысына жағдай жасауға болады.

Су молекуласында бағытталған күштік өріс бар. Металл және электролиттің (су, тұздардың сулы ерітіндісі) байланысуы нәтижесінде металл бұзылысы болады. Беттен атом сумен жанасқан кезде судың күштік өрісіне тап болады.

Электрхимиялық процестегі E° Ме сандық активтілігі стандартты электрод потенциал (E°) шамасымен бағаланады. Элементтер E° шамасы бойынша қатарға тұрады, ол – олардың активтілігін сипаттайды. Металда E° теріс шамасы аз болған сайын оның қалпына келтіру активтілігі қаттырақ білінеді. E° шамасы бойынша элементтер қатарға тұрады:

Li, Rb, K, Ba, Sr, Ca, Mg, Al, Be, Mn, Zn, Cr, Ga, Fe, Cd, In, Tl, Co, Ni, Sn, Pb, H, Sb, Bi, As, Cu, Hg, Ag, Pd, Pt, Au. Суда ерімейтін әрбір металл сулы ерітіндіден өзінен оң жағында орналасқан басқа металдарды және тұздарды итеріп шығарады. Сутектің сол жағында орналасқан металдар оны қышқылдардан итереді.

Болаттар, ол металл қорытындысы – қатты ерітінділер, оларға тән қасиеттер:

- Металл құрамы бойынша біртексіз дақты;
- Екі бөлек металдардың жанасуы;
- Металл деформациясы;
- Металда қоспалардың болуы;
- Әртүрлі кристалл құрылымды аудандардың болуы;
- Тотығу қабыршағында кеуектің пайда болуы;
- Әртүрлі шектегі қоршаған ортаның активті компоненттерімен: газ, ауа және металмен қосылған активті сұйықтықтар аудандарының болуы;
- Әртүрлі түрлердің біртексіздігі болат бетінде гальваникалық жұптардың пайда болуының себебі болып табылады;

• Берілген электролиттегі ерітіндіде әртүрлі потенциалдағы екі металл ауданының болуы: анодты және катодты аудандар;

• Екі металдың да электролитпен араласуы;

• Екі ауданның да желімен байланысы, олар гальваникалық элементтің түзілуіне мүмкіндік береді.

Анод жоғары теріс потенциалы бар металл, ал катод аз потенциалды металл.

Олардың арасында электр тогы пайда болады. Коррозия процесін келесідей көрсетсе болады. Анодта тотығу процесі жүреді:



Анодты ауданда темір атомы гидрокатионды түрде Fe^{2+} ерітіндіге енеді, бұдан металл анодты ериді және коррозия процесі металға терең енеді.

Қалған еркін электрондар металл арқылы катодты ауданға барады. Катодта тотықсыздану реакциясы жүреді:



Сутек иондарының разрядталуы немесе ортаның рН байланысты гидроксилді иондардың құрылуымен оттегі молекуласының иондалуы жүреді. $\text{pH} < 4,3$ судағы сутек иондарының разрядталуы және сутек атомының түзілуі, кейінгі сутек молекуласының түзілуі жүреді:



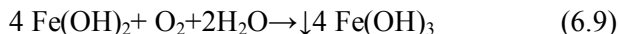
$\text{pH} > 4,3$ электрондардың суда еріген оттегімен байланысы басым болады:



Fe^{2+} катионы және OH^- ионы байланысып темір қышқылы түзіледі:



Егер суда еркін оттекттер жеткілікті болса, темір қышқылы темір тотығының гидратын түзуі мүмкін, ол тұнба түрінде қалады:



Электр тогының жүруі нәтижесінде анод бұзылады: Fe^{2+} ион түріндегі металл бөлшегі суға немесе эмульсиялы ағынға енеді. Анод бұзылған кезде құбырда каверна және басқа бұзылыстар пайда болады.

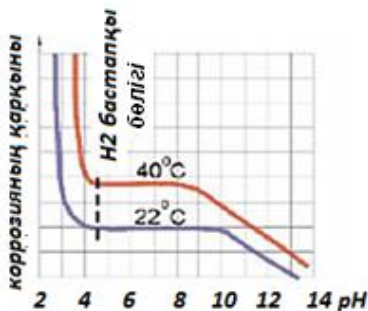
6.2.2. Коррозиялық бұзылыс факторлары

Сулы орта реакциясының және температураның әсері. рН және су температура шамасына байланысты коррозияның интенсивті жүруінің байланысы 6.4-суретте көрсетілген. Оны сараптай отырып, сулы ортаның рН шамасына байланысты коррозияның 3 түрлі интенсивті жүру ауданын бөлуге болады:

- $\text{pH} < 4,3$ (жоғары қышқылдық орта) – рН төмендеген сайын коррозия жылдамдығы күрт өседі;
- $4,3 < \text{pH} < 9-10$ – коррозия жылдамдығы рН-пен аз байланысты;
- $9-10 < \text{pH} < 13$, жоғары сілтілі орта – рН артқан сайын коррозия жылдамдығы төмендей бастайды және коррозия 13 мәнінде толығымен тоқтайды.

Катодта реакциялар жүреді:

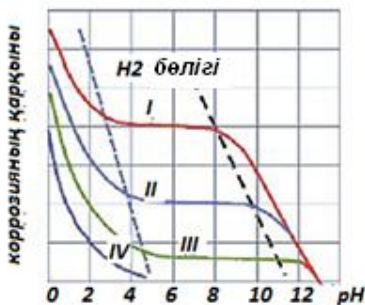
- Бірінші аймақта – сутек ионының разряды және молекулярлы сутектің түзілуі (6.5, 6.6 реакция);
- Екінші және үшінші аймақтарда OH^- гидроксил ионының түзілу реакциясы жүреді (6.7 реакция).



6.4- сурет. pH және су температурасына байланысты коррозия интенсивтілігінің өзгерісі

Температураның жоғарылауы, ион қозғалыс жылдамдығының арту есебінен, анодты және катодты процесс және коррозия жылдамдығын арттырады.

Коррозия процесінің жүруіне әсер ететін, активті фактор болатын, судағы еріген **оттек құрамы,** жоғарыда қарастырылған мәндердің қайта бөлінуіне және өзгеруіне апарады (6.4-сурет). Айтылып кеткендей, коррозия қышқыл ортада ($pH < 4$) интенсивті және $pH > 4,3$ мәнінде өз әсерін тоқтатады, суда еріген оттек жоқ болған кезде (6.5-сурет, 4 қисық сызық). Ол кезде темір коррозиясы қышқылды ортада да және сілтілі де жүреді (6.5-сурет, 1-3 қисық сызық).



6.5-сурет. Коррозия қарқынына оттектің әсері

CO₂ парциалды қысымы металдың коррозиямен бұзылуына үлкен әсер етеді. Өндірістік сулар құрамында еркін көмірқышқыл (CO₂) саны көп. рН бірдей мәні кезінде көмірқышқыл ортада коррозия процесі жоғары қышқылды ортаға қарағанда интенсивтірек жүреді.

Зерттеулердің негізінде анықталғаны, $P_{CO_2} \leq 0,02$ МПа жүйесі коррозиядан қауіпсіз, $0,2 \geq P_{CO_2} > 0,02$ МПа кезінде – коррозияның орташа жылдамдығы болуы мүмкін, ал $P_{CO_2} > 0,02$ МПа кезінде – орта жоғары-коррозионды.

CO₂ ортаның коррозияны активтілігіне әсері CO₂ сулы ортадағы болу пішініне байланысты;

- CO₂ еріген газ;
- H₂CO₃ диссоцияланбаған молекуласы;
- HCO₃⁻ бикорбанат ионы;
- CO₃⁻² карбонат-ионы.

Теңбе-тең шартта барлық түрлер арасында баланс көрінеді:



CO₂ әсерін екі себеппен түсіндіруге болады:

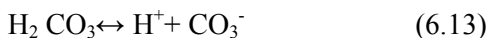
- CO₂ болуы катодтағы сутектің бөлінуін арттырады;
 - Металл бетінде карботатты-оксидті пленка құрылады.
- H₂CO₃ молекуласы катодты процеске тікелей қатысады:



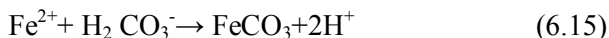
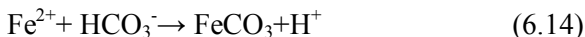
Және катодты тотықсыздануға бикарбонат-ионы түседі:



H₂, CO₃ буфер рөлін ойнап және H⁺ сутек иондарын шығын мөлшеріне байланысты катодты реакцияға жеткізеді.



Fe²⁺-ң HCO₃⁻ немесе H₂CO₃⁻ байланысып, темір карбонат тұнбасын (FeCO₃) түзеді.



Барлық зерттеулер коррозия өнімінің әсеріне және оның жүру жылдамдығына үлкен назар бөледі.

Бұл тұнбалар ортаның коррозиялық активті кешеніне орта өткізгіштік болады және металдың бұзылу жылдамдығын төмендетеді.

Осылайша, көміртегі диоксидына тән екі ерекшелікті атап айтсақ болады:

- Катодтағы сутек бөлінуінің артуы;
- Металл бетінде карбонатты-оксидті қабыршақтың пайда

болуы.

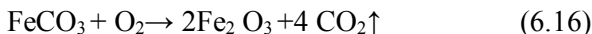
Су минералдығының әсері. Судағы еріген тұздар электролит болады, сондықтан олардың концентрациясын белгілі шекке дейін өсіру ортаның электр өткізгіштігін арттырады және сол себептен, коррозия процесін жылдамдатады. Басқа жақтан қарағанда минералданудың артуы әкеледі:

- Газдардың (CO_2, O_2 және т.б.) суда ерігіштігін төмендетеді;

- Су тұтқырлығының өсуі және Me бетіне (катодты аудандар, 6.7 реакция) оттектің диффузионды жетуін қиындатады, бұл коррозия жылдамдығын төмендетеді.

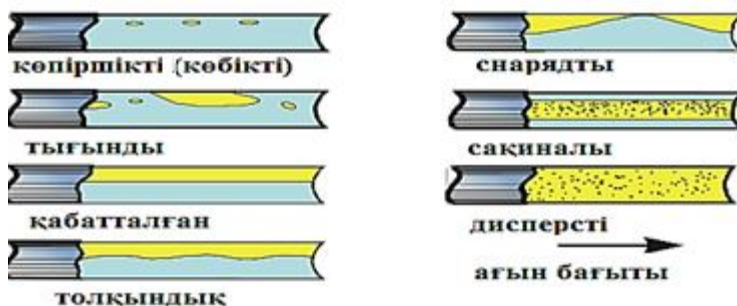
Қысымның артуы CO_2 ерігіштігін арттырады және гидролиз тұздарының процесін арттырады, яғни жанама әсер етеді.

Су түрі. Судың хлоркальцийлі түрі – коррозия процесіне әсер етеді. Хлор ионы Me қарағанда жоғары адсорбциялы қасиеті бар және оларды активация жасай алады. Хлор-ионы металл бетінен пассиваторларды (тотығу қабыршағы) итеріп шығарады, олардың еруіне және металл иондарының ерігіндіге өтуіне әсер етеді.



Хлор ионы темірдің, никель, алюминий және басқа Me еруіне үлкен әсер етеді.

Ағынның құрылымдық пішіні. Екі фазалық (көп фазалы) ағынның жеті негізгі **құрылымдық формасын** атап айтады (6.6-сурет): көпіршікті, тығынды, қабыршақталған, толқынды, снарядты, сақиналы және дисперсті. Әрбір форма коррозиялық процесс сипаттамасына әсер етеді.



6.6-сурет. Көлденең құбырдағы газ-сұйық ағынның құрылымы

Газ және сұйықтың қатысты жылдамдықтары, газ-сұйық қоспаларда (ГСК) олардың физикалық қасиеттерімен қоса: тығыздық, тұтқырлық, беттік керілу, т.б. өлшем және құбыр кеңістігіндегі орны олардағы ағын құрылымын анықтайды.

Құбырлардағы ағын құрылымымен байланысты коррозиялық процестер қызық, бірақ коррозиялық тәуелділіктер инженерлі тәжірибеге қажеттісі жоқ.

Қазіргі уақытта сақиналы (дисперсті-сақиналы) құрылым коррозия интенсивтілігін төмендететіні белгілі. Снарядты (тығынды-диспергирленген) трасса бөліктерінің төменіндегі құбырлардың коррозиялық-эрозиялық тозуына әкеледі.

Қабыршақталған (баяу қабыршақталған) – құбырлардың төменгі бөлігі және сұйық "тұзағы" деп аталатын, әсіресе тұзды судың бөлек фазаға бөлінген жерлерде жалпы және питтингті коррозияны тудырады.

Осылайша, судың коррозияны активтілігі табиғат, еріген тұз мөлшері, рН шамасы, судың түрі, құрамында қышқыл газдың болуын сипаттайды.

Бұл факторлардың әсер ету дәрежесі – температура, қысым, ағын құрылымына байланысты.

Су фазасындағы механикалық қоспалардың бір бөлігі: карбонаттар, темір сульфиді, құм, лай айналып жатқан су тамшыларына түседі және құбырдың төменгі бөлігіндегі карбонаттан жасалған қорғаныш қабыққа тұрақты гидроэрозионды әсер етуге қатысады. Сондықтан, құбырдың төменгі бөлігінде әрқашан теміркарбонатты қабықшасына механикалық жою жүріп жатады.



6.12-сурет. «Мұнай-су» фаза айырымын бетіндегі бұрылыстардың түзілу сұлбасы

Осылайша, тұз шөгінділерімен қапталған «металл-құбыр» гальваникалық макропараметрінің жұмыс істеуі қамтамасыз етіліп тұрады.

Коррозияның аномальды-жоғары жылдамдығы (5–8 мм/жыл) электрод аудандарының қатынасымен түсіндіріледі: жол түріндегі құбырдың төменгі бөлігіндегі ауданы кіші анод және анодты электрод ауданынан он есе үлкен болатын катод.

Осы жергілікті коррозия түрін алдын алу әдісі әдеттегідей болмау және шешімдер қарастырылған механизмнен шығуы керек.

Коррозия ингибиторларын пайдалану бұл кезде аз әсерлі, себебі ингибиторлардың қорғаныш қабықшасы әрқашан металл бетінен жойылып тұрады. Көмірқышқылды коррозия кезінде тұрақтылығы төмен болатын тұрақтымен алмастыру техника-экономикалық жақтан тиімсіз, себебі Батыс Сібірдегі мұнай құбырының желісі аса үлкен.

Құбырдың төменгі бөлігіндегі коррозияны алдын алу үшфазалы ағындардың ағыстарының гидравликалық ерекшелігін ескергенде ғана шешілуі мүмкін.

Алдымен, осындай кен орындарды тұрғызу жобасы сатысында (немесе оларды пайдалану) мұнай өткізгіш құбырдың есептеп-төмендетілген диаметрлері салынуы керек, оларда мұнай-су-газды ағынның ағу жылдамдығы оптималды деңгейде ұсталып тұрады, яғни мұнай эмульсиясынан жеке фаза болып су бөлінбеуі керек.

Коррозиялық агрессия көзқарасынан қауіпті болып **тығынды** және **қабатталған** ағу режимі саналады. Газ «тығыны» құбыр ауданынан жүріп өткенде онда үлкен діріл пайда болады. Газды «тығынның» өту периодтылығы 1–2 сағаттан 15–25 минутқа дейін баруы мүмкін. Нәтижесінде, мұнай жинау коллекторы **циклдік** жүктемені сезуі мүмкін.

Циклдік жүктеме кезінде металда серпімді пластикалық деформация пайда болады, ол кернеу концентратында алдын-алынған және интенсивті жергілікті механика-химиялық коррозияға, коррозиялық-шаршау жарылымдарының дамуы әкеп соғады. Құбырдың ішкі бетіндегі коррозиялық бұзылыс алдымен электрхимиялық механизммен жүреді, ал ары қарата олар кернеудің жиналу ауданы болып жүруі мүмкін. Осымен өндірісте бақыланатын аномальды жоғары коррозия жылдамдығы (9 мм/жыл) түсіндіріледі.

6.3. Резервуарлардың коррозиялық бұзылысы

Резервуардың жұмыстарының күрделі қиыншылықтарына топырақ және ішкі коррозиялық бұзылыстар жатады, олар **электрхимиялық механизм** бойынша жүреді.

Резервуарлардың 10 және одан аз жылда тесікті коррозия себебінен жұмыстан шығып қалуы бізге таныс. Көбінесе коррозиялық бұзылысқа резервуар түбі және беті ұшырайды, олар ылғалдың конденсациясы және әртүрлі сілтілік және минералданған тауарасты су жағдайында мұнай өнімінің айнасының үстінде бу-газ-ауалы ортамен байланыста болады. Олардағы коррозия жылдамдығы 0,1–0,5 мм/жыл.

Резервуарды қорғау пассивті және активті әдістермен жүргізіледі.

Пассивтіге резеруар бетін агрессивті ортадан қорғайтын қорғаныш лактарын қолдану жатады. Резервуардың ішкі бетін заманауи лак бояулы жабындарды мұнай өнеркәсібінде пайдалану, фаза айырымында өзгеретін, барлық бетті толық қорғау болып кеңес беріледі. Бұл қорғау әдісі қазіргі уақытта жақсы дамыған, алайда кей кезде жекелеген бет, түп немесе жақын жатқан аудандарды ғана қорғауда болады.

Қолданылып жүрген сыр бояулы материалдардың алдыңғы орнында эпоксидты материалдар тұр. Алайда таза эпоксидты материалдарды қолданғанда температуралық шектеулері бар – әдетте плюс 5–10 С төмен емес, олардың жоғары адгезионды көрсеткіштері пайдаланудың ұзақ уақыттан кейін бұны қолдануда үлкен аргумент береді. Бұл отандық кейбір сыр бояуларына қатысты, әсіресе, бетін тегістеу және эмальды жүйе болатын материалдар. Сонымен қоса жаңартылған эпоксидты материалдар қолданылады, олардың негізінде эпоксидты-таскөмірлі, эпоксидты-жабынды материалы және басқа да байланыстырушылар жатыр. Осылай, эпоксидты-таскөмірлі материалдар алдында пайдаланбаған кен орында жөндеу жұмыстары кезінде өзін тиімді етіп көрсетті. «Жаздық» және «қыстық» қатырғыштарды пайдалану температураның үлкен интервалы кезінде, сонымен қоса -100С кезінде де жұмыс жасауға мүмкіндік береді. Төмен температуралы жағу бойынша осындай мүмкіндіктерді екікомпонентті полиуретан-таскөмірлі материалдар береді. Ауа ылғалы әсер еткенде қатуы жүретін бір компонентті полиуретан-таскөмірлі материалдарға қарағанда екікомпонентті тұрақты, олар буға тұрақтылық және басқа да сындардың барлығына тұрақты.

Жаңа эпоксидты материалдардың бірі – эпоксидты-жабынды материал, ол 95С-тен 15С температура градиентінде су және су-мұнай ортаға енгізу жағдайында термоберік. Материал булы конденсат және ыстық суға арналған сыйымдылықтарды қорғауға мүмкіндік береді.

Отандық атмосфераға тұрақты материалдар арасында эпоксидты-винилді материалды атап өту керек, онда эпоксидтың адгезиялық қасиеті және винилді компоненттердің атмосфера-тұрақтылығы біріккен. Олардың май-бензо-тұрақтылықтылығы

бар, ол қысқа уақытты мұнай және мұнай өнімін жуғанда тұрақты болып табылады.

Пайдалану және пайдаланатын бетін тегістеуге байланысты эпоксидты-винилді материалдардың жұмыс уақыты 6-дан 10 жылға дейін болуы мүмкін. Бұдан сенімді 8-10 жыл жұмыс істеуді айтқанда импортты эпоксидты-полиуретанды сұлба жабынын айтамыз: глянecті және лайды төмен ұстайтын жартылай глянecті жабындар. Йотун, Текнос фирмаларының жабындарының эпоксидты-полиуретанды сұлбаларын пайдалану технологиясы меңгерілген. Ұқсас жағдайлар Тиккурила, Хемпел және басқа фирмаларға қатысты болуы да мүмкін.

АООТ «ВНИИнефтехим» тәжірибелік жұмысында ғылыми зерттеулер нәтижесінде «кілт асты» сыйымдылық қондырғылары және резервуарлардың сыртқы және ішкі бетін толығымен коррозиядан қорғау кешен жұмыстары жүзеге асуда. Көлемі 300-ден 10000 м³ болатын резервуарды коррозиядан қорғау тәжірибе жұмыстары жинақталған.

Арматура және қондырғының көрінетін бөлігіндегі атмосфералық коррозияға қарағанда бетасты коррозия көбінесе жасырын және ағымдар болмағанша көрінбейді.

Резервуардың кез келген негізгі төрт бөлігінің бұзылысы – қақпақ, корпус, түбі және фундамент – ішіндегісінің ағуын немесе ластануына әкелуі мүмкін. Ағулардың нәтижесі өте күрделі болуы мүмкін, егер резервуарды тез жанатын КС табиғаты бар заттар сақталса. Басқа факторлардан, резервуардың жұмыс істеу уақытына теріс әсер ететін, оның пайдалану сенімділігіне түптегі бетасты коррозиясы үлкен қауіп төндіреді.

Көптеген резервуарлар болат негізінде жасалынған, олар арнайы топырақ бетінен биіктікте дайындалған фундаментке сүйенеді (6.13-сурет).



6.13-сурет. Бетасты коррозияның көрінуі

Резервуар түбін негізгі қорғау әдісіне (**активті**) **катодты қорғау жүйе** құрылымы (cathodic protection – CP), түбіне сыртқы жабындарды жабу, «еселі түп» жасау және резервуар фундаменті үшін арнайы жоғары электр кедергісі немесе сілтілігі бар материалдарды қолдану жатады.

Резервуар фундаменті бетон және асфальттан жасалған, егер ҚЖ қондырғы жүйесі қарастырған талаптарды толығымен қанағаттандырмайды. Себебі бетон және асфальттан жасалған фундамент ҚЖ қорғаныш тогын резервуар түбіне жеткізбейді. Бұндай фундаменттер резервуар түбі және топырақ төменгі жағында ылғалға (электролит) арналған кедергі болып табылады. Бұл ерекшелік бетасты коррозияны жұмсартуда қолданылады. Жақсы жобаланған фундамент резервуар түбіне топырақ ылғалының енуіне үлкен қорғаныш бола алады.

Осылайша, электролиттің болмауы бетасты коррозияның айтарлықтай төмендеуіне апарады. Алайда осындай фундаментті сәтті пайдалану және бетасты коррозияны жұмсартуға резервуар түбі және фундамент арасындағы саңылаулар жаңбыр суы немесе атмосфералық ылғал енбес үшін бітелген (6.14-сурет).



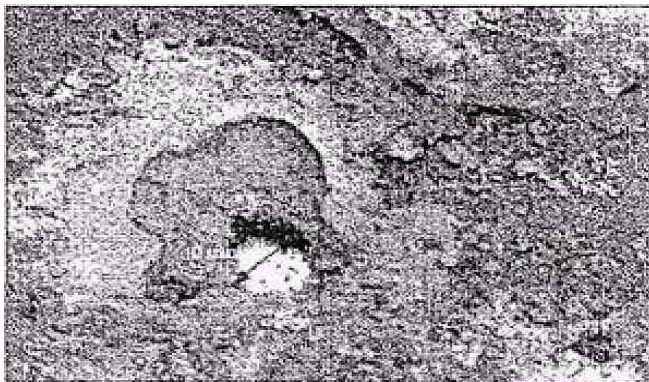
6.14-сурет. Резервуар түбі және оның фундаменти арасына ылғал енуді алдын алу үшін екікомпонентті тығыздаушы материал жағылған

Саңылауларды бітеудің герметикалық тиімді әдісі – сәйкес тығыздығыштарды пайдалану болып табылады. Тығыздаушы дұрыс таңдалуы керек, пайдалану кезінде кеуіп жарылып кетпес үшін. Егер қолданылған тығыздаушы материал бұзылса, ол контрөнімді рөл ойнауы мүмкін. Тесіктерді саңылаусыз бекіту үшін резервуардың сыртқы сақиналы бетін және фундамент арасын екікомпонентті полисульфидті тығыздағышпен қамту керек, ол ылғал және коррозиялық заттарды жинағыш болады.

Мұны ені 3–4 см болатын шеңбер канава және сыртқы сақинаның сәйкес тереңдік арқылы жүзеге асыруға болады. Сақинаға бетін қорғайтын бояу жағады. Одан соң, шеңбер жыраға сыртқы сақина беті шетіне дейін тығыздаушы салуға болады (6.14-сурет). Бұған қоса, резервуар фундаментінің беттік жазықтығы сыртқа қарай еңіс болуы керек, ол жаңбыр суы немесе ағыс резервуал толған кезде түбіне ақпауы керек. Мұндай схема сақинаны бақылап отыру үшін ашық қалдыра отырып, нәтижелі герметизацияны қамтамасыз ете алады.

Ағуды детектрлеудің дәстүрлі әдісі резервуарлардың түптерінің астына дренажды құбырлар орнатуға негізделген. Алайда дренажды құбырлар орнату туралы шешім толық талдануы қажет. Резервуардың қолданыстағы түбінің типін, резервуардың құрылысын және жергілікті атмосфералық жағдайларды ескеру қажет.

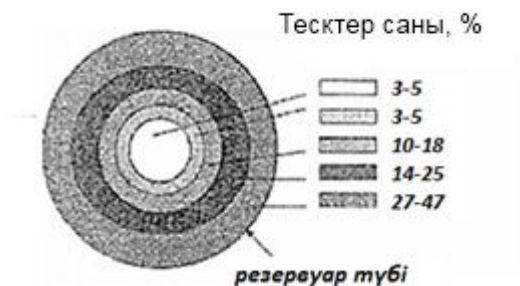
Ылғал зонадағы бетонды немесе асфальтті фундаменттердегі резервуарлар үшін дренажды құбырлар зиянды болуы мүмкін. Мұндай жағдайларда дренажды құбырлар резервуардың түбі мен фундаментінің арасына орнатылса, ылғалдың өтуіне және нүктелік коррозияның тура саңылауларға (6.15-сурет) дейін өтуіне қызмет етеді, ол жамауды қайнату арқылы жөндеуді талап етеді.



6.15-сурет. Бетасты коррозия нәтижесінде резервуардың түбінде тесіп өткен саңылаулар пайда болған

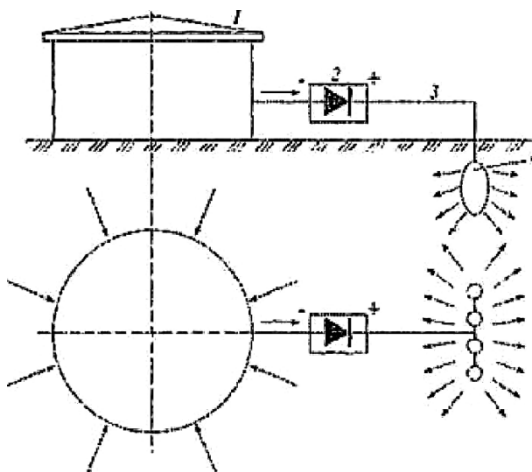
Қираудың (root-cause failure analysis - RCFA) негізгі себептерін талдаудың бір бөлігін құрайтын жете зерттеулер жүргізілген. Резервуарда орналасуына байланысты коррозиялардың әсерінен пайда болған дефектілердің таралуының статистикалық диаграммасы құрылған (6.16-сурет).

Зерттеулер көрсеткендей, коррозиядан туындаған зақымдардың көпшілігі резервуардың түбінің центрінен ең алыс зонасында болған. Жүргізілген бақылаулар мен коррозиялық дефектілердің статистикалық талдау қорытындылары негізінде жаңбыр суы немесе қоршаған орта ылғалы резервуардың фундаменті мен түбі арасынан өтуі мүмкін деген болжам жасалды.



6.16-сурет. Түпте ағу мен нүктелік коррозияның таралуы.
Масштаб сақталмаған

Резервуарлардың коррозиясымен күресудің белсенді әдістері олардың катодты және протекторлы қорғанысы болып табылады. Катодты қорғанысты (6.17-сурет) түптің топырақты және ішкі (тауарасты суының жоғары деңгейі, H_2S болуы, тұздардың болуы және басқалары) коррозиядан бүлінуін болдырмау үшін қолданады.

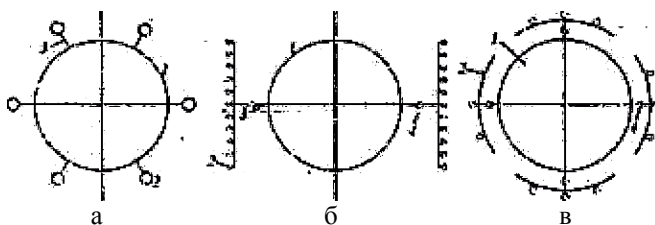


6.17- сурет. Резервуарды электрхимиялық коррозиядан катодты қорғаудың принципті сұлбасы

Принципті сұлба құбырды қорғау жүйесіне ұқсас – тұрақты ток көзінің «минусы» **2 дренажды кабель** көмегімен **3 резервуармен байланысады, ал "плюс" анодты** жерлендіруге **4 жалғанады. Резервуарда минимальды қорғау потенциалы** – МСЕ бойынша – 0,8/В болады. Орталардың агрессивтілігі артқанда немесе анаэробты сульфат қалыптастырушы бактериялар болғанда минималь қорғаушы потенциал – 0,97 В дейін артады. Мұнайы бар резервуарларды катодты қорғауды қолдану өрттік тұрғыдан қауіпті. Электрлік тізбектің үзілуінен пайда болған ұшқын өртке немесе жарылысқа алып келуі мүмкін.

Протекторлы қорғауды қолдану жағдайында ұшқынның пайда болуы мүмкін емес, себебі протектор мен қорғалатын конструкция арасындағы потенциалдар айырымы үлкен емес. Резервуарларды протекторлы қорғау дара, топтық шоғырландырылған және топтық шашыраңқы протекторлармен жүргізеді (6.18-сурет).

Коррозиялы бақылау үшін 1998 жылдан бастап ТМД елдерінде алғаш заманауи **коррозиметрлер, шлюзді қондырғылар** көмегімен әрекеттегі жабдыққа орнатылатын датчиктер қолданылады.



6.18-сурет. Ішкі коррозиядан протекторлы қорғаудың принциптік сұлбасы:

а-дара протекторлармен; б-топтық шоғырланған протекторлармен; в-топтық шашыраңқы протекторлармен; 1-резервуар; 2-протекторлар; 3-дренажды сым; 4 - коррозиялы-өлшеу колонкалары

Коррозиметрлер автоматты режимде жұмыс істейді, коррозия жылдамдықтары бойынша дәл мәліметтер береді, ол

коррозияны анықтайтын факторларға дер кезінде әрекет етуге және олардың мәндерін талап етілетін шектерде ұстауға мүмкіндік береді. Коррозиметрлер ингибиторлы қорғаудың қымбат реагенттерінің мөлшерін оңтайландыруға, шикі мұнайды айдау тәртібін құрастыруға мүмкіндік береді.

Коррозиялық бақылаудың басқа маңызды аспабы дренажды су сызықтарына орнатылған **лектік рН-метрлер**. Коррозиялық жағдай нашарлағанда коррозия жылдамдығының жоғарылауымен қатар ондағы еритін темір мөлшері де артады. Лектік рН-метрлер рН деңгейінің нормадан төмендеуін көрсете отырып, оны жою қажеттілігінің ақаулары туралы алғашқы сигнал береді. Барлық қорғау шараларын еңгізу нәтижесінде жылдамдықты 10–60 есе төмендете аламыз.

6.4. Газ құбырларында гидратты тығындардың түзілуі

Мұнайлы газ – қабаттық мұнайдан оның газдалуында бөлінетін газ және бу негізді КС және НКС компоненттерінің қоспасы. Пайдалану мөлшері бойынша өндірілетін мұнайдағы су концентрациясы артады және өндірілетін газдың ылғалдылығы артады. Мұнайлы газдың салыстырмалы ылғалдылығы 20-100% . Фракциялық құрамы бойынша түрлі кен орындарының ілеспе және табиғи газдары бір-бірінен ерекшеленеді, алайда әдеттегідей компоненттердің арақатынасы мына диапазондарда өзгереді, %:

- Метан–30-90;
- Этан–2-30;
- басқа көмірсутектер – 2-30;
- көмірсутекті емес газдар –1,5-30.

Мұнайлы газдардың көп компоненттілігі термодинамикалық қасиеттердің әртүрлілігінен де көрінеді. Нақты жағдайларда: қысым мен температурада КС мұнайлы газ ағынының бірфазалылығын бұза отырып, газды күйінен сұйық күйге өтеді.

Мұнайлы газдың фазалық тепе-теңдігіне оның құрамындағы ауыр көмірсутектер ерекше әсер етеді. Ауыр

көмірсутектердің болуы конденсаттың түзілуіне ғана емес, гидраттардың түзілуіне де әсер етеді.

Сонымен, этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) және изобутан (және $i-C_4H_{10}$), сондай-ақ газдың құрамындағы күкіртті сутек, көмір қышқылы және басқа да қышқыл газдар гидраттүзілу жағдайларын күрт жақсартады. Гидраттар сыртқы түрі бойынша сарғыш реңі бар борпылдақ қарға ұқсас. Жеке КС гидраттары олардың физикалық – химиялық қасиеттерін анықтайтын келесі химиялық формулаларға ие:

- метан мен этан үшін: $CH_4 \cdot 5,75 \cdot H_2O$; $C_2H_6 \cdot 5,75 \cdot H_2O$;
- пропан мен изобутан үшін: $C_3H_8 \cdot 6 \cdot H_2O$; $i-C_4H_{10} \cdot 7 \cdot H_2O$;

Мысалы, метан гидратының тығыздығы (ρ) $0,992 \text{ г/см}^3$ тең, яғни 1г гидраттың құрамында 0,128 г CH_4 және 0,872 г H_2O бар.

Рентгенографиялық түрде гидраттарда кристалл торлардың екі типі анықталған. I құрылым судың 46 молекуласынан құралған және 8 қуысы бар: 2- кіші бос $5,2^A$ ішкі көлденеңі бар және $5,9^A$ үлкен б. II құрылым – судың 136 молекуласынан құралған және 24 қуысы бар: 16 кіші бос $4,9^A$ ішкі көлденеңі бар және $6,9^A$ үлкен б.

Газ молекулалары тор қуыстарында орналасқан (6.19-сурет). Өз кезегінде қуыстар газ болғанда ғана өмір сүруі мүмкін. Гидраттардың сыртқы түрі түрлі пішіндегі нақты көрсетілген мөлдір кристалдар түрінде, олар гидратқұраушының түзілуі және жағдайымен анықталады. Турбулентті ағыста алынған гидраттар аморфты тығыз престелген масса.

Белгілі бір қысымдар мен температураларда газ молекулалары берік сутекті байланыс көмегімен су молекулаларынан құралған кристалл тордың құрылымдық кеңістіктерін толтырады.

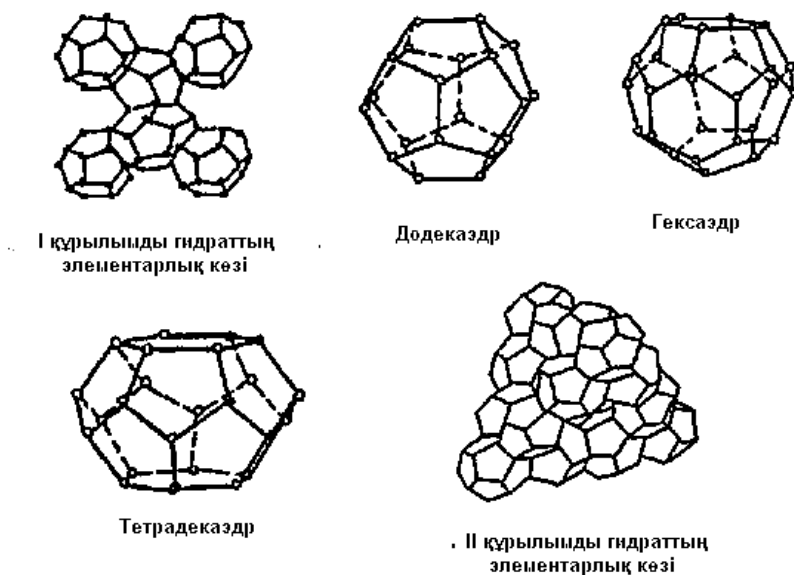
Газ молекулаларының өлшемі гидрат құрылымының типін анықтайтын басты фактор болып табылады.

Метанның КС қатарының молекулаларының өлшемдері мынадай: (^{A}): CH_4 - 4,1; C_2H_6 - 5,5; C_3H_8 - 6,3; $i-C_4H_{10}$ - 6,3; $n-C_4H_{10}$ - 7,4.

Молекула өлшемдерін гидраттардың қуыстарының өлшемдерімен салыстыра отырып айта кетсек, CH_4 және C_2H_6

құрылымды гидраттар құрайды, ал C_3H_8 және $i-C_4H_{10}$ II құрылымды гидраттарды құрайды. Бутан гидраттардың қалыпты құрылыммен жоғары КС құрамайды. Гидраттардың түзілуінің міндетті шарты – газ ағынында сұйық фазада судың болуы. Сұйық фазада су егер газ су буымен толық қанықса, яғни газдың салыстырмалы ылғалдылығы бірге тең болса ғана болады. Қысымның төмендеуі және температураның өсуімен газдағы су буының максимальды мөлшері артады.

Газдағы судың берілген мөлшерінде газдың су буына толық қанығу температурасы газдың су бойынша берілген қысымдағы шық нүктесі деп аталады.



6.19-сурет. Гидраттардың түзілуі

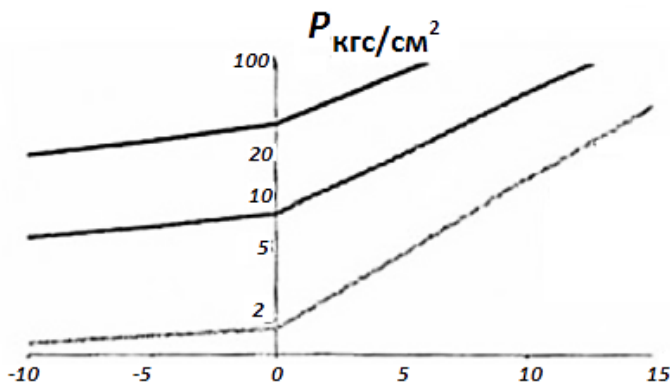
Егер газ құбырына газ келіп тұрса, су мөлшері көлік шарты бойынша (қысым және температура өзгерісі) газ температурасы шық нүктесінен төмендемейді, сонда мұндай газ

құбырында тамшылы ылғалдылығы түспейді, сәйкесінше гидраттар пайда болуының шарты жоғалады.

Егер газдың шық нүктесі температурадан жоғары болса, соған дейін газ құбырындағы газ салқындай алатын (газ құбыры орналасқан грунт температурасына дейін салқындай алады немесе егер газ құбыры ашық орналасқан болса, қоршаған ауа температурасына дейін салқындай алады) онда осындай газ құбырында су буының конденсациясы жүзеге асады, яғни гидрат пайда болу шарты орындалады.

Сұйық фазадағы су газы ағынының болуы – міндетті, бірақ гидраттар пайда болуы жеткіліксіз шарттары. Гидраттар газ құрамына байланысты белгілі температура мен қысымда пайда бола алады.

Гидраттардың газдың әртүрлі тығыздығы үшін абсолютті қысым мен температурадан пайда болу тәуелділігі 6.20-суретте көрсетілген.



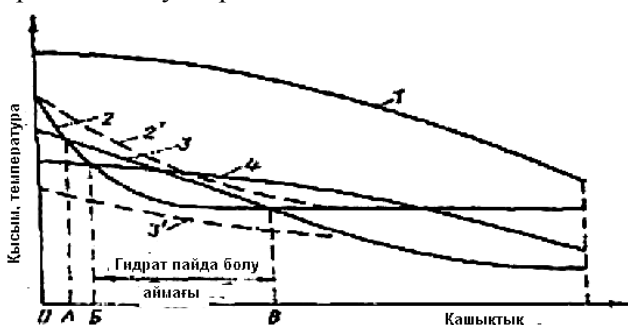
6.20-сурет. Гидраттардың пайда болуына абсолюттік қысымның тәуелділігі және әртүрлі тығыздықтағы газдардың күндік температурасы

Көмірсутек пен көмірқышқыл газы гидраттардың пайда болуына әсер етеді. Газдың құрамындағы аз ғана көмірсутектің мөлшерінен гидраттардың пайда болу температурасы өсе

бастайды. Көмірқышқыл газының әсері азырақ. Азот және УВ бутанға қарағанда ауырырақ және гидраттардың пайда болуын қиындатады.

Гидраттардың пайда болу шарттарының мүмкіндігі – графикалық түрде көрсетілген. (6.21-сурет). ОА аймағында газ құбырында тамшылы ылғалдылық болмайды, себебі газдың шық нүктесінің температурасы сол аймақтағы температурадан төмен болады.

АБ аймағында бос су болады, бірақ газдың температурасы гидраттың пайда болу температурасынан жоғары болады. Сәйкесінше ОБ аймағында гидраттар пайда болмайды. БВ аймағында су сұйық фазада және газ температурасы гидраттардың пайда болу температурасынан төмен болады, себебі бұл аймақ – гидраттар пайда болуының мүмкін зонасы. В нүктесінен газ құбырының соңына дейін газдың шық нүктесінің температурасы оның белгіленген температурасынан төмен болады, себебі сұйық фазадағы су қайта бұға көшеді және гидраттар пайда болу шарты болмайды.



6.21-сурет. Газ құбырындағы гидраттардың түзілу жағдайының өзгеруі:

1- қысымның өзгеру қисығы; 2- газ температурасының өзгеру қисымы; 3- шық нүктесінің өзгеру қисығы; 4- гидраттардың түзілуінің бастапқы қисығы

Газ құбырындағы газ қысымы жоғары және температура төмен болған сайын, құбыр қабырғасында гидраттар тезірек пайда болады. Гидраттар тұрақсыз қосылыстарға жатады және кейбір шарттарда газ және суға тез бөлінеді.

Бізге белгілі гидраттардың пайда болу себептеріне байланысты гидраттардың пайда болуын ескертеді. Гидраттарға қарсы тұрудың барлық шаралары газдың гидрат пайда болуының және судың энергетикалық қатынасына негізделген. Өндірісте келесі тәсілдерді қолданады.

Газды қыздыру. 6.20-суретті қарастырайық, егер 2 қисық 2 күйді алса, газ құбырдағы газдың температурасы шық нүктесінің температурасы үлкен, соған сәйкес бос су тамшылары болмайды, яғни гидрат пайда болу шарты болмайды. Газды қыздыру өндірісте кейбір жағдайларда қолданылады, ескертпе ретінде және гидратты тығынды жою үшін.

Газдың **шық нүктесінің** төмендеуі:

– газды транспорттағанда қысымын азайту, бұл жағдайда шық нүктесінің температурасы азайған сайын гидраттың пайда болуының температурасы да азаяды.

– сұйық фазадағы суды нейтралдау;

– газдағы судың мөлшерін азайту;

Егер 6.20-суретте 3 қисық 3-қалыпты алса, онда газ құбырдың бойындағы газдың шық нүктесінің температурасы оның температурасынан төмен болады, яғни тамшылық ылғалдылық және гидраттар пайда болмайды.

Газ тығыздығының азаюы оның құрамындағы ауыр көмірсутектің алынуы. Бұл жағдайда гидрат пайда болатын температура өседі және төмендейді.

Газ ағынын ылғалдан босату – сорбция және төмен температуралы сепарация әдісімен орындалады. Су бойынша шық нүктесінің төмендеуі технологиялық температурадан төмен, ол су буының конденсациясын болдырмайды, сәйкесінше гидраттар пайда болмайды. Газ құрғатуда бірнеше тәсілдер қолданылады, гидрат пайда болуының ингибиттарын – спирттер мен электролиттер, оған метанол, этиленгликоль,

диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30%-дық хлорлы кальций ерітіндісі қоса қолданылады.

Ингибиторлар су буымен әрекеттеседі және оның құрамына кіреді.

Газ құбырына қажетті реагенттер мөлшері жұмыс жағдайын ескеріп анықталады. Орташа метанол үшін тасымалданатын газдың 1000 м^3 үшін 0,1-0,25 кг арасында өзгеріп тұрады.

Газ құбырдағы гидраттарды жою үшін ингибитор шығыны мына формуламен анықталады:

$$g = [(W_1 - W_2) * C] / (C_1 - C_2), \quad (6.18)$$

W_1 және W_2 – ингибиторлар енгізгенге дейінгі және кейінгі газдағы ылғал құрамы; C_1 және C_2 – жаңа және қолданылған ингибиторлардың сәйкес массалық концентрациясы.

Ингибиторлар енгізгенге дейін және кейінгі газдағы ылғал құрамын график бойынша анықтайды.

Газ ағынына кіретін ингибитордың оптималды концентрациясы C_1 гидрат пайда болуына қажетті температураның төмендеу деңгейіне байланысты және газдан шығатын ылғал мөлшеріне байланысты.

Ингибиторлардың минимальды шығыны ең жоғары C_1 концентрация болған кезде болады. Метанол үшін бұл концентрация массаның 93-95 % құрайды.

Гликоль үшін мүмкін концентрация C_1 негізгі екі фактормен анықталады: температура төмендеуінен болатын тұтқырлық, су қорларының қату температурасы. Хлорлы кальций үшін CaCl_2 мүмкін концентрация әдетте массаның 30%-дан аспайды. Бұл ингибитордың болуы 30%-дан аспағандықтан газдан алынатын ылғалдың көбеюіне әсер етпейді.

7. КӘСІПШІЛІК МҰНАЙ-ГАЗ САҚТАУ

Кәсіпшілік резервуарлар әртүрлі өлшемді қоймалары бар және жинау, қысқа мерзімде сақтау және өндірістік, тауарлы, шикі мұнайды есептеуге арналған өндірістік кәсіпорындардың мұнай сақтау фондтарының негізгі бөлігі. Бір жерде жиналған резервуарлар тобын резервуарлар паркі немесе жинау пункті (МЖП) деп атайды. Тағайындалуына байланысты МЖП аралық, өндірістік (технологиялық) және тауарлық деп ажыратады. Мұнайды жинау және сақтауға арналған, құрғату мен тұзсыздандырудан өткен резервуарлар паркін тауарлы парк деп атайды.

Мұнай резервуарлары жанбайтын материалдардан жер үстінде, жартылай жерастында және жерастында тұрғызылады. Олар жер үстінде, жер деңгейіне тереңдетілген және жартылай тереңдетілген, металдан немесе темір бетоннан жасалуы мүмкін. Тереңдетілген және жартылай тереңдетілген резервуарлар тек қана темір бетоннан жасалады.

Өндірістік резервуарлардың сыйымдылығы 100-ден 10000 м³ дейін болады. Болат резервуарларды тұрақты немесе айнымалы қалыңдықпен корпус қабырғасына орнатады. Резервуардың биіктігі мен көлеміне байланысты оларды қалыңдығы 4-тен 10 мм дейін жапырақты болаттан жасайды. Технологиялық жағдайларға байланысты (пісіру) қалыңдығы 4 мм-ден аз болат, есептелген қабырға қалыңдығы аз болса да қолданылмайды. Резервуар корпусын орнату кезінде болат белдіктер **үш әдіспен орналасуы мүмкін:** сатылы, телескопиялы және аралық (встык). Тік цилиндрлі резервуарлардың қабырғалары артық қысым болмаған кезде сұйықтың үстіңгі бетінде сұйық деңгей бағанының биіктігіне байланысты қысым пайда болады.

Мысалы, резервуар қабырғасының (h) тереңдігіндегі ішкі қысым (P) мынаған тең:

$$P=h*\rho*g, \quad (7.1)$$

мұндағы h – сұйық деңгейінен қарастырылып отырған резервуар белдігіне дейінге биіктік; ρ – сұйық тығыздығы, кг/м³; g – еркін түсу үдеуі, м/с²;

Резервуар қабырғасының қалыңдығын мына формула арқылы анықтайды:

$$\delta = h \cdot \rho \cdot D \cdot g/2 - R_z, \quad (7.2)$$

мұндағы D – резервуар диаметрі; R_z – Мартен болатқа негізделген созылуға қажетті кернеу ($R_z=1400-9.8 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2$).

Гидравликалық қысым фундаментке әсер ететіндіктен, резервуар түбінің болат қалыңдығын есептемейді және 5 мм-ден артық болмайтындай етіп қабылдайды. Резервуарлардың төбелері 2.5 мм-ден аспайтын жапырақты болаттан жасалады. Олар: конусты, сфералық және жазық түрде болады. Өндірісте көбінесе жеңіл фракциялардың аз жоғалуын қамтамасыз ететін жазық төбелі резервуарлар қолданылады.

Болат резервуарлар стандартталған, яғни геометриялық өлшемдері (биіктігі, көлемі, диаметрі) жапырақты болаттың минимальды шығындалу жағдайына сай анықталған және бір-бірімен байланысты (7.1-кесте).

7.1-кесте

Бір үлгідегі резервуарлардың өлшемі

Резервуардың аталуы	Негізгі өлшемдері, м		Резервуардың жалпы массасы, т
	Диаметр, м	Биіктік, м	
PBC-100	5.33	5.51	4.98
PBC-200	6.67	6.87	7.51
PBC-300	8.00	6.87	9.93
PBC-400	8.00	8.24	11.05
PBC-700	10.67	8.24	16.87
PBC-1000	12.00	9.60	21.57
PBC-2000	14.67	12.32	36.07
PBC-3000	18.68	12.32	54.54
PBC-5000	22.68	12.27	78.37
PBC-7500	28.02	12.27	125.56
PBC-10000	33.35	12.27	174.44

Герметикаланбаған жинау жүйесі кезінде, резервуар парктері топтық, учаскелік және орталық мұнай жинау пункттерінде салынатын. Бірақ ол көп металл қажет ететін. Бұл резервуарларда мұнайдың жеңіл фракцияларының жоғалуы өндірілетін мұнайдың 3% құрайды. Кәсіпшілік аудандарда кең тараған герметикаланған қысым жүйесін енгізу кезінде мұнай резервуарлары қойма ретінде рөл атқаруы және мұнайды сақтау бірте-бірте нөлге барады. Резервуарлардың орнына игеруге қайта қосылатын аумақтарда герметикаланған цилиндрлі қоймалар, шеткі сәйкес айырғыш қондырғылар, буферлік қоймалар қондырылады.

Алайда тұрғызылған кен орындарда мұнай резервуарлары әжептеуір көп болады. Көбінесе олар шикізат (технологиялық) және тауарлы резервуарлар рөлін атқарады. Шикізат резервуарлардың көлемі бес еселі тәуліктік өндірілетін мұнайдан кем болмау қажет, ал тауарлы резервуарлар – екі еселі болу керек.

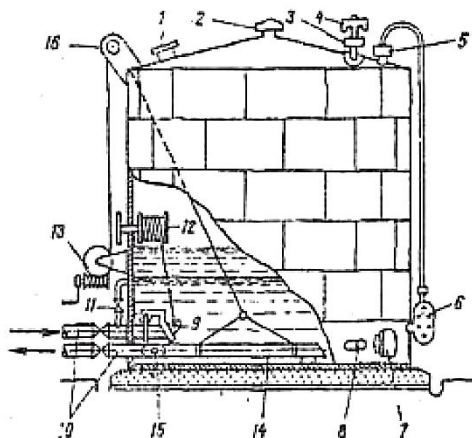
7.1. Болат резервуарлардың жабдықтары

Болат резервуарлардың жабдықтары және олардың конструктивтік сұлбалары олардың дұрыс және қауіпсіз пайдалануын қамтамасыз етуі керек, жеке алғанда:

- резервуарлардың жинақталуы және босатуы; мұнай деңгейінің өлшемі;

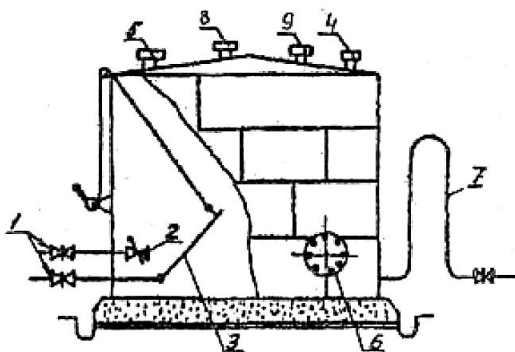
- мұнайдың сынамаларын алу;
- резервуарларды тазалау және жөндеу;
- мұнайды тұндыру және суды айыру;
- резервуардағы қысымды қауіпсіз шегінде ұстау;

өндірілген және тауарлы мұнайды резервуарға қабылдау, сақтау және жіберу операцияларын жүргізу үшін арнайы арматуралармен жабдықтайды.



7.1- сурет. Жер бетіндегі тік цилиндрлік болат резервуардағы жабдықтың орналасу сұлбасы:

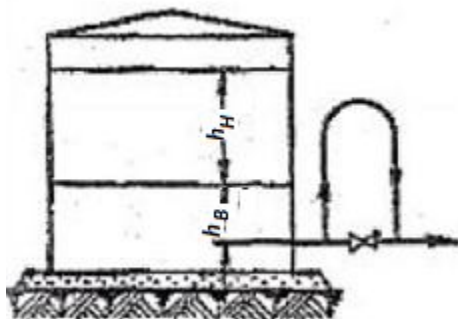
1 -жарық люгі; 2-желдету түтігі; 3-от сақтандырғышы; 4-ауа клапаны; 5 - өлшеуіш люк; 6 -деңгей нұсқағыш; 7- люк-лаз; 8- сифонды клапан; 9 – хлопушка (шартылдақ); 10- қабылдау-таратқыш түтікше; 11- қайта жіберетін қондырғы; 12- хлопушкамен басқару; 13- шығыр; 14- көтергіш түтік; 15-көтергіш түтіктің топсасы; 16-роликті блок



7.2-сурет. Жабдықтың болат резервуарда орналасу сұлбасы:

1-қабылдау-таратқыш түтікше; 2-еріксіз жабылатын жапқыш; 3-қабылдау түтігі; 4-өлшеуіш люк; 5- жарық люгі; 6- люк-лаз; 7-сифон; 8-ауа клапаны; 9-гидравликалық сақтандырғыш клапан

Қабылдау-таратқыш түтікшелі диаметрлері берілген айдалатын мұнай өнімділігімен анықталады және 150–700 мм аралығында өзгеріп отырады. Ондағы сұйықтың қозғалу жылдамдығы мұнай тұтқырлығына байланысты 0,5–2,5 м/с шамасында болады. Жапқыш 2 (7.2-сурет) ысырмалардың ақаулары немесе құбырдың авариялық күйінде болған кезде резервуардан мұнай ағындыларынан сақтап қалу үшін қондырылады. Көтергіш құбыр 3 резервуардың ішінде тұрады және мұнайды тиісті биіктіктен таңдауға арналған. Өлшеуіш люк 4 резервуардағы мұнай және судың деңгейін өлшеу, сонымен бірге сынамалар алу үшін арналған. Өлшеуіш люк резервуардың төбесіндегі түтікке тік бекітіледі. Өлшеуіш люк қақпағы төсем және қысылмалы, қайырмалы болт арқылы тығыз бекітіледі. Өлшеуіш люктің ішінде бағыттауыш қалып арқылы резервуарға түсіретін, лоты бар лента орналасқан. Лоттың қалыбы ұшқын пайда болуын болдырмау үшін мыстан немесе алюминийден жасалады. Жарық люгі 5 резервуардың төбесінде қабылдау-таратқыш түтікшенің үстінде орналасады. Резервуар қақпағы ашылған кезде ол арқылы жарық түседі, яғни резервуарды тазалау және жөндеу алдында алдын ала желдетіп алады. Люк-лаз резервуарға тазалау, жөндеу сонымен қатар жарық түсіру және желдету кезінде адамдардың кіруіне арналған. Су айдаушы қондырғылар қабат суларын айдауға арналған (7.3-сурет).



7.3-сурет. Резервуардан суды сифонды шығарудың сұлбасы

Олар көбінесе сифон түрінде орындалады. Тізенің (колено) биіктігі (h_c) резервуардағы мұнай мен су бағанының деңгейімен анықталады:

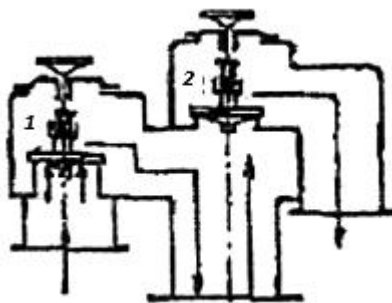
$$g \cdot (h_H - \rho_H + h_B - \rho_B) = h_{\rho_B} \cdot g,$$

Бұдан

$$h_c = \left(h_H \cdot \frac{\rho_H}{\rho_B} \right) + h_B.$$

Тыныстың қақпағы 8 (7.2-сурет) немесе 1 (7.4-сурет) резервуардың атмосферамен газды аумағын шекті мүмкін қысым немесе температура өзгерісі кезінде вакуум пайда болған кезде, сонымен қатар резервуар толып немесе босап қалған кезде автоматты түрде хабарлап отырады. Тыныстың қақпақтары артық қысымға есептелген және резервуардағы газды аумақтағы вакуум $20 \cdot 9,81 \text{ Н/м}^2$ дейін болуы керек.

Мұндай артық қысым кезінде қалыңдығы 2,5 мм жапырақты болаттан жасалған резервуар шатырының массасы оның артық қысымымен теңестіріледі. 1 м^2 шатырдың массасы 20 кг-ды құрайды, сондықтан шатырға күш түспейді, егер ішкі қысым шатыр массасының қысымынан артық болып кетпесе.



7.4-сурет. Ауа клапанының функционалды сұлбасы:
1- вакуум қақпағы; 2- гидравликалық сақтандырғыш қақпақ,
артық қысым қақпағы

Тыныстың қақпақтары өлшемін олардың мүмкін өткізу қабілетіне байланысты таңдайды:

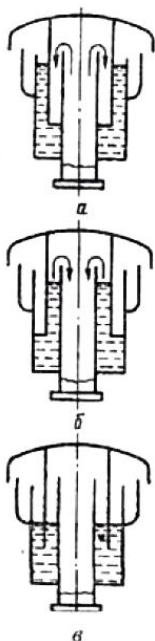
Қақпақ өлшемі, мм	50	100	150	200	250
Өткізу қабілеті, м ³ /сағ	25	72	142	240	304

Қақпақ корпусын коррозиядан қорғау үшін оны алюминий қоспасынан жасайды АЛ-2.

Тыныстың қақпағы резервуар жабдықтарының ішінде ең жауапты бөлшек болып табылады, соған байланысты клапандардың дұрыс жұмыс істеуіне және пайдалануына маңызды көңіл бөліну керек. Қыс мезгілінде тыныстың қақпақтары көп жағдайда жұмыс істемей қалады. Мұнайдың ылғалды буларының ылғал қақпағы арқылы өтуіне байланысты олардың қатып қалуына әкеліп соғады.

Бұл ақауларды жою үшін қақпақтың қатып қалған беттерін төмен температурада және жоғары химиялық тұрақтылықта механикалық беріктік қасиеті бар фторопластпен окшаулау арқылы жояды. Гидравликалық сақтандырғыш қақпақ 2 (7.4-сурет) тыныстың қақпағы жұмыс істемей қалған кезде резервуардың газды аумағындағы артық қысымды немесе вакуумды шектеу үшін сонымен қатар, тыныстың қақпағы газды немесе ауаны дұрыс жібермеген кезде қолданылады. Сақтандырғыш қақпақтар тыныстың қақпағына қарағанда көбірек қысымға және вакуумға есептелген. Оның функционалды сұлбасы төменде көрсетілген (7.5-сурет).

Сақтандырғыш қақпақты қатпайтын, ұшып кетпейтін үшін тұтқырлығы аз сұйықпен – глицерин қоспаларымен, этиленгликоль және басқа да гидравликалық бекітпе түзетін заттармен қамтиды. Резервуардағы қысымның кенеттен көбеюі кезінде қақпақтан сақиналы каналға сұйық лақтырылуы болуы мүмкін, одан сұйық кейін қарай қуыс кеңістік арқылы қалтаға келіп түседі. Отты сақтандырғыштар резервуарларда ауа және сақтандырғыш қақпақтармен бірге жинақтамада болады және резервуардың газды аумағын тыныстың қақпағы арқылы оған оттың енбеуін қамтамасыз етеді.



7.5 а-суретінде резервуардағы газды аумақтың қысымы есптелгеннен көп және газ атмосфераға сақтандырғыш қақпақ арқылы шығып жатыр.

7.5 б-суретінде тыныстың қақпағы жұмыс істемей қалған кездегі резервуардағы газ аумағында пайда болған вакуумның үлкейгені сонша резервуарға ауаның келуі сақтандырғыш қақпақ арқылы жүріп жатыр.

7.5 в-суретінде резервуардағы газ аумағының қысымы атмосфералық қысымға тең жағдай көрсетілген.

7.5- сурет. Гидравликалық сақтандырғыш қақпақтың жұмыс істеу сұлбасы:
а-резервуарлардағы артық қысым;
б- резервуардағы вакуумның пайда болуы;
в - резервуардағы қысым атмосфералық қысымға тең

Отты сақтандырғыштар резервуарларда тыныстың және сақтандырғыш қақпақтарымен бірге жинақтамада болады және резервуардың газды аумағын тыныстың қақпағы арқылы оған оттың енбеуін қамтамасыз етеді.

Отты сақтандырғыштардың жұмыс істеу принципі, яғни от отты сақтандырғышқа келген кезде каналдар жүйесі арқылы өтіп, ақыр аяғында біренеше бөліктерге бөлініп, оттың сақтандырғышпен жанасу беті үлкейіп, канал қабырғасына жылу берілу күшейіп от сөнеді. Отты сақтандырғыштардың негізгі бөлігі болып спиральды ленталы цилиндр тәрізді әртүрлі түсті металдан жасалған және сақтандырғыш корпусында орналасқан кассета табылады.

7.2. Мұнайды резервуарда сақтау барысында мұнай шығымын болдырмау

Негізгі мұнай шығымы жеңіл фракциялардың булануымен байланысты, және үлкен, кіші «тыныс алумен» байланысты.

Резервуарлардағы **кіші «тыныс алу»** тәулік температура өзгерісі және сыртқы ауаның барометрлік қысымының өзгерісі нәтижесінде болады. Күндіз резервуар және мұнайдың жоғарғы қабаты қызған кезде бу мөлшері және олардың серпімділігі саңылаусыз жабық резервуарда артады, егер қысым есептелгеннен артып кетсе, онда будың бір бөлігі сақтандырғыш немесе тыныс алу қақпағы арқылы резервуардан атмосфераға шығады. Түнгі уақытта, ауа температурасы төмендеген кезде, мұнай буының бір бөлігі – резервуарда конденсацияланып, қысым төмендейді және резервуардың газды кеңістігі вакуум есептелгеннен асып кеткенде сыртқы ауа кіре бастайды.

Ауаны енгізу және резервуардың мұнаймен толу және жіберу кезінде бу қоспасы мен ауаны шығару **үлкен «тыныс алу»** деп аталады. Мұнайдың жеңіл фракцияларын жоғалтуы кіші тыныс алуға қарағанда үлкен тыныс алу кезінде көбірек.

Сыртқы температура ауытқуы әсерінен резервуардың газды кеңістігінің температура өзгерісі жүреді. Инженерлі бағалау есептеулерін жүргізу үшін И.А. Чарнин және басқалармен резервуардың газды кеңістігінің тәулік температура ауытқуын анықтауға арналған қарапайым формулалар алынған болатын:

$$\Delta t_r = t_c \cdot f_1 + 591 [f_2 \cdot f_3 + f_7 \cdot f_6 + f_4 \cdot (f_c - f_5)] \quad (7.5)$$

мұндағы $f_1 - f_8$ – функциялар, арнайы графиктен анықталған.

Олармен тік болат резервуарда буланатын мұнай өніміне байланысты есептеуге арналған резервуарлардың температуралық режимін анықтау бойынша ұсыныстар берілген. Резервуардың газ кеңістігіндегі температура ауытқуын (Δt_r) біле отырып, газдың максимальды (t_{rmax}), минимальды (t_{rmin}) және орташа ($t_{\text{орт}}$) есептеуге болады. Жаз мезгілінде резервуардағы газ температура ауытқу амплитудасы ауа ауытқу

амплитудасынан (Δt_A) артық. Бірақ олардың минимальды температуралары бірдей. Жуықтап алғанда:

$$t_{r \min} = t_{B \min} = t_{B \text{ cp}} - \Delta t_b / 2, \quad (7.6)$$

$$t_{r \max} = t_{r \min} + t_{r \text{ cp}} = t_{B \text{ cp}} - \Delta t_b / 2 + \Delta t_b, \quad (7.7)$$

$$t_{r \text{ cp}} = \frac{t_{r \max} + t_{r \min}}{2} = t_{B \text{ cp}} + \frac{(\Delta t_r - \Delta t_b)}{2}, \quad (7.8)$$

$$t_{B. \text{cl.} \min} = t_{B \text{ cp}} - 0.3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2}, \quad (7.9)$$

$$t_{B. \text{cl.} \min} = t_{B \text{ cp}} + 0.3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2}, \quad (7.10)$$

Мұнай қабатының орташа температурасы ауаның орташа температурасына шамалас алынуы мүмкін. Күндізгі булану мұнай өнімінің бет қабатының суықтануын шақырады. Булардың түнде конденсациялануы мұнай өнімінің бет қабатының қызуына алып келеді. Бұл процестердің әсер етуі жоғарғы қабаттың түзелуіне алып келеді $\rightarrow t_{B \text{ cp}} = \text{const}$.

Тәжірибеден алынған мәліметтер бойынша мұнай өнімінің жоғарғы қабатында температураның ауытқу амплитудасы орташа $\Delta t_{B \text{ cp}} = (0.2 - 0.4) \cdot \Delta t_r$ мәнін құрайды.

Қарапайым есептеу теңдігі бойынша резервуарларда мұнай өнімінің жоғалуын теориялық бағалау П.В. Валявский және В.И. Черникин тәжірибелерінде келесі ағаттықтардан бағамдалады:

- резервуардағы мұнай өнімі буының булану концентрациясы кіші кеңістігінің барлық нүктелерінде бірдей;
- резервуардың газ кеңістігі мұнай өнімінің буланған буымен қанығуы лезде болады;
- резервуарда ауа мен бу қоспасы қатаң түрде газ жағдай теңдеуімен Дальтон заңына бағынады;
- резервуар және оның шатыры абсолютті герметикалық екені болжау жасалады;

Болжау бойынша резервуардағы (оңай буланатын мұнай өнімдерімен) кіші кеңістігінде уақыттың бастапқы моментінен келесі параметрлер орын алған: көлем (V_1), абсолютті температура (T_1), қысым (P_1) және бу концентрациясы (C_1).

Қандай да бір уақыт өткеннен кейін, процесс біржақты болуының нәтижесінде жаңағы параметрлердің барлығы өзгереді және соған байланысты бәрі тең болады: V_2, T_2, P_2, C_2 . Газдың күй теңдеуіне жүгініп: $V_1 P_1 (1 - C_1) = G_1 R$ процесс басталғанға дейін резервуардың газ кеңістігін толтырған ауа мен газ қоспасынан ауаның салмағын анықтаймыз:

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{1}{R} \quad (7.11)$$

Ауа салмағын ескеріп, R_B – ауаның газ тұрақтысын универсалды газ тұрақтысына ауыстырып, мынаны аламыз:

$$R_B = R / M_B, \quad G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{M_B}{R} \quad (7.12)$$

Процестің соңында резервуардың газ кеңістігіндегі ауаның салмағын (G_2) алдыңғы теңдікке ұқсастырып табамыз:

$$G_2 = V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \cdot \frac{M_B}{R} \quad (7.13)$$

Тыныс алу клапаны арқылы процесс уақытында резервуардан шыққан ауа мен бу ауа қоспасының салмағы мынаған тең:

$$G_B = G_1 - G_2 = \left(V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{M_B}{R}. \quad (7.14)$$

Мұнай өнімінің кейбір бу өлшемімен қоса резервуардан бу ауа қоспасымен бірге ауа да кетеді және салмақтық өлшемі қатынаспен анықталады:

$$\frac{G_B}{G_H} = \frac{V_B}{V_H} \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \quad (7.15)$$

мұндағы V_B, V_H – бу мен ауа қоспасының резервуарынан кеткен ауа мен мұнай өнімінің бу көлемі;

ρ_B және ρ_H – бу ауа қоспасындағы ауа және мұнай өнімінің тығыздығы.

Көлем концентрациясына қоспадағы газ көлемі Дальтон заңы бойынша пропорционалды: $V_B/V_H = (1-C)/C$, мұнда $C = (C_1 + C_2)/2$ қоспадағы мұнай өнімінің орташа көлемдік концентрациясы. Мынаны ескерсек,

$$\rho_B = \frac{M_B}{22.414} \text{ және } \rho_H = M_H/22.414 \rightarrow \rho_B/\rho_H = M_H/M_B.$$

Көлем қатынастары мен молекулалы салмақтардың табылған мәндерін қойып мынаны аламыз:

$$\frac{G_B}{G_H} = \frac{(1-C)}{C} \cdot \frac{M_B}{M_H} \rightarrow G_H = \frac{M_H}{M_B} \cdot \frac{C}{(1-C)} \cdot G_B, \quad (7.16)$$

$$G_H = (V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2}) \frac{M_H}{R}. \quad (7.17)$$

Бұл теңдеу резервуарда буланудың аркасында мұнай өнімінің жоғалтатын буының салмағын анықтауға мүмкіндік береді. (7.17) теңдеуінен берілетін артық қысым (P_1) және вакуум (P_2) арқылы және қаныққан бу (P_y) қысымын сәйкес температурада T_1 және T_2 өрнектеген дұрыс. Мәндерді қойып $d = P_{y1}/P_1$, $C_2 = P_{y2}/P_2$ және $C = P_y/P_B$ (7.17), мынаны аламыз:

$$G_H = ((P_1 - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_2 - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2}) \cdot \frac{P_y}{P - P_y} \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.18)$$

мұндағы $P_{y1} - T_1$ температурасындағы қаныққан бу қысымы;

$P_{y2} - T_2$ температурасындағы қаныққан бу қысымы;

P_y – қаныққан булар қысымының орташа арифметикалық мәні:

$$P_1=P_a-P_{\text{кв}}; P_2=P_a+P_{\text{кд}}; P=(P_1+P_2)/P_2, \quad (7.19)$$

мұндағы P_a – абсолютті атмосфералық қысым;

$P_{\text{кв}}$ – вакуум;

$P_{\text{кд}}$ – қысымы.

(7.18) теңдеуін түрлендіруге болады:

$$G_H = ((P_A - P_{\text{кв}} - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_{\phi} - P_{\text{кв}} - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2}) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_H}{R}$$

Әртүрлі температурадағы мұнай өнімдерінің қанығу қысымын есептеу үшін өлшемдерді графиктерден алады $P_y=f(t)$. Ұшқыш мұнай өнімдерін молекулалық салмағын оларға арналған эмпирикалық тәуелділігімен анықтайды:

$$M_H=60+0.3t_{H,k}+0.001t_{H,k}^2 \quad (7.20)$$

мұндағы M_H – бензин буының молекулярлы салмағы;

$t_{H,k}$ – бензиннің қайнап бастау температурасы, $^{\circ}\text{C}$

Газ ($M_{\text{гсм}}$) қоспасының молекулалық массасы және оның тығыздығын ($\rho_{\text{г см}}$) аддитивті жүйе бойынша бағалайды:

(7.18) теңдеуі резервуардың «тыныс алу» сипатына қарай есептеу формулаларын алуға мүмкіндік береді, оның көмегімен булану шығындары толығымен немесе жартылай жойылатындай шарттарды анықтауға береді.

Кіші «тыныс алу» кезіндегі шығын. Кіші «тыныс алу» процесі кезінде сұйық мұнай өнімінің бір бөлігі буланып, газ тектес күйіне айналады. Сонымен, мұнайдың алып жатқан көлемі кішірейіп, резервуарда газ кеңістігінің көлемі артады. Ал тәжірибелік есептеуде газ кеңістігінің өзгеруін ескермей былай қабылдаймыз $V_1=V_2=V$. Температура 1°C өзгергенде жер бетіндегі резервуарларда кіші «тыныс алу» кезінде шығынды есептейтін (7.18) теңдеу мынадай түрге енеді:

$$G_{1M,д}=V \cdot \left(\frac{(P_A - P_{\text{кв}} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_{\phi} - P_{\text{кв}} - P_{y2})}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_H}{P} \quad (7.21 \text{ а})$$

Теңдеу кіші «тыныс алу» кезінде шығын болмайтындай резервуардағы (P_2) рұқсат етілген артық қысым шамасын бағалау тұрғысынан үлкен қызығушылық тудырады. (7.21) теңдеуін нөлге теңеп, түрлендіріп мынаны аламыз:

$$\frac{(P_A - P_{KB} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_\phi - P_{KB} - P_{y2})}{T_2} = 0 \quad (7.21)$$

$$P_2 = (P_a + P_{кд}) \rightarrow P_2 = P_{y2} + (P_a - P_{KB} - P_{y1}) \cdot \frac{T_2}{T_1}. \quad (7.22)$$

(7.19) ескеріп:

$$P_{кд} = (P_a - P_{KB} - P_{y1}) \frac{T_2}{T_1} - (P_a - P_{y2}) \quad (7.23)$$

Кіші «тыныс алу» кезіндегі шығындарды шамамен есептеу үшін газ температурасының 1^0 C-ге өзгеруі кезінде резервуардың 1 м^3 газ кеңістігінен мынаны құрады:

$$G_{1\text{м.д}} = \frac{C}{90} \cdot \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}} \quad (7.24)$$

Және атмосфералық қысымның 1 Па -ге өзгеруі кезінде мынаны құрамыз:

$$G_{\rho \text{ м.д}} = 0.44 - C, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}. \quad (7.25)$$

Үлкен «тыныс алу» кезіндегі шығындар анықтау тұрғысынан бағаланады, оның шамасы резервуарға жиналған мұнай өнімінің көлеміне пропорционал болады. Атмосфералық резервуар үшін мынаны аламыз: $P_1 = P_2 = P$. Үлкен «тыныс алулар» кіші уақыт аралығында және $T_1 = T_2 = T$ кезінде өтеді деп есептеледі. Онда $C_1 = C_2 = C$. (7.17) теңдеуі мына түрге келеді:

$$G_{БД} = (V_1 - V_2) * C * \frac{P}{T} * \frac{M_H}{R} \quad (7.26)$$

мұндағы $V_1 - V_2 - V_H$ – резервуарға айдалатын мұнайдың көлемі;

$$\frac{P}{T} \cdot \frac{M_H}{R} = \rho_H - \text{мұнай буының тығыздығы.}$$

Егер резервуар қандайда бір артық қысымға арналса, онда үлкен «тыныс алу» процесінің басында будың бір бөлігі сығылады және резервуардың газ кеңістігі V_2^* -ге дейін кішірейеді. Газ кеңістігіндегі қысым P_2 үлкен болмағанша газдың сығылуы жүре береді. Үлкен «тыныс алу» кезінде шығым газ кеңістігінің көлемінен басталады $V_2' < V_1$. Резервуардан мынаған тең $V_H - \Delta V$ бу мен ауа қоспасының көлемі кетеді, мұнда V_H резервуарға айдалатын мұнайдың көлемі, ал $\Delta V = V_1 - V_2$ – резервуардың газ кеңістік көлемінің бір бөлігі және ол үлкен «тыныс алу» кезінде шығымсыз мұнай өнімімен толып тұрады. V_2' – өлшемін анықтау үшін, (7.18) теңдігін нөлге теңеп және есептеумен қалыптасады $T_1 = T_2 = T$; $P_{y1} = P_{y2} = P_y$; $P_1 = P_2 - P_{кв}$; $P_2 = P_a + P_{кв}$:

$$V_{12} = V_1 \frac{(P_a - P_{кв} - P_{y1})}{(P_a - P_{кв} - P_{y2})} \cdot \frac{T_2}{T_1}, \quad V_{12} = V_1 \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}, \quad \Delta V = V_1 - V_2$$

$$\Delta V = V_1 \left(\frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right), \quad \Delta V = V_1 \left(\frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right) \quad (7.27)$$

Резервуардан шығатын газдың көлемі, $V_r = V_H - \Delta V$,

$$V_r = V_H = V_1 \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \quad (7.28)$$

Үлкен бір «тыныс алуда» резервуардан мұнай өнімі буының салмағының жоғалуы, белгілі қатынастар өлшемімен бағалаймыз:

$$G_{бд} = (V_H - \Delta V) \cdot p \cdot C, \quad \rho_H = P \cdot \frac{M_H}{T} \cdot R, \quad C = \frac{P_y}{P}:$$

$$G_{бд} = (V_H - V_1 \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}) \frac{P_y}{T} \frac{M_H}{R}. \quad (7.29)$$

(7.29) теңдеуінен көрініп тұрғандай, булардың қанығу қысымы үлкейген сайын үлкен «тыныс алуы» кезіндегі резервуардан шығатын газдың көлемі кішірейеді, ал мұнай өнімі буларының концентрациясы өседі. Үлкен «тыныс алудағы» шығындардың нақты мәндері P_y кезінде максимумға дейін жетеді. G_{max} мәнін $d \frac{G_{б.д}}{dP_y} = 0$ шарты бойынша анықталады.

$$V_H - V_1(P_2 - P_1) \frac{P_2}{(P_2 - P_y)} = 0 \quad (7.30)$$

Бұдан

$$P_y = P_2 \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{V_1}{V_H}} \cdot \left(1 - \frac{P_1}{P_2}\right)\right) \quad (7.31)$$

Резервуардың толық толуында $V_H = V_1$ мынаны қабылдаймыз. Онда

$$P_y = P_2 \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \left(1 - \frac{P_1}{P_2}\right)}\right) \quad (7.32)$$

(7.32), (7.39) теңдеуінен P_y – мәнін үлкен «тыныс алу» кезінде максимальды шығымды анықтайтын теңдеуді аламыз.

$$G_{max \text{ б.д}} = V_1 \cdot (\sqrt{P_2} - \sqrt{(P_2 P_1)})^2 \cdot \frac{M_H}{R} \quad (7.33)$$

Үлкен «демалғанда» шығым болдырмайтын резервуарда артық қысымның болуын (7.29) теңдеуін нөлге теңеп ала аламыз:

$$(V_H - V_1 \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}) \frac{P_y}{T} \frac{M_H}{R} = 0 \quad V_H - V_1 \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} = 0$$

$$P_2 = \frac{(V_1 \cdot P_1 - V_H \cdot P_y)}{(V_1 - V_H)}. \quad (7.34)$$

Мысалды қарастырайық. Белгілі бөлікке дейін толтырылған көлемі ($V=2157\text{м}^3$) болат цилиндр тектес вертикальді резервуарда, бір үлкен және бір кіші «тыныс алуда» мұнайдың жойылуын есептеу. Орташа атмосфералық қысым

$P_a=10^5$ Па, мұнайдың қайнап бастау температурасы ($t_{всп}=19^{\circ}C$), орташа айлық минимальды температура ($t_{b \min}=15^{\circ}C$), резервуардағы газ кеңістігінің тәуліктік температураның ауытқу амплитудасы ($\Delta t_r = 32^{\circ}C$), мұнай тығыздығы ($\rho = 0.85$ т/м³).

Шешуі: бір кіші «тыныс алуда» резервуардағы мұнай шығымын формуламен анықтаймыз:

$$G_{M.л} = V \times P_A \times \left(\frac{1 - C_1}{T_1} - \frac{1 - C_2}{T_2} \right) \times \frac{C}{1 - C} \cdot \frac{M_H}{R}$$

Шығым T_1 және T_2 температураға тәуелді, сәйкесінше резервуардағы газ кеңістігіндегі K max және min температуралары:

$$T_1 = t_b^{min} = 15^{\circ}C + 273 = 288K$$

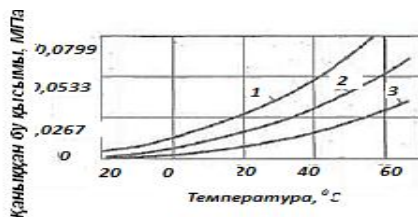
$$T_2 = t_r^{min} + \Delta t = 15 + 32 = 47^{\circ}C + 273 = 320K$$

Мұнайдың беткі қабатының температурасын анықтаймыз, $^{\circ}C$:

$$t_b^{min} = t_H^{cp} - 0.3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} = 19 - 0.3 \cdot \frac{32}{2} = 14.2$$

$$t_b^{max} = t_H^{cp} + 0.3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} = 19 + 0.3 \cdot \frac{32}{2} = 23.8$$

Бұл температураларға, температурадан мұнай буының қанығу қысымының графигін қолданып, қаныққан будың қысымын анықтаймыз (7.6-сурет) $\rightarrow P_{y1} = 0.01068$ МПа, $P_{y2} = 0.019224$ МПа.



7.6-сурет. Тығыздықтың орташа температурасына, мұнай буының қанығу қысымына тәуелділігі:

$$1-0.8 \text{ т/м}^3, 2-0.87 \text{ т/м}^3, 3-0.97 \text{ т/м}^3$$

Теңдеудің бастапқы параметрін анықтау: мұнай буының концентрациясын:

$$C_1 = \frac{P_{y1}}{P_a} = \frac{0.01068}{0.1} = 0.10068 \quad C_2 = \frac{P_{y2}}{P_a} = \frac{0.019224}{0.1} = 0.19224$$

$$C = \frac{C_1 + C_2}{2} = \frac{0.1968 + 0.19224}{2} = 0.14952$$

мұнайдың молекулярлы массасын, кг/моль: $M_H = 0.0043 (T_{ик} - 61)^{1.7}$,
 $M_H = 0.0043[(46 + 273) - 61]^{1.7} = 54.10$

Кіші «тыныс алуда» параметрдің көрсетілген мәнін формулаға қойып, мұнай шығымын анықтаймыз, кг:

$$G_{м.л} = 0.25 \times 2157 \times 10^5 \cdot \left(\frac{1 - 0.1068}{288} - \frac{1 - 0.19224}{320} \right) \times$$

$$\times \frac{0.14952}{1 - 0.4952} \cdot \frac{54.10}{8314} = 35.595$$

мұндағы $R = 8314$ Дж/кмоль·К – универсал г кіші тұрақтысы. Тура сол шарттарда үлкен «тыныс алуда» мұнай шығымын анықтаймыз.

$$G_{бд} = (V_1 - V_2) \cdot \frac{P_a}{T_r^{cp}} \times C \cdot \frac{M_H}{R}, t_{BC}^{cp} = t_B^{cp} = 19$$

$t = 19^\circ\text{C}$ температурасында 7.6-суретті қолданып, қаныққан бу (МПа) қысымын анықтаймыз $\rightarrow P_y = 0.0128$.

Резервуардың кіші кеңістігінде мұнай буының орташа көлемдік концентрациясы:

$$C = \frac{P_y}{P_a} = \frac{0.0128}{0.1} = 0.128$$

Газ кеңістігіндегі орташа температура:

$$t_r^{cp} = \frac{t_r^{max} + t_r^{min}}{2} = t_B^{cp} + (\Delta t_r - \Delta t_B)/2,$$

$$\Delta t_B = 2 \cdot (t_B^{cp} - t_r^{min}) = 2(19 - 15) = 8, t_B^{cp} = 19 + \frac{32 - 8}{2} = 31$$

Бір үлкен «тыныс алу» кезінде мұнай шығымы мынаны құрайды, кг:

$$G_{\text{бд}} = (V_1 - V_2) \cdot \frac{P_a}{T_r^{cp}} \times C \cdot \frac{M_H}{R} = 0.75 \times 2157 \cdot \frac{10^5}{31+273} \cdot 0.128 \cdot \frac{54.1}{8314} = 443.2$$

Резервуардағы мұнай булану нәтижесінде КС айырылуды кішірейтудің тәсілін шартты түрде үш топқа бөлуге болады:

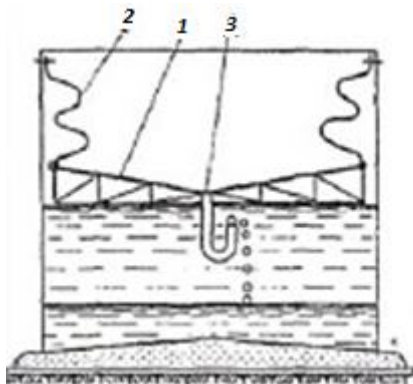
- мұнайдың булануын ескертетін тәсіл,
- булануды кішірейтетін тәсіл;
- мұнай булану нәтижесінен өнімді жинаудан қалыптасқан

тәсіл.

Герметизацияланбаған резервуарларда сақталатын мұнайдың жойылуы көп жағдайда мұнайдың булануына тәуелді, демек, олардың берілген температура мен қысымда газ тектес күйге өту қабілеттілігі. Мұнайда жеңіл фракция көп болған сайын, оның булануы көп және басқа да теңдей шарттар кезінде жеңіл фракциялардың шығыны көп болады.

Шығынды төмендету үшін резервуардағы қысымды ұстап тұру қажет, мұнайдың қаныққан буларының қысымынан асып түсуі керек. Бұл шығынды төмендету тәсілін әрқашан қолдана алмаймыз, себебі үлкен көлемді резервуарлар алғашқы қысымы 1962 Н/м² жоғары қысымға есептелмеген. Өзге әдісте өз қолданысын тапты – резервуардың газды кеңістігін төмендету немесе минимумға дейін жеткізу. Газды кеңістігін былай төмендету әртүрлі понтондар, жүзбелі шатырлар (7.7-сурет) көмегі арқылы жүзеге асады. Мұнайдың бетінде жүзіп жүрген шатырлар шамамен резервуардағы газ кеңістігін толығымен жояды, осылайша үлкен және кіші «тыныс алу» кезінде мұнайдың жеңіл фракцияларының жоғалуын тоқтатады.

Оларды пластмас пен металдан дайындайды. Резервуардың шатыры мен корпусының арасындағы кеңістікті тығындау және жеңіл фракциялардың ағып кетуін тоқтату үшін арнайы асбест матасынан немесе түрлі түсті металдан қаппақ жасалады.



7.7- сурет. Қалқымалы шатыры бар резервуардың сұлбасы:
1-қалқымалы шатыр; 2-қалқымалы шатырдың қақпағы; 3-сифонды түтікше, шатырда жиналған суды резервуардың түбіне түсіру үшін қолданады

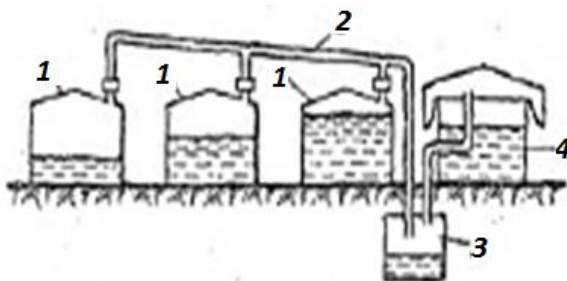
Қайтарылымдықтың үлкен коэффициенті және «толу-тасудың» жиі процесімен жұмыс істейтін жедел резервуарларда қалқып жүрген шатырларды қолдану ең тиімді тәсіл. Қалқымалы шатырдың құрылысы кәдімгі шатырға карағанда қымбатқа түседі, бірақ ол өз айырмашылығын бір жылдың ішінде мұнайдың жеңіл фракциясының жойылуын кішірейту арқылы жауып тастайды.

Резервуардағы мұнайдың булануын азайтатын екінші әдісіне оның күн сәулесімен қызуынан қорғауды жатқызуға болады. Белгілі болғаны, күннің жылуын қара түске боялған денелер жақсы сіңіреді. Сондықтан резервуарлар сәулені қайтаратын, жоғары қайтару коэффициенті бар ашық түсті бояулармен қапталуы керек. Ең көп таралған жылуды қайтаратын бояуларға ақ және алюминийлі жатады және де ақ бояулар алюминийліге қарағанда тиімдірек (7.2-кесте).

Көрсеткіштер, %	Резервуар корпусының түсі		
	ақ	алюминийлі	қара
Күн радиациясы, резервуармен сіңірілген	59	88	100
Газ ауа қоспа шығыны	100	170	200
Мұнай өнімінің шығыны	100	180	240

Резервуар түсі атмосфералы коррозиядан қорғаныш және бояу атмосфералық әсерге тұрақты болуы керек.

Резервуарда сақтау кезіндегі мұнайдың шығынын азайту **әдістерінің үшінші тобына** газ теңестіру жүйесі жатады. Резервуардың газ кеңістіктері газ құбырлар жүйесі арқылы бір-бірімен байланысады. Осындай бекіткішпен жұмыс істеген резервуарлар сол резервуарды толтыратын газдар босату бөлігіне аққанда және үлкен "тыныс алуда" шығыны нөлге баратын кезде тиімді болады. Алайда резервуар жүйесінің синхронды жұмысы кезіндегі мүмкін қиындықтарға байланысты. Әдетте оларға резервуар-компенсаторлар және көтергіш қақпағы бар резервуарларды қосады (7.8-сурет).



7.8-сурет. Газ теңестіру жүйесінің сұлбасы:

1-резервуарлар; 2-газ құбыры; 3-конденсат жинағыш;

4-резервуар-компенсатор

Синхронды жұмыс істеп жатқан резервуардан 1 артық газ еңіс газ құбырынан 2 алдымен конденсат жинағышқа 3 (гидравликалық және гидратты тығындардың пайда болуын

болдыртпас үшін), ал одан соң көтергіш қақпағы бар резервуар – компенсаторға 4 барады. Бұл резервуарға резервуардағы газды кеңістіктің 1 артық газы мұнай беру берілістен артық болған кезде барады. Және керісінше, газ резервуар-компенсатордан резервуарға 1 барады, мұнай беріліс келуден артық болған кезде. Жүйе автоматтандырылған.

7.3. Резервуардағы тауарлы мұнайды өлшеу

Термохимиялық қондырғыдан өткен мұнай тауарлы паркке бағытталады, онда екінші рет көлемі өлшенеді және ол тауарлы тасымалдау ұйымдарына беріледі. **Тауарлы мұнайды есептеудің 3 түрлі әдісі** бар: көлемдік, массалық және көлемді-массалық.

Тауарлы мұнайдың көп бөлігі көбінесе, өлшеу сыйымдылығы ретінде резервуарды қолданып, көлемдік әдіспен өлшенеді, ол жерде мұнай сақталады. Әрбір резервуарды әр сантиметр интервал сайын биіктік (қюу биіктігі H) пен көлем (V) байланысын анықтау үшін калибрлейді. Калибрлеу нәтижесі әр резервуарға жеке кестеде орналастырылады. Калибрлі кесте құжат, оның негізінде тауарлы мұнай есептеледі. Мұнай санын көлемдік әдіспен өлшеу үшін келесі операциялар орындалады:

- Мұнай деңгей биіктігін және тауар асты су биіктігін өлшеу;
- Берілген деңгей биіктігі кезінде калибрлі кесте бойынша мұнай көлемін есептеу;
- Температуралық өзгерістерге түзету енгізеді.

Резервуар көлемін есептеу өте нақты, ондық бөлшектен кейін төртінші санға дейін жүргізіледі.

Тауарлы мұнайды есептеу масса бірлігімен (t) жүргізіледі және жоғарыда айтылып кеткендей, есептелген резервуар кестесіндегі көлемдік шаманы бере отырып, масса бірлігін есептеу арқылы анықталады. Тауарлы мұнайдың көлемдік санын массалыққа қайта есептеу үшін резервуарға үлгі алғышты енгізіп және үлгіні алады. Мұнай тығыздығын анықтайды, ал одан соң көлемді тығыздыққа көбейтіп, мұнай салмағын алады.

Резервуардағы мұнай деңгейін және тауар асты суының қабатын анықтау тәжірибеде өлшеу деп аталады, ол миллиметрге дейін нақты орындалуы керек.

Резервуардағы мұнайдың және тауар асты суының деңгейі үлкен сыйымдылықты резервуарларда анықтағанда миллиметрге бөлінген өлшеу лентасы және арнайы әдіс бойынша лотпен анықталады. Лоттар өлшеу лентасын созуға және тауар асты су қабатын анықтау үшін су сезімтал лентасын оған қыстыру үшін арналған. Резервуардағы мұнай көлемі мұнай алып жатқан толық көлем мен тауар асты су көлем айырмасымен анықталады.

Резервуардағы мұнай тығыздығы сұйықтың барлық массасы үшін **тұрақты шама емес**. Сондықтан массаны соңында табу үшін мұнай көлемінің орташа тығыздығын анықтайды.

Резервуардың жоғарғы қабатындағы мұнай температурасы төмендікіне қарағанда жоғары. Мұнайдағы су көлемі жоғарыдан төмен қарай өседі және тығыздық та осы заңдылық бойынша өзгереді. Мұнайдың орташа тығыздығын нақты анықтау үшін орташа үлгіні нақты алып, өз уақытында үлгі температура мен тығыздығын өлшеп тұру керек. Бұл операциялар ГОСТ 2517-60 бойынша жүргізіледі.

Қабылдау-жіберу операциялары кезінде ең жиі таралған мұнайды есептеу реті:

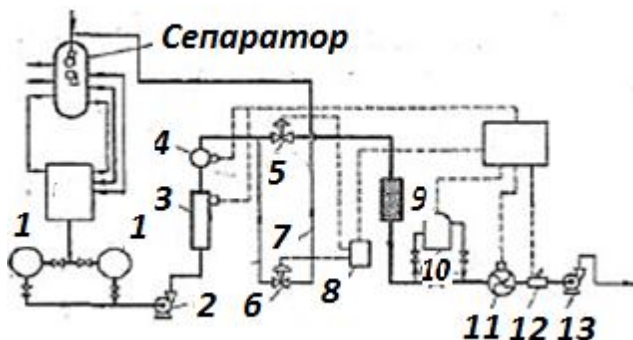
- Резервуардан алған соң бірден үлгі температурасын өлшеу;
- Орташа мұнай тығыздығын анықтау және оны 20°C келтіру;
- Алынған үлгідегі су құрамын Дина-Старк аппаратында массалық процентпен анықтау.

Осы өлшеулерден кейін, суланған мұнайдың өлшенген көлемін оның орташа тығыздығына көбейтіп **брутто массасын** алады. Берілген массадан, "ылғал" мұнайдың жалпы массасын суланған мұнай массалық процентіне көбейтіп алынған масса нетто, су массасын алып тастайды.

Тауарлы мұнайдың қолдан қабылдау-жіберу әдісінің келесі кемшіліктері бар:

- Резервуардан алынған үлгіні тандау және сараптама бойынша салыстырмалы түрде көптеген оператор және лаборанттар керек;

- Үлгіні таңдау және оны сараптау белгілі бір уақыт аралығында жасалып тұрады;
- Барлық операциялардың нақтылығына тауарлы мұнайды қабылдау-жіберу операцияларын орындайтын тұлғалардың субъективті факторы да әсер етуі мүмкін.



7.9-сурет. Тауарлы мұнайды Рубин-2 сандық өлшеу автоматты қондырғы сұлбасы:

- 1-кезектесіп жұмыс істейтін герметизацияланған резервуарлар;
2-подпорлы сорап; 3-ылғал өлшегіш; 4-тұз өлшегіш; 5,6-отсекатель;
7-конденсацияланбаған мұнайды қайтару линиясы; 8-гидрожетек;
9-фильтр (сүзгі); 10-радиоизотопты тығыздық өлшегіш;
11-турбины шығын өлшегіш; 12- электр термометр; 13-сырттай айдау сорабы

Рубин-2 автоматты қондырғысы, ВНИИКАнефтегаз Октябрь филиалы жасап шығарған, ол тауарлы мұнай тұзы және су құрамы бойынша сапасы мен санын ағынды өлшеу үшін, конденсацияланбаған мұнайды қайтадан орташа үлгіні таңдау және дайындауға автоматты қайтаруға арналған.

Рубин-2 қондырғысы келесідей жұмыс істейді. Мұнайды дайындау қондырғысынан (МДК) мұнай кезектесіп жұмыс істейтін герметизацияланған резервуарларға 1 барады, одан ол сырттай айдау сорабымен 2 алынып және автоматты ылғал өлшегіш 3 және тұз өлшегішке 4 барады. Егер мұнайдағы су және тұз нормадан жоғары болса, онда жергілікті автоматика блогына (ЖАБ) авариялық сигнал беріледі және гидрожетек 8

көмегімен отсекатель 5 тауарлы мұнай линиясын жабады. Бір уақытта отсекатель 6 конденсацияланбаған мұнай линиясын ашады, ол 7 линия арқылы бөлгіш–сепараторға, ал одан соң МДҚ қайта дайындауға жібереді.

Тауарлы мұнай ағыны фильтрді 9, одан соң радиоизотопты тығыздық өлшегішке өтеді, одан соң турбиналы шығын өлшегішке барады, онда ағынның сызықтық жылдамдығына пропорционал сызықтық жылдамдықпен турбина айналады. Турбина айналысы электр импульстарына ауысып, олар ЖАБ барады, тауарлы мұнайдың көлемдік санын есептейтін.

Одан соң тауарлы мұнайдың көлемдік шамалары автоматты түрде тығыздық өлшегіш 10 көрсеткішіне көбейтіледі, автоматты термометр 12 көрсеткен температура түзетуді ескере отырып және блоктың панель бетінде орнатылған шығын өлшегішпен 11 бақыланады.

Максимальды өткізу қабілеті, т/тәул 10 000

Жұмыс қысымы, МПа 2,45

Су құрамы, артық емес, % 10

Мұнай температурасы +5-тен +60 дейін

Мұнай тұтқырлығы, сСт 100

Тауарлы мұнайды өлшеудегі салыстырмалы қателік, % 0,5

Соңғы 10 жылдықта Томск политехникалық университетіне қарасты Интроскоп ғылыми-зерттеу институты резервуар жұмысын, мұнай қоймаларын және АЗС-тарды автоматтандыратын «БАЛАНС» ақпаратты-өлшеу жүйесін енгізуде.

7.4. Газды өндірістік айдау және сақтау

Ұңғыма өнімін дайындау процесінің әртүрлі этапында еркін фазаға мұнай газы бөлінеді, ол көмірсутекті шикізаттың бағалы көзі болып табылады және оның бөлінуі келесі газды тасымалдау үшін;

- Майлы газдарды ГӨЗ майлы абсорбционды қондырғыларға жеткізу үшін;
- Тұрмыстық қажеттілік үшін.

Мұнай газының көп шоғырланған жерлерінде әртүрлі өнімділікті компрессорлы станциялар (КС) салынады. КС негізгі қондырғылары – компрессорлар, жоғары қысымды сепараторлар, май бөлгіштер, тоңазытқыштар. Газды салқындату қажеттілігі келесімен байланысты: компримациялағанда газ қызады. Бұл газ тұтқырлығын арттырып айдау үшін қысым шығынына апарады. Бұған қоса, газ температурасының өсуі газ құбыр изоляциясына теріс әсер етеді, оның қабырғаларында қосымша кернеуді туғызады.

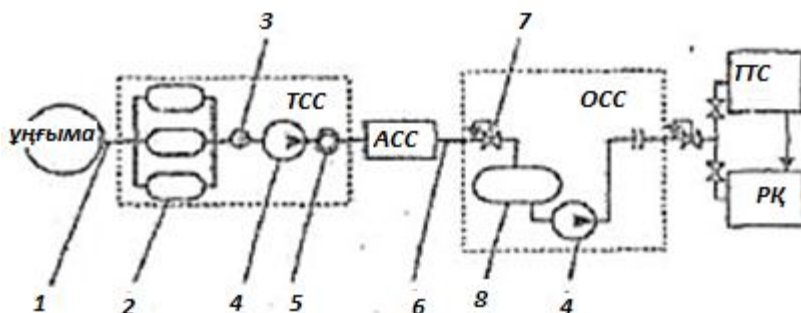
Газ су және ауамен салқындатылады. Оның сумен салқындау кезінде әртүрлі жылуалмастырғыш қондырғыларды қолданылады: кап құбырлы, себуілі, "құбыр ішінде құбыр" типті, ол құбырлар және сораптар жүйесі арқылы суды салқындататын қондырғыларымен қосылған.

Ең көп таралған, ол газды атмосфералық ауа арқылы салқындату. Осы мақсатта газда әртүрлі ауа салқындату аппараты (АСА) қолданады. АСА артықшылығы конструкцияның қарапайымдылығы, жұмыс сенімділігі, суық агентін (ауа) алдын ала дайындаудың қажет еместігінде.

Табиғи газды сұйыту кезінде, оның көлемі атмосфералық қысымда шамамен 600–630 рет төмендейді. Осының арқасында, үлкен көлемді газды тасымалдағанда құбыр диаметрін кішірейтіп, капиталды шығынды азайтуға болады.

Метан атмосфералық қысымда, егер оның температурасын - 162°C дейін төмендеткенде сұйыққа айналады. 5МПа қысымда ол сұйық калпында қалады, егер оның температурасы – 85°C аспаса. Осылайша, **сұйытылған табиғи газды (СТГ)** құбыр арқылы тасымалдау тек төмен температурада ғана мүмкін. Сұйытылған табиғи газды айдаудың принципиялды сұлбасы 7.10-суретте көрсетілген.

Газ өндірістен бас сұйылту зауытына (БСЗ) барады, онда ол тазаланады, кептіріледі, сұйылтылады және конденсацияланбайтын қоспалардан тазартылады. БСЗ-ға жақын жерде немесе соның территориясында бас сорапты станция (БСС) орналасады. Оның құрамына қабылдау сыйымдылықтары 2, подпорлы 3 және негізгі 4 сораптар, сонымен қоса есептеу түйіні 5кіреді.



7.10- сурет. Сұйытылған табиғи газды айдаудың принципіалды сұлбасы:

1-келтіруші құбыр; 2-қабылдау сыйымдылықтары; 3-подпорлы сорап; 4-негізгі сорап; 5-есептеу түйіні; 6-құбыр; 7-"өзіне дейін" типті реттеуші; 8-буферлі сыйымдылық; СБЗ - сұйылтудың бас зауыты; БСС-бас сорапты станция; АСС-аралық салқындату станциясы; АСС-аралық сорап станциясы; ІХ СТГ – СТГ төмен температуралы сақтығашы; РҚ– регазификация қондырғысы

Сыйымдылықтар 2 зауыттан СТГ-ны қабылдауға, сонымен бірге құбырдың үзіліссіз жұмыс істеу мақсатында оның кейбір қорын сақтау үшін арналған. Заң бойынша, БСС жоғары қысымды горизонталь цилиндрлі сыйымдылықтарда орнатылады. Зерттеулер көрсеткендей, сұйытылған табиғи газды компримирленгенге қарағанда жиірек қолданады.

7.3-кесте

КТГ және СТГ салыстырмалы сипаттама көрсеткіштері

Көрсеткіштер	КТГ	СТГ
Газ қоры, кг	75	75
Сыйымдылық, л	400	175
Жұмыс қысымы, МПа	20	0,75
Сыйымдылық саны	8	1
Масса, кг	740	85
Меншікті металл сыйымдылық, кг	10	1,15

Сұйытылған газды тасымалдау, мұнай және мұнай өнімін айдау кезінде пайдаланғаннан басқа, ортадан тепкіш сораптармен және басқа типтерімен жүзеге асады. СТГ-ның аз тұтқырлығы арқасында сорап тұтылатын қуат сумен жұмыс істегенге қарағанда аз болады. СТГ регазификациялануының алын алу үшін сорап кірісіндегі қысым әлдеқайда жоғары болуы керек.

Сұйытылған табиғи газды **айдау** 4...5 МПа қысымда және минус 100...120°C кезінде жүргізіледі. Қоршаған ортадан келетін жылу ағыны есебінен газдың қызуын алдын алу үшін СТГ құбырларын жылу изоляциясымен қаптайды, ал трасса бойына аралық салқындату станцияларын (АСС) орналастырады.

Аралық сорапты станциялар (АСС) бір-бірінен 100...400 км арақашықтықта орналасады. Бұл мұнай және мұнай өнімдерін айдау кезіндегіге қарағанда жоғары, себебі СТГ тұтқырлығы азырақ.

Ортадан тепкіш сораптар айдалатын сұйықта газдың болуына өте сезімтал. Оның құрамы 2% асқанда жұмыс жүруі үзіледі, яғни айдау тоқтатылады.

Құбырдағы СТГ регазификациялануды алдын алу үшін айдау температурасы кезіндегі оның буының серпімді қысымынан 0,5 МПа асатындай етіп ұстап тұрады. Ол үшін аралық сорап станциялары кірісінде және құбыр соңында "өзіне дейін" типті қысым реттегіштер 7 орнатылады. Бұдан басқа, тыс жағдайларды: сорап тоқтаған кездегі қысым төмендеуі, құбырларды айырылуы т.б. кезіндегі газды фазаны айыру үшін сораптар алдында сорапты станцияларда буферлі сыйымдылықтар 8 орнатады. Құбырдың соңында **төмен температуралы сақтағыш** (СТГ ТС) және сұйытылған газ регазификация қондырғысы (РҚ) орналасады. Төмен температуралы сақтағыштар СТГ қорын жасау үшін арналған, әсіресе газ тұтынушының біртексіздігін компенсациялау үшін. Регазификация қондырғысында СТГ газ тұтынушыға жіберілместен бұрын газ тәрізді күйге ауысады.

Табиғи газды тасымалдаумен салыстырғанда СТГ айдау кезінде қарапайым жағдайда жалпы металл салымдар бас сұйылту зауыты, төмен температуралы сақтағыш, регазификация қондырғысы 3...4 есе аз. Бұдан басқа, интенсивті коррозиялық

процестердің төмен температурасының төмендеуі себебінен айдауға кететін шығын азаяды.

Сонымен бірге, берілген әдіс арқылы газды тасымалдағанда өзіндік кемшіліктері бар:

- Сызықтық бөлік және резервуарлардың құрылысы үшін құрамында 9% никелі бар болаттар қолданады, айдаудың төменгі температура кезінде жұмыс қабілеттілігін сақтайды, алайда әдеттегі көміртекті болаттан 6 есе қымбат;

- СТГ айдау арнайы криогенді сораптармен жүргізілуі тиіс;

- Апатты жағдайда газ шығыны әдеттегі технологиямен тасымалдау кезіндегіге қарағанда анағұрлым көп.

Сұйық жағдайда этан, пропан, бутан және олардың қосылыстары тасымалданады. Сұйық КС жасау үшін негізгі шикізат ілеспе мұнай газы болып табылады. Сұйытылған КС атауын құрамында көп бөлікті алып жатқан компонентпен қояды. Кейбір индивидуалды КС қаныққан буларының серпімді қысымы туралы мәліметтер төмендегі кестеде келтірілген.

7.4-кесте

Көмірсутегінің қаныққан буларының серпімді қысымының температурамен байланысы

Температура, °C	Будың серпімді қысымы, МПа			
	этан	Пропан	изобутан	
0	2,43	0,48	0,16	0,12
10	3,08	0,65	0,23	0,17
20	3,84	0,85	0,31	0,24
30	4,74	1,09	0,42	0,32

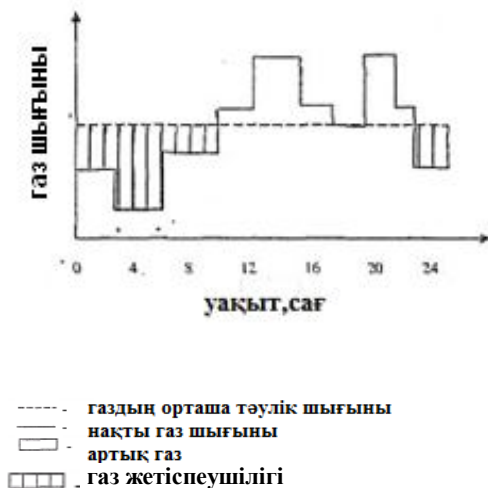
7.4-кесте мәндер сараптамасынан СКГ сұйық жағдайында сақтау шарты анағұрлым қатаң емес екендігі көрінеді. Тіпті 20° кезінде пропанды сұйық күйде ұстап тұру үшін бар-жоғы 0,85МПа қысымды ұстап тұру керек. Осы себептен сұйытылған КС газды қоршаған орта температурасы кезінде тасымалдайды. Соған сәйкес, құбыр, резервуар, қондырғы, жылу изоляция, аралық салқындату станцияларын жасау үшін қажетті арнайы

болат қажеттілігі жоғалады. Сондықтан, СКГ құбырлары СТГ құбырларына қарағанда арзанырақ.

Ал басқа жағынан, СКГ компоненттері ауадан ауыр. Сондықтан берілген газдар регазификация кезінде жердің үстінде жарылғыш қауіпті ортаны түзеді. Осы арқылы СКГ құбырлары потенциалды қауіпті екені көрінеді. Тіпті аздаған бөліктің ағып кетуі қауіпті зардаптарға апаруы мүмкін.

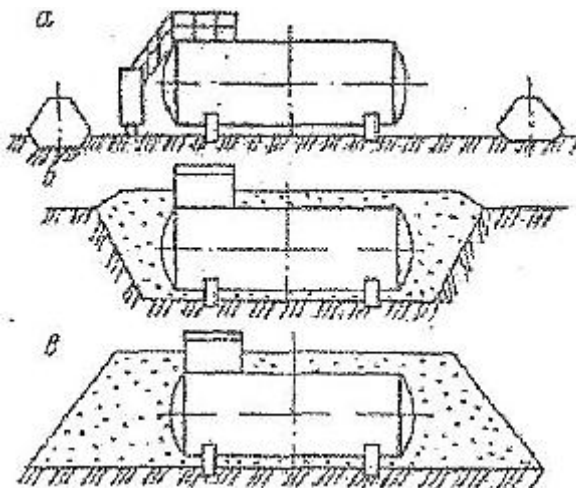
Газ шығындалуы өнеркәсіп тұтынушы жағдайында, заң бойынша, бірдей емес және тәулік, апта және жыл бойы өзгеріп тұрады.

Тамақ дайындау және пайдалану кезінде (7.11-сурет) газ шығыны тәуліктің басқа уақытына қарағанда жоғары. Демалыс күндері газ шығыны жұмыс күндеріне қарағанда жоғары. Қыстағы газ шығыны жазға қарағанда әрдайым артық, себебі тиімді жүйе қосылады. Газ құбыр арқылы бірдей көлемде жіберілетіндіктен, шығынның орташа сағат мәнінен шығатын, кейбір уақыт моментінде (күндіз, демалыс күндері) жетіспеушілік болуы мүмкін, ал басқа уақыттарда (түнде, жұмыс күндері) ол артық болады.



7.11-сурет. Газды тәуліктік тұтыну графигі

Тұтынушылардың газбен жабдықтауы сенімді болуы үшін, артық газды жоғары газ тұтыну периодында газ желісіне беру үшін аккумуляция ету керек. Тәулік, апта бойынша бірдей емес газ тұтынуын компенсациялау үшін газдың соңғы бөлігінде оны аккумуляциялау кең пайдаланылады. Газ құбыр үлкен геометриялық көлемдегі созылған сыйымдылық. Қысым артқан сайын газ сыйымдылығы тартады. Төменгі газ тұтыну периодында құбыр соңындағы кері қысымды арттырып газды оның айдалуын тоқтатпай-ақ құбырларға жинауға болады.



7.12-сурет. Цилиндрлік резервуарларды орнату сұлбасы:
а-жерүсті резервуар; б-жерасты резервуар; в-көмілген резервуар

Сұйытылған көмірсутекті газдың сақтау орны. Сұйытылған көмірсутекті газды **болат резервуарларда**, шахта типті жерасты сақтау орындарында және тұз қабаттарында **сақтайды**. Болат резервуарлар горизонтальды цилиндрлік және сфералық болады, ал орнату әдісіне қарай – жерүсті, жерасты және көмілген (7.12-сурет). Горизонтальды цилиндрлік резервуарлар көлемі 20, 50, 100, 160, 175, 200 м³ болады.

НЕГІЗГІ ҚЫСҚАРТУЛАР МЕН ТЕРМИНДЕРДІҢ ҚЫСҚАША СӨЗДІГІ

АТӨҚ (АГЗУ) – автоматты топтық өлшеу қондырғылары
БШСС (БКНС) – блокты шоғырланған сорапты станция
ЖАБ (БМА) – жергілікті автоматика блогы
М/С (В/Н) – қайтымды түрдегі эмульсия (мұнайдағы су)
ТҚ (ГУ) – топтық қондырғы
ГӨЗ (ГПЗ) – газ өңдеу зауыты
ССС (ДНС) – сығымды сорапты станция
ДЭГ – диэтиленгликоль
БӨА (КИП) – бақылау өлшеу аспаптары
КС – компрессорлы станция
САҚ (КСУ) – соңғы айыру қондырғысы
МЭА – моноэтаноламин
С/М (Н/В) – тура түрдегі эмульсия (судағы мұнай)
МГӨБ (НГДУ) – мұнай-газ өндіру басқармасы
МӨЗ (НПЗ) – мұнай өңдеу зауыты
БӨЗ (ПАВ) – беттік-әрекетті заттар
ШМК (ПДК) – шекті мүмкін концентрация
ҚҚҰ (ППД) – қабат қысымын ұстау
КҰҚ (ПСМ) – көпжүрісті ұңғыларды қосқыш
ТБП (ПТБ) – тұрбалы блокты пеш
ТБР (РВС) – тік болат резервуар
ТП – тауарлы парк
ТХҚ (ТХУ) – термохимиялық қондырғы
ТЭГ – триэтиленгликоль
БАҚ (УБС) – блокты айыру қондырғысы
МКДҚ (УКПН) – мұнайды кешенді дайындау қондырғысы
ТТАҚ (УНТС) – төменгі температуралы айыру қондырғысы
СДҚ (УПВ) – ағын суларды дайындау қондырғысы
СБҚ (УПС) – суды алдын ала бөліп алу қондырғысы
МДҚ (УПН) – мұнай дайындау қондырғысы
ОЖП (ЦПС) – орталық жинау пункті
МДАЦ (ЦППН) – мұнайды дайындау және айдау цехы
немесе мұнайды дайындаудың орталық пункті
ЭТҚ (ЭЛОУ) – электрлі тұзсыздандыру қондырғысы

Библиографиялық тізім

1. *Жиембаева Қ.І., Насибуллин Б.М.* Мұнай кен орындарында ұңғы өнімдерін жинау және дайындау. ЖОО-на арналған оқулық. – Алматы: 2005.
2. *Нұрсултанов Г.М., Абайылданов Қ.Н.* Мұнай мен газды өндіріп, өңдеу. – Алматы: ҚазҰТУ, 2003.
3. *Құдайбергенов Р.* Техникалық терминдер сөздігі. – Алматы: Таймос баспа үйі, 2009.
4. *Абайылданов Қ.Н.* Ұңғымаларды пайдаланып мұнай мен газ өндіру. Оқу құралы. – Алматы: ҚазҰТУ, 2009.
5. *Адамбаев М.Ж.* Техникалық жүйелердің математикалық негіздері. Оқу құралы. – Алматы: ҚазҰТУ, 2008.
6. *Досымов Ж.О.* Флотациялық реагенттер және олардың қолданылуы. Оқу құралы. – Алматы: ҚазҰТУ, 1999.
7. *Суербаяев Х.* Мұнай газ ісінің негіздері. – Астана: Фолиант, 2008.
8. *Жұмадилаева С.* Қоршаған орта химиясы. – Алматы: РГПЭО РК, 1998.
9. *Құлажанов Қ.С., Алмасбеков О.А. Нұралы Ә.М.* Мұнай өңдеу процестерін жетілдіру. – Алматы: ЖШС «Print-S», 2011.
10. *Нурахметов Н.Н.* Химия терминдерінің орысша-қазақша сөздігі. – Алматы: «Ана тілі», 1997.
11. *Нуркенов Е.* Жылу тәсіл атауларының орысша-қазақша сөздігі. – Алматы: РБК, 1997.
12. *Нұрекен Е.* Сұйық және газ механикасы. Оқу құралы. – Алматы: TST company, 2005.
13. *Лутюшкин Г.С.* Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1979.
14. *Лутюшкин Г.С., Дунюшкин И.И.* Сборник задач по подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Недра, 1983.
15. *Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И.* Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981.
16. *Справочное руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений. Добыча нефти /Под ред. Ш.К. Гиматудинова.* – М.: Недра, 1983.

17. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. – М.: Недра, 1983.
18. Исакович Р.Я., Логинов В.И., Попадько В.Е. Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1985.
19. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Трубопроводный транспорт нефти. /Под ред. М.С. Вайнштока. –М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т. 1. – 497 с.
20. Ишимухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
21. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 348 с.
22. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: Дизайн ПолиграфСервис, 2001. – 544 с.
23. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
24. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
25. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. –М.:Недра, 1979
26. Булатов А.И. и др. Охрана окружающей в нефтегазовой промышленности. –М.:Недра, 1997
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан. –Астана, 2010.

МАЗМҰНЫ

КІРІСПЕ.....	3
1. ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНДА, ТМД МЕМЛЕКЕТТЕРІНДЕ ЖӘНЕ ШЕТ ЕЛДЕРДЕ МҰНАЙ ӨНДІРУ САЛАСЫНЫҢ ДАМУ БОЛАШАҒЫ ЖӘНЕ НЕГІЗГІ БАҒЫТТАРЫ.....	6
2. ДАЙЫНДАУ, ТАСЫМАЛДАУ ЖӘНЕ САҚТАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНА ӘСЕР ЕТЕТІН ҰҢҒЫМА ӨНІМДЕРІНІҢ ҚАСИЕТТЕРІ.....	11
2.1. Мұнайдың құрамы.....	12
2.2. Мұнайдың қасиеттері.....	16
2.3. Судың қасиеттері.....	29
2.4. Газдың қасиеттері.....	32
2.5. Газсұйықты мұнайлы жүйенің құрылымы.....	56
3. МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗДЫ ӨНДІРІСТІК ДАЙЫНДАУ.....	67
3.1. Мұнай және газдың тауарлы сипаттамасы.....	67
3.2. Ұңғыма өнімін дайындау жүйесі.....	71
3.3. Ұңғыма өнімін жинаудың жүйелері.....	75
3.4. Ұңғыма өнімдерін алдын ала бөлу.....	85
3.4.1. Сепарация.....	86
3.4.2. Суды алдын ала бөлу.....	96
3.5. Су-мұнай эмульсиясы. Мұнай эмульсияларын бұзу әдістері.....	102
3.6. Тұзсыздандыру.....	128
3.7. Суды кәсіптік дайындау.....	139
3.8. Газдың өндірісті дайындауы.....	152
3.8.1. Газды механикалық қоспалардан тазалау.....	153
3.8.2. Газды кептіру.....	155
4. ҰҢҒЫ ӨНІМІН ЕСЕПТЕУ. ҰҢҒЫ ӨНІМІН ЕСЕПТЕУГЕ АРНАЛҒАН ҚОНДЫРҒЫЛАР. МҰНАЙДАҒЫ СУДЫҢ, МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАНЫҢ ЖӘНЕ ТҰЗДАРДЫҢ ҚҰРАМЫН АНЫҚТАУ.....	158
5. КӘСІПШІЛІК ҚҰБЫРЛАРЫ, ОЛАРДЫҢ ЖІКТЕЛУІ.....	164
5.1. Газды-сұйық қоспаларды, ньютондық емес сұйықтарды тасымалдайтын құбырлар.....	169

5.2. Құбырлардың гидравликалық есебі.....	174
5.2.1. Қарапайым құбырдың гидравликалық есептеуі.....	175
5.2.2. Күрделі құбырлардың гидравликалық есебі.....	189
5.3. Изотермиялық емес сұйық жылдамдығының есебі.....	198
5.4. Күрделі газ құбыр есебі.....	202
6. ҚҰБЫРДАҒЫ ҚИЫНШЫЛЫҚТАРМЕН КҮРЕСУ.....	203
6.1. Парафиннің түзілуі.	203
6.1.1. Парафин түзілу процесінің факторлары.	203
6.1.2. Парафинді түзілістердің құрамы.....	206
6.1.3. Кәсіпшілікті құбырлардың температуралық режимі... ..	209
6.1.4. Парафиннің түзілуімен күресу әдістері.....	211
6.2. Коррозиялық бұзылыстар.....	216
6.2.1. Электр химиялық коррозия процесінің теориялық негізі.....	218
6.2.2. Коррозиялық бұзылыс факторлары.....	221
6.3. Резервуарлардың коррозиялық бұзылысы.....	227
6.4. Газ құбырларында гидратты тыңындардың түзілуі.....	235
7. КӘСІПШІЛІК МҰНАЙ-ГАЗ САҚТАУ.....	242
7.1. Болат резервуарлардың жабдықтары.	244
7.2. Мұнайды резервуарда сақтау барысында мұнай шығымын болдырмау.....	250
7.3. Резервуардағы тауарлы мұнайды өлшеу.....	263
7.4. Газды өндірістік айдау және сақтау.....	266
НЕГІЗГІ ҚЫСҚАРТУЛАР МЕН ТЕРМИНДЕРДІҢ ҚЫСҚАША СӨЗДІГІ.....	273
Библиографиялық тізім.....	274

Оқулық басылым

Абдулахат Абдукәрімұлы Исмаилов
Темирхан Ниязұлы Жарқынбеков
Гульбагдам Жүсіпқызы Смаилова

ӨНДІРІСТЕГІ МҰНАЙ, ГАЗ, СУДЫ ДАЙЫНДАУ
ЖӘНЕ ТАСЫМАЛДАУ

Оқу құралы

РББ бастығы
Редакторы
Компьютерде беттеген

З.А. Ғубайдулина
А.И. Бейсебаева
Л.Т. Касжанова

Басуға қол қойылды 18.10.2013 ж.
Таралымы 300 дана. Пішімі 60 x 84, 1/16.
№ 1 баспаханалық қағаз.
Шартты б.т. 16,3 көлемі 17,5 есепті баспа табақ.
Тапсырыс № 213. Бағасы келісімді.

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық
университетінің басылымы, Ақпараттық-баспа орталығы.
Алматы, Қ.Сәтбаев көш., 22

ISBN 978-601-228-184-2



9 786012 281842