ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ. И. Сәтбаев атындағы
Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Е. К. Джексенбаев
А. С. Ысқақ

ШЕЛЬФТЕ КЕНОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУ

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігі
оқулық ретінде ұсынған

Алматы 2016

ӘОЖ 622.276.04 (075)
ББК 33.361 я73
Д 37

Пікір жазғандар:
Қабдолов С. З., техн.ғыл.док., профессор, КБТУ;
Өмірзақова Ә. Ж., техн. ғыл. канд., ассоц. профессор, ҚҚУ
Абенова Ғ. Б., техн. ғыл. канд., доцент, ОАУ;
Орынғожин Е. С., техн.ғыл. док., профессор

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің 2016 жылғы басылым жоспары бойынша басылды.

Джексенбаев Е. К.
Д 37 Джексенбаев Е. К., Ысқақ А. С. Шельфте кенорындарын меңгеру: Оқулық./ Джексенбаев Е. К., Ысқақ А. С. – Алматы: ҚазҰТЗУ. – 309 б.
ISBN 978-601-228-960-2

Оқулықта шельфтегі мұнай-газды кенорындарды пайдалану мен игеру және олардың қасиеті туралы негізгі мәліметтер берілген. Сонымен қатар, теңіздегі кен орындарда ұңғыларды бұрғылау техникасы мен технологиясы, мұнай-газ өндірудің негізгі технологиялық процестері, ұңғылардың өнімділігін арттыру әдістері, ұңғыларды пайдалану тәсілдері, газдарды сепарациялау және қабат суды тазалау сұрақтары баяндалған. Ұңғыма өнімін жинау, дайындау және тасымалдау жайлы түсініктер қарастырылған. Кәсіптік құрал-жабдықтардың осы саладағы соңғы жетістіктері ескерілген және технологиялық сызба нұсқалары, кен орындардағы құрал-жабдықтарды қолдану мысалдары келтірілген. Теңізде қоршаған ортаны қорғау мәселесі жан-жақты көрсетілген. Оқылған материалдарды тексеру, бақылау және өзіндік бақылау үшін сұрақтар мен термин сөздерге түсінік берілген. Сондай-ақ, қажетті кестелер, суреттер, әдебиеттер тізімі ұсынылған.

Оқулық ЖОО мұнай және газ саласы мамандығы магистранттарына, студенттеріне және колледж оқушыларына арналған.

ӘОЖ 622.276.04 (075)
ББК 33.361 я73

ISBN 978-601-228-960-2
© Джексенбаев Е. К., Ысқақ А. С., 2016
© ҚазҰЗТУ, 2016

КІРІСПЕ

Қазіргі кезде әлемдік мұнай және газ кәсіпшілігінде континентальді шельфтерде мұнай және газ ресурстарын пайдаланудың аса күрделі және маңызды мәселелері тұр. Бұл мәселенің маңыздылығы энергияның көзіне деген қызығушылық өсіп келе жатқан дүниежүзілік сұранысқа байланысты болып отыр, ол ең алдымен жанар-жағармай және химиялық шикі заттарға деген сұраныс. Шельфте көмір сутектердің қорларын игеру жақын арадағы он жылдықта дүниежүзілік энергетикалық қажеттіліктерді қамтамасыз етуде маңызды рөл атқарады.

Теңіз мұнай-газ кен орындарының өзіндік спецификалық шарттары – кең көлемде аса ерекше: кен орынды игерудің принциптік сызбасын таңдаудан бастап, өндірілетін өнімнің көлемін есептеуді орындағанға дейін және оның физика-химиялық қасиеттерін, гидрометрологиялық шарттардың қаталдығын, жағажайдан алыстығын, теңіздің тереңдігін, жағажайлық инфрақұрылымның игерілу дәрежесін, өндірілген өнімнің бағытталуы және т.б факторларға байланысты кешенді сұрақтарға жауап беруді талап етеді. Игерудің технологиялық сызба нұсқасы үшін геологиялық-техникалық жобалаудың, шоғырдың пішіні мен өлшемі туралы аса сенімді мағлұматтардың жаңа әдістері қажет болады, сонымен қатар бұрғылау темпі қондырғы объектілерін енгізу реттілігімен есепке алынады.

Дүниежүзілік мұхиттың жалпы көлемі барлық ғаламшарымыздың төрттен үш бөлігін алып жатқаны белгілі, оның ішінде шамамен 10%-ы материкті еңіске тиесілі, ол континентальді шельф деп аталады.

Дүниежүзілік мұхит акваториясының шөгінді жынысты бассейндерінің ауданы шамамен алғанда 55млн.км^{2}құрайды. Онда мұнай мен газдың 2500 кен орындары ашылған, онда өндірілетін қор көлемі 130 млрд.т мұнай және 70 трлн.м^3 газ. Қазақстан басқа мемлекеттермен салыстырғанда континентальді шельфтің аздаған бөлігін ғана қамтиды, мұнда дүниежүзілік мұхитқа қарайтын

көмірсутектердің дүниежүзілік қорының бір ғана бөлігі болжанған. Мұның барлығы көптеген мемлекеттер мен компаниялардың күшінің арқасында қолжетімді болды, олар құрамы бойынша жаңа теңіздің мұнай кәсіпшілігін қарастыруда. Ол өзінің мәні бойынша ғарыштыққа дес бермейтін, тиімді кәсіпшілік түріне айналды. АҚШ-та тек 1% ғана жұмыс істеп тұрған теңіз ұңғымалары, алайда, олар барлық өндіріліп жатқан мұнай мен газ өнімінің 13%-ын құрайды. Дегенмен, теңіз ұңғымаларын бұрғылауға кететін шығындар әртүрлі акваторияларда айтарлықтай өзгешеленеді. Мысалы, Солтүстік теңіздің оңтүстік бөлігіндегі бір ұңғыманың құны 2,5 млн.амер.долл. болса, ал солтүстік бөлігінде – жуықтап алғанда 5 млн.долл. XX ғасырдың II жартысында жалпы техникалық прогрестің әсерінен айтарлықтай сапалы дамыған игерудің жаңа техникасы мен технологиясы, мұхиттар мен теңіздердің акваторияларындағы мұнай мен газды өндіретін және тасымалдау құралдары болды. Жаңадан тұрақты (стационарлы), өздігінен көтерілгіш, жартылай жүктемелі платформалардың, бұрғылаукемелерінің конструкциясы қалыптасты. Сонымен қатар теңізде мұнай-газ кен орындарын игеруді күрделендіретін барлық шарттар – ғылыми-техникалық үрдіске, жаңа материалдарды игеруге тез ықпал етеді. Осы кезеңнің ішінде әртүрлі жүзбелі бұрғылау қондырғылардың жалпы саны жұмыс істеп тұрған 200 бірліктерге алып келді. Барлау ұңғымалары теңізде 2000 м тереңдікте бұрғыланған, кернді алуға арналған ұңғымалар – дүниежүзілік мұхиттың ең терең аймақтарында. Жағадан қашық бұрғыланған ұңғымалардың саны бүгінгі таңда 70 мыңға жетеді. Қазір жылына 3,5-4 мың ұңғыма бұрғыланады. Орташа пайдаланушы платформалар 300м тереңдікте орнатылған. Қазіргі таңда Каспий, Жерорта, Солтүстік теңіздерінің, Мексика және Парсы шығанағының, Суэцк каналының шельфті кен орындарын игеруде айтарлықтай тәжірибе жинақталды. Соңғы он жыл ішінде Анголаның, Қытайдың, Үндістанның, Вьетнамның, Нигерияның, Аустралияның және т.б теңізді кен орындарын игеру қарқынды түрде дамып келе жатыр. Техникалық құралдар мен технологиялардың ары қарай өте қарқынды дамуы мұнай мен газды өндіру мен іздеу-барлау жұмыстарын континентальді шельфтің аса терең суларында жүргізуге мүмкіндік берді. Дүниежүзілік мұхиттың, сонымен қатар мұз болып қатып жатқан акваторияларының тереңдіктерін ары

қарай меңгеру ғылыми және техникалық қатынаста дамыған елдерге ғана тән, себебі ол үлкен капиталдық салымдарды қажет етеді. Осындай шаралардың сәттілігі тек қана бірнеше мемлекет бірігіп орындаса ғана пайда береді (мысалы, Ұлыбритания, Норвегия, Дания Солтүстік теңіздің ресурстарының ірі американдық компаниялардың көмегімен игеруде;Вьетнам Оңтүстік шельфті бұрынғы КСРО, содан Ресейдің көмегімен меңгеруде).

Алайда, біздің елде теңіз қайраңында мұнай-газ игеруде артта қалып отыруымызды өкінішпен мойындауымыз қажет, өйткені ол өткен ғасырдағы 70-80 жылдары орын алды, ал соңғы он жылдықтарда біздің экономикалық түрлендірудегі айырмашылықтар одан әрі көбейіп кетті. Шетелдерде осы жылдар ішінде теңіздегі мұнайгазды игеруге арналған технологиялар және құралдар сапалы өзгерістерге тап болды, соған қарамастан бізде айтарлықтай дамыған техникалық қамтамасыз етілген мемлекеттің ары қарайғы дамуына сәйкес келмейтін ӨБК(өнімді бөлу туралы келісім) кейбір күйлерімен келісуге болмайды, көптеген техникалық шешімдер және құралдар шетелдерде емес, бізде өз елімізде шығарылуы тиіс. Соған сәйкес қазір Қазақстанда ірі жобалар жоспарланып іске асуда.

Аталған оқулықтың мақсаты дүниежүзілік мұхиттың шельфінде көмірсутектерді өндіру болашағы және оның жәй-күйі, теңіз шоғырларын игеру негіздері, теңіз ұңғымаларын бұрғылау технологиясы туралы қысқаша шолудан тұрады. Мұнда жинау жүйесі мен мұнай мен газды тасымалдау жайында ұсыныстар берілген. Оқулық 6М070800, 5В070800«Мұнай-газ ісі» мамандығының магистранттары мен студенттеріне арналған, сонымен қатар теңіздегі мұнай-газ кен орындарын игеру мен меңгеру сұрақтарымен айналысатын ізденушілер мен ғылыми қызметкерлерге қолдануға болады.

1. ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТЕҢІЗ КЕНОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУГЕ ҚЫСҚАША ТАЛДАУ

1.1. Әлемдік мұхит акваторияларының геологиялық ерекшеліктері

Жер шарының су қабығын немесе гидросфера әлемнің 71%-на жуық бөлігін алып жатыр. Барлық су акваториялардың жалпы ауданы – 361 млн. км^2, олардың (%түрінде) ішінде Тынық мұхит бассейніне – 50%, Атлант – 25%, Үнді – 21% және Солтүстік мұзды мұхитқа –4% келеді. Құрлықтың жер қыртысы негізінен үш қабаттан тұрады, олар: шөгінді, гранитті және базальтты болып бөлінеді.

Борпылдақ, бос тау жыныстарынан құралған шөгінді қабаттың қуаты – бір метрден бастап 20-25 км-ге созылуы мүмкін.

Құрамында 65% кремний оксиді бар кристалды жыныстардан құралған гранитті қабаттың қуаты 15-20 км және одан да жоғары болады.

Жоғарғыда көрсеткендей құрамында 55%-дан төмен кремний оксиді бар кристалды жыныстардан құралған базальтты қабаттың қуаты 5-10 км құрайды.

Құрлықтың жер қыртысының амплитудасының қуаты бірден жүздеген километрлерге дейін ауытқиды.

Теңіз және мұхит акваториясы аймағында жер қыртысы құрлықтағыдан айырмашылығы айтарлықтай, кейбір мұхит аумағында жер қыртысының қуаты 5-7 км-ге дейін төмендейді [4].

Жер қыртысының мұхиттық түрі құрлыққа қарағанда өзгеше болып ажыратылады, себебі онда гранитті қабат болмайды, оның қуаты 5-12 км және олар үш қабаттан тұрады:

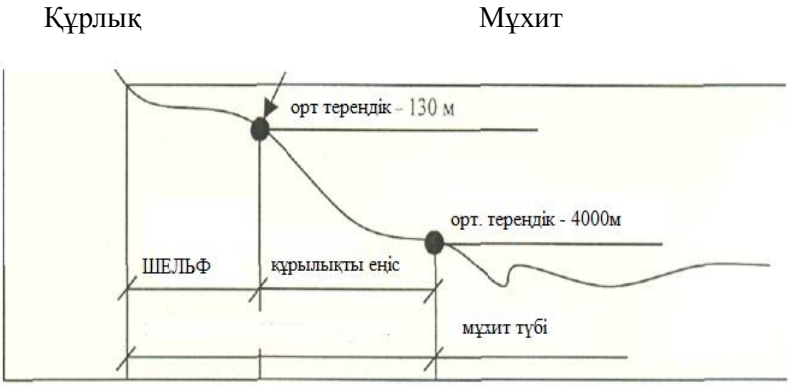
- *жоғарғы қабат* – борпылдақ мұхит шөгінділерінен тұрады (100-1000м), ондағы сейсмикалық толқындардың таралу жылдамдығы 3 км/с;
- *ортаңғы қабат*– карбонатты қабықша және кремнийлі жыныстары бар базальтты лавадан тұрады (1-3 және 4,0-4,5 км/с);
- *төменгі қабат*– негізгі және жарым-жартылай ультранегізді жыныстардан құралған және бұрғыланып меңгерілмеген (6,3-6,4 км/с).

Шет және ішкі теңіздің тереңсулы қазаншұңқырлары (оңтүстік Каспий, Қара, Жерорта және Охот теңіздері) көбінесе, жер қыртысының сумұхитты түрінде болады. Ол шөгінді қабаттың жоғарғы қуаттылығымен (4-10 км, кейбір жерледе 15-20 км) және сейсмикалық толқындардың таралу жылдамдығымен 6,0-6,4 км/с ерекшеленеді.

«Мохоровичқабығы» ретінде танымал жер қыртысы мен Жердің жоғарғы мантиясының бетінің бөлігі мұхит астында 5 км тереңдікте орналасады, ал ол құрлықта тез мезетте тереңдетіледі де қуаттылығы 30-35 км жетеді.

Жоғарғы мантия және жер қыртысының барлық қабығы әртүрлі серпімді толқындардың өтуінің жылдамдығымен сипатталады. Гутенберктің берілгендері бойынша, бұл жылдамдық (км/с): шөгінді қабатта – 2,2-2,8; гранитте – 5,5-6,0; базальтта – 6,4-7,4; жоғарғы мантияда – 7,7-8,6 болады (Осы әртүрлі қабықтар мен Жер нүктесіндегі сейсмикалық толқындардың таралу жылдамдығының өте анықтылық өзгешелігі арқасында барлық жер қыртыстарының қабықтарындағы қуаттардың өзгерісін бақылаудың дәлдігі анықталды). Құрлықтың және мұхиттың қабықтары құрылымдарының айырмашылығы генетикалық өзгешеліктің нәтижесі болып табылады.

Мұхит түбінің тереңдігі күрделі құрылымды болып келеді, онда келесі морфологиялық элементтер ерекшелінеді (1.1-сурет):



1.1-сурет. Шельфтің геоморфологиялық сызба нұсқасы

- *континентті шельф*– 250-270 м тереңдікте 60 млн.км^2 теңіз алқабын құрайды; орта еңкіштігі – 1,5-2,0 м-ден 1 км-ге дейін;
- *континентті еңіс*– 250-2500 м тереңдікте, 40 млн.км^2 теңіз алқабын құрайды;
- *мұхит түбі*– 4000-4500 м тереңдікте, 250 млн. км^2 теңіз алқабын құрайды;
- *тереңсулы құламалар*– көлемдегі терең жарылымдар орта есеппен 6100 м 11 км^2 теңіз алқабын құрайды.

Акваторияның экологиялық шекарасында сыртқы орта факторлары: температура, қысым, газ режимі, жарықтандыру, рельеф, жағалаудан қашықтығы қалыптасқан.

Шельф шөгінді немесе магмалық және метаморфтық жыныстардан құралған. Оның орташа көлемі – 60-65 км, тереңдігі –130 м; Баренцев теңізінің көлемі – 1100 км, тереңдігі – 230 м.

Кең таралған шельф шекарасы – 200 м. Жалпы әлем мұхитының тақта алаңы– 26,6 млн.км^2-қа тең деп алынады.

Жоғарыда айтылғандай, әлем мұхитының жалпы көлемі 360 млн км^2. Алайда, ол бірқалыпты болмайды мұхиттар мен теңіздердегі су деңгейі жиі тектоникалық қозғалыстарды иеленуде үзіліссіз өзгереді. Осылай Каспий деңгейі соңғы жылдары 2 м-ге көтеріліп, көлемі ұлғайды.

1.1-кесте

Мұнай және газды барлау мен өндіру жұмыстары жүріп жатқан теңіздердің орташа тереңдіктері

Акватория	Орташа тереңдік, м	Ені, км
Арафурск теңізі	90	1200
Банда теңізі	55	100
Баренцев теңізі	200	1200
Беринг теңізі	90	800
Бофорт теңізі	200	100
Байя-Бланка түбегі	90	400
Гудзон түбегі	10	1000
Сарытеңіз	90	1200
Калифорния теңізі	10	10
Маракайбо көлі	25	100
Мексика түбегі	70	250
Солтүстік теңіз	200	500
Сібір шельфі	55	650
Солтүстік Каспий	3	300

Мұхиттың түбінде үнемі тұнбалар жиналады, олар өзендердің ағындарымен келеді, онда планктон организмдері қалдықтары болады, бұл қалдықтар құрлықтағы желдермен және теңіздегі ағымдарымен келеді.

Әлемдік мұхиттың әртүрлі бөліктеріндегі тұнба жиналуының жылдамдығы көп факторларға байланысты, олар: температура, өзеннің жақындығы, су асты жанар тау қызметі, жел тармағы, су астындағы ағындар және т.б. болып айтарлықтай ерекшеленеді[7].

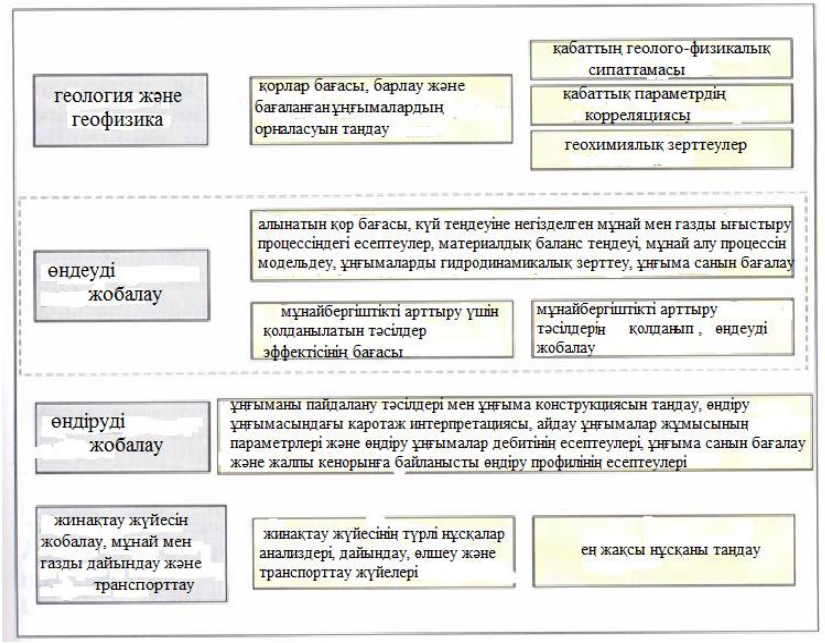
Теңіз табаны тұнбаларын зерттеу мұнай-газ өндірісі гидротехникалық құрылғыларын, сонымен қатар су асты құбыржелілерін төсеу жұмыстарына өте қажет. Сонымен бірге теңіздегі кен орындарын игеруде ұзақ мерзімге арналған мәліметтерді талдау негізінде гидрометеорологиялық режим тәртібі зерттеледі. Бұл мәліметтерге: теңіз бетіндегі жел, судың толқуы, су деңгейінің тербелістері, теңіз суы және ауаның сейсмикалық белсенділігі, температурасы, судың химиялық құрамы және мөлдірлігі, мұзды тәртібі, сонымен бірге тұрақты теңіздегі ағымдарының қарқыны жатады. Соңғысы жердің айналу ауытқу күші және орталықтан тепкіш күштер өзара әрекеттесудің нәтижелері саналады. Әртүрлі аймақ бөліктеріндегі бұл айналма тұйықталған ағымдарының жылдамдығы әртүрлі (м/с): Каспий – 0,37-0,45; Куро-Сиво – 0, 77; Флорида –3,1, Баренц теңізіндегі оңтүстік ағыс жылдамдығы – 0,11.

1.2. Жыныстар түрлері, көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналуы

Табиғи көмірсутектердің сәтті өндірісі мұнай мен газ туралы ғылыми негіздер жиынтығы және алынатын ақпаратты зерттеу мен талдау тұтас кешендерсіз, көмірсутектер қорлары мен сапасын бағалау мүмкін емес.

1.2-суретте табиғи көмірсутектердің кенорындарын іздеу және барлау, бұрғылау және игеру бойынша зерттеулер мен операциялардың логистикасы мен кезектестігіне негізделген мұнай мен газ туралы ғылымдардың мүмкін жіктемелерінің бірі көрсетілген.

Бұл бөлімде мұнайкәсіпшілік геологиясының негіздері мазмұндалады. Сөз барысы аналық жыныстар, көмірсутектердің жаратылысы мен қалыптасуы және олардың аналық жыныстардан миграциясы мен мұнайгазды қабаттардың қалыптасуы жайында болмақ [5].



1.2-сурет. Мұнай мен газ туралы
ғылымдардың мүмкін жіктемелерінің бірі

1.3. Мұнайкәсіпшілік геологиясының негіздері

Көмірсутектер Жер қойнауынан өндірілетін минералды зат болып табылады. Көмірсутектер өнімді деп аталатын тау жыныстарының қуысты кеңістіктерін қанықтырады және қабаттық жағдайларда газ, сұйық және жартылай қатты күйде болуы мүмкін. Мұнайгаз қанықтырушы жыныстардың көп бөлігі шөгінді типті жыныстарға жатады.

Сынықты шөгінділер

Шөгінді жыныстар геологиялық уақыт аралықтарында өтетін шөгінді жиналу процестерінің нәтижесі болып табылады. Шөгінді жиналу жағдайлары қалыптасушы жыныстардың түрі мен негізгі қасиеттерін анықтайды, ал бұл жағдайлардың ауысуы тау жыныстарының стратификациясына, басқа сөзбен айтқанда қатпарлануына алып келеді. Шөгінді жыныстарының көздері өз кезегінде химиялық өзгерістерге ұшыраған, сол тау жыныстарының сынықтары болып табылады. Тау жыныстарының сынықтарынан қалыптасқан шөгінділер сынықты шөгінділер деп аталады (ағылшынша *clastic sediments,* гректің clastos сөзінен сынықты, бұзылымды деп аударылады). Шөгінді бөлшектердің өлшемдері саздардың ірі сынықтарынан бастап микроскопиялық бөлшектеріне дейін түрін өзгерте отырып сынықты шөгінділер мен олардың жыныстарын жіктеу үшін негіз болады. Сынықты типті сынықты бөлшектер, жиналымдар мен шөгінді жыныстарын жіктеу мысалы 1.2. кестеде көрсетілген.

1.2-кесте

Шөгінді бөлшектерді, сынықты жиналымдар мен шөгінді жыныстарды жіктеу

Бөлшектер	Бөлшектердің диаметрі (мм)	Жиналымдар	Жыныс
Гравий Ірі галька Галька Құм Ил Саз	256-дан артық 64-тен 256-ға дейін 2-ден 64-ке дейін 1/16-дан 2-ге дейін 1/256-дан 1/16-ға дейін 1/256-дан аз	Ірі гравий Орташа гравий Ұсақ гравий Құм Ил Саз	Ірі конгломерат Орта конгломерат Ұсақ конгломерат Құмтас Алевролит Аргиллит, сланец

1.3.1. Басқа жаратылыс жиналымдары

Химиялық жаратылыс жиналымдары

Кейбір жиналымдарда сынықты материал болмайды. Су ерітінділерінен минералдардың бөлінуі мен олардың жиналуы есебінен қалыптасқан жиналымдар химиялық типті жиналымдар деп аталады.

Биогенді типті жиналымдар

Көптеген шөгінді жыныстардың құрамында шөгінді жиналу процесіне қатысқан және шөгінді қабатында консервіленген тасқа айналымдар, өсімдіктер мен ағзалардың сүйектері болады. [5].

Сынықты емес жаратылысты жиналымдардың негізгі типтері: әктастар, доломиттер, тұздар, гипс, кремнийлі сланец пен көмір болып табылады.

1.3.2. Шөгінді жыныстардың негізгі типтері

Төменде тау жыныстарының негізгі типтері мен олардың химиялық құрамы келтірілген:

Құмтас – құмның, кварцтың, кварцтың цементтелген бөлектерінің, кальций карбонатының, темір мен саз қышқылдарының дәндерінен құралған жыныс. Химиялық құрамы: SiO_2. Тығыздығы 2,87 г / см^3.

Аргиллит – негізінен сазды материалдан тұратын шөгінді жыныстардың кез келген түрі.

Саз – негізінен ұлутас пен фораминифердің тасқа айналуынан пайда болған жұмсақ, ақ, оңай ұсақталатын материал.

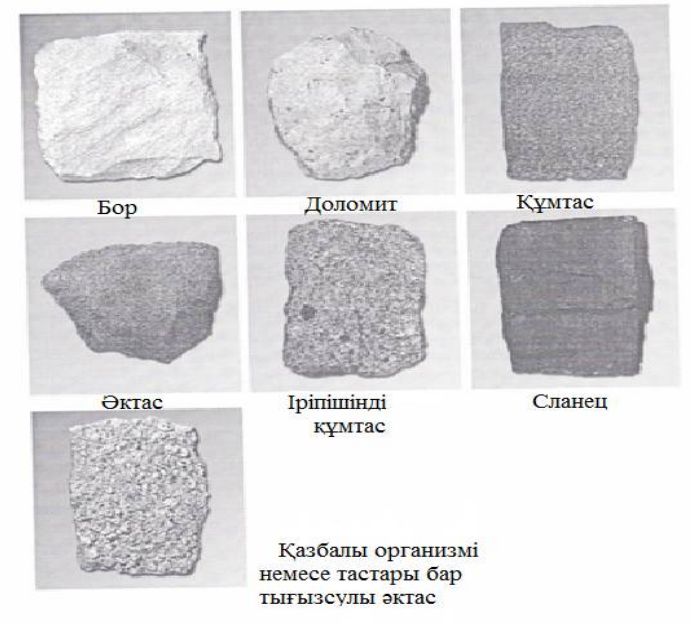
Доломит – негізінде немесе көп бөлігі кальциум магнезиум карбонат минералынан тұратын жыныс. Химиялық құрамы: $CaMg(CO_3)_2$. Тығыздығы 2,87 г/см^3.

Әктас – тұтастай немесе белгілі бір дәрежеде карбонат кальцийінің минералынан тұратын кез келген жыныс. Химиялық құрамы: $CaCO_3$. Тығыздығы 2,71 г/см^3.

Мергель – саз бен кальций карбонатынан тұратын борпылдақ шөгінділер.

Сланец – саз немесе сазды материалдың (аргиллитті) консолидациясы есебінен түзілген қатпарлы құрылымы бар жыныс.

1.3-суретте шөгінді жыныстардың кейбір типтері көрсетілген.



1.3-сурет. Шөгінді типті жыныстардың мысалдары

1.4. Көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналу жағдайлары

Аналық жыныстар және көмірсутектердің түзілуі

Шөгінді жиналымдарындағы органикалық заттың көмір, мұнай немесе табиғи газ түріндегі ірі концентрациялары қазбалы отындық ресурстар деп аталады.

Бастапқы органикалық материалы бар жыныс аналық жыныс деп аталады. Әдетте аналық жыныстар жыныстардың өте кең таралған типі болып табылатын және көлемінің 80 %-ын шөгінді қабат жыныстары құрайтын аргиллиттер немесе сланецтер.

Көмірсутектер жаратылысына қатысты ұзақ уақыт бір-бірімен бәсекелесіп келе жатқан көптеген гипотезалар бар. Соңғы уақытта көптеген зерттеушілер өздерінің оң бағасын берген гипотеза мұнай мен газ фитопланктоннан (микроскопиялық жүзбелі өсімдіктер) және аз мөлшерде балдырлар мен фораминифер-

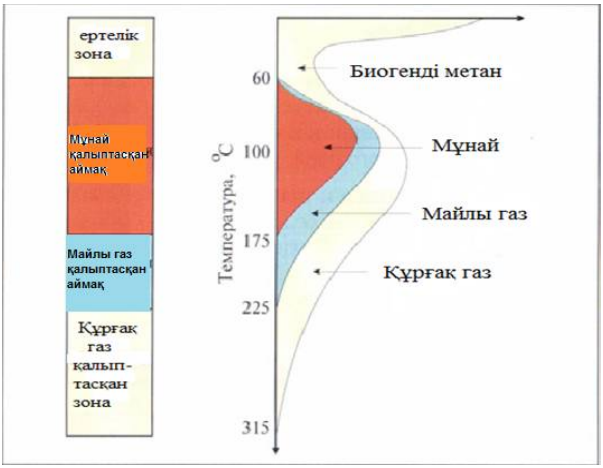
ден жаралған тұжырымға негізделген. Әлемдік мұхитта фитопланктон мен бактериялар шөгінді қабатында жиналатын органикалық заттың негізгі көзі болып табылады. Органикалық заттың көп бөлігі сланецтерге айналатын саздарда шөгеді. Бұл айналу процесінде органикалық қосылыстар газ, сұйық немесе орташа қатты күйдегі және негізінде көмірсутектерден құралатын минералды заттарға айналады (негізінде жылу есебінен) [5].

Құрлықта ағаштар, бұтақтар және шөптер сланецтегі органикалық заттың негізгі жеткізушісі болып табылады. Бұл ірі жерүсті өсімдіктері негізгі қатты қалпын сақтайтын смолалық заттарға, смолалар мен лигниндерге бай және сондықтан жоғары деңгейде мұнай және газдың көзі болып табылады.

Сланецтердің теңіздік және аралдық жиналымдарға жататын үлкен бөлігінде есілген қатпарлар температурасы бастапқы органикалық заттың мұнай мен табиғи газдың негізін құрайтын молекулалы қосылыстарға айналуы үшін қажетті деңгейге жетпейді. Негізінде жүретін процесті кероген деп аталатын және мұнайлы сланецтердегі смола тәрізді қатты заттың ірі молекулаларының түзілу процесі ретінде түсіндіруге болады. Кероген мұнай мен газға мұнайлы сланец үлгісінің айналуы және оның қызуы жолымен айналуы мүмкін.

Табиғи жағдайларда кероген шөгінді қабатының баяу есілуі процесіндегі температураның артуы есебінен мұнай мен газға айналады. Керогеннің мұнай мен газға айналуының осындай химиялық процесі әдетте 60 ^{0}С жоғары температурада жүретін крекингтің реакцияларына ұқсас. Биогенді метан немесе балшықты газ жер бетіне жақын өмір сүретін микроағзалар қызметінің нәтижесі ретінде ерте диагенезис барысында төмен температураларда пайда болады.

60 және 175^{0}С аралығындағы температура мұнайлы интервал атауына ие болды (1.3-сурет). 175^{0}С артық температураларда сұйық көмірсутектердің генерациясы интенсивтілігі температураның артуымен күрт кемиді және газ тәрізді заттың түзілуі жеткіліксіз процеске айналады. Қабаттық температуралар 225^{0}С жоғары болса, кероген өзінің қабілетін алдында мұнай мен газ генерациясына жұмсағандықтан көмірсутектер түзілімі тоқтайды.



1.4-сурет. Көмірсутектердің түзілуінің температураға тәуелділігі

Бастапқы органикалық материалдың көмірсутекті затқа химиялық айналуының ұзақ және күрделі процесі жетілу процесі деп аталады. Мұнай мен газ көмірсутекті кеніштер қалыптасқаннан кейін де химиялық өзгерістерге ұшыраулары мүмкін екенін есте сақтау қажет. Бұл негізінде түрлі кенорындарынан өндірілетін көмірсутектер түрлі қасиеттерге ие деген фактінің түсіндірмесі болып табылады.

Көмірсутектердің органикалық заттың декомпозициясы өнімі болып табылатынына екі түрлі дәлел бар:

- мұнай тек органикалық заттан алынған көмірсутектерге тән оптикалық қасиеттерге ие;
- мұнай көзі тек тірі материя бола алатын азот және басқа да қосылыстарға ие.

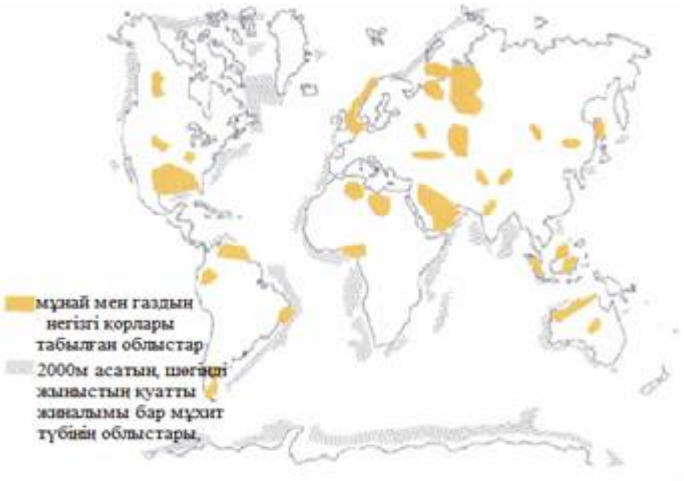
Мұнай барлық теңіздік шөгінді жыныстардан табылған. Континентальді шельф және оның негізі аудандарынан алынған көптеген сыналар мұхит түбі астындағы ұсақ дисперсті саздардың құрамында 8 % органикалық зат бар екенін дәлелдейді. Бұл геологтарға мұнай органикалық жаратылысты және теңіз жиналымдарындағы органикалық заттардың айналу өнімі болып табылады деген тұжырым жасауға негіз береді.

Әлем көмірсутектерінің ірі кенорындарының көп бөлігі көне теңіздердің континентальді шельф аудандарынан табылған. Алайда, көлді типті шөгінді қабаттар перспективалы болуы мүмкін. Әлемнің түрлі бөліктерінде ашылған көптеген мұнайлы кенорындар көлді типті шөгінді қабаттарына жатады. 1.4-сурет схема түрінде шөгінді қабаттар мен оларға ілесетін көмірсутектер жиналымдары бейнеленген.

1.4.1. Көмірсутектердің жиналуы мен миграциясы

Көмірсутектер жиналымдары геологиялық жағдайлар жиналуға және шашырамауға мүмкіндік беретін жерлерде ғана табылуы мүмкін.

Судан жеңіл көмірсутектер Жер беті бойынша таралмағанша және өз жолдарында өткізбейтін жыныстар кездестірмегенше аналық қабаттардан жоғарыға қарай миграцияланады. Мұнай мен газ олардан судың ығысуы есебінен ұстағыштар деп аталатын кейбір жерлері «мөрленген» жыныстарда шоғырланады.



1.5-сурет. Шөгінді қабаттар мен оларға ілесетін көмірсутектер жиналымдары

Ұстағыштың көмірсутектер бар бөлігі мұнайлы (газды, мұнайгазды) қабат деп аталады.

Әдетте қабаттың суға қаныққан бөлігі оның үстіңгі, көмірсутекті бөлігіне төселеді, ол қабаттың екі бөлігінің де бір-бірімен гидродинамикалық байланыста екенін көрсетеді. Мұнай да, газ да түрлі пропорциядағы аналық жыныстарда қалыптасады, газ телпегі мұнайға қаныққан бөлік үстінде орналасып, көмірсутекті қабаттың жиі атрибуты болып табылады. Кейде ұстағыштар мұнай мен газды олардың аналық жыныстардан миграциялануы процесінде бөліп тұратындай орналасады, ол таза мұнайлы және таза газды және газконденсатты кеніштердің қалыптасуына алып келеді.

Көмірсутекті кеніш тек келесі жағдайлар болғанда ғана қалыптасуы мүмкін:

1) бастапқы органикалық заты бар мұнайлы-аналық жыныстарда (сланецтерде). Аналық жыныстар органикалық заттың көмірсутектерге айналуы үшін температура мен уақыт жеткілікті болатындай терең жатуы тиіс;

2) мұнай мен газға аналық жыныстардан миграциялануға мүмкіндік беретін миграциондық жол;

3) кеуекті және өткізгішті жыныстар (өнімді қабаттың немесе резервуардың);

ұстағыштар. Көмірсутектердің көп бөлігі ұстағыштар, яғни, олардың шоғырлану орындары болмағандықтан миграция жолында шашырайды;

4) көмірсутектерді олардың бет бойынша шашырауынан сақтайтын ұстағыштарды жабатын өткізбейтін жыныстар.

Егер бұл шарттардың ең болмағанда біреуі сақталмаса, көмірсутекті кеніш қалыптаса алмайды.

1.4.2. Мұнай мен газ кеніштерінің қалыптасуы үшін қажетті ұстағыштардың жіктемесі

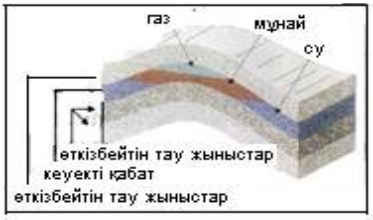
Төменде мұнай мен газ кеніштерінің қалыптасу процестері байланысқан ұстағыш түрлерінің жіктемесі берілген.

Жетекті құрылымдар және антиклинальдар

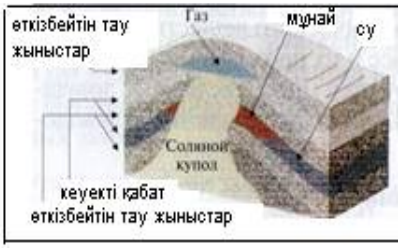
Жетекті құрылымдар мен антиклинальдар қабаттардың көтерілу және жаншылу процестерінің есебінен қалыптасады (1.6-сурет). Олардың арасындағы айырмашылық жоғары жақтан қарағанда оңай көрінеді, онда жетекті құрылым шеңбертәрізді пішінге ие антиклиналь ұзын қатпарды еске түсіреді (1.7-сурет).



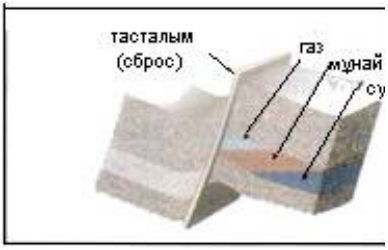
1.6-сурет. Жетекті құрылымдарда мұнай және газ кеніштерінің қалыптасуы



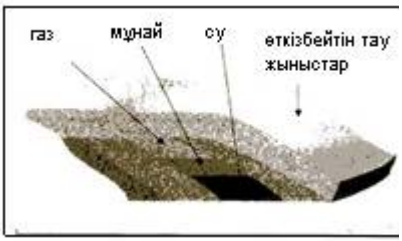
1.7-сурет. Антиклиналды құрылымда мұнай және газ кеніштерінің қалыптасуы



1.8-сурет. Тұз күмбезіндемұнай және газ кеніштерінің қалыптасуы



1.9-сурет. Бұзылымдары бар құрылымдардамұнай және газ кеніштерінің қалыптасуы



1.10-сурет. Үйлесімсіздіктері бар құрылымдарда мұнай және газ кеніштерінің қалыптасуы



1.11-сурет. Өткізбейтін жыныстарымен алмасуымен қалыптасқан ұстағыштар

Тұзды күмбездер және ұқсас құрылымдар

Тұзды массалар мен жанартаулы заттардың (серпентиннің) интрузиясы есебінен құрылған жиі кездесетін геологиялық құрылымдар. Бұл массалардың көтерілуі және түрлі шөгінді жыныстар арқылы өтуі процесінде кейін көмірсутектердің жиналу орны қызметін атқаратын көптеген ұстағыштар пайда болады (1.8-сурет).

Бұзылымдармен байланысты құрылымдар

Көмірсутекті кеніштер бұзылымдар жазықтықтарының бойымен қалыптасуы мүмкін, мысалы, жылжымалы процестер өткізгішті қабаттардың мөрленген өткізбейтін жыныстары болатын тастанды (1.9-сурет).

Үйлесімсіздіктермен байланысты құрылымдар

Құрылымдардың бұл түрі жас, өткізбейтін жыныстар бұрын эррозиялық процестерге ұшыраған кәрі еңісті қабаттарды жабатын кезде қалыптасады (1.10-сурет).

Линзатәрізді құрылымдар

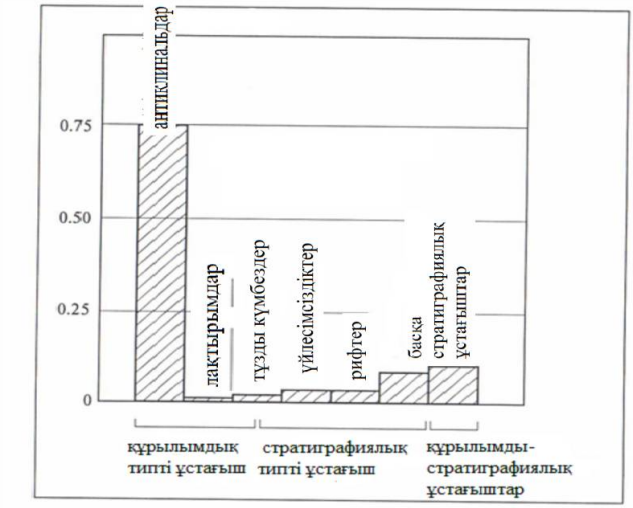
Көмірсутектер қабаттардың кеуекті және өткізгішті бөліктерінде жинала алады, олар қабаттың кеуекті жыныстарының баяу өткізбейтін жыныстарымен алмасуымен қалыптасқан ұстағыштар немесе қалталар деп аталады (1.11-сурет).

Линзатәрізді құрылымдар құмның жағалық сызықтарында немесе палеорек дельталарында жиналуымен қалыптасады. Мұндай өнімді аймақтар әктас түзілімдердің түрлі кеуекті секцияларында кездеседі [12].

1.5. Көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыш түрлеріне байланысты таралуы

1.12-суретте көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыштардағы көп кездесетін түрлері бойынша процентті таралуы көрсетілген. Суреттен көріп отырғанымыздай, көмірсутектердің барлық әлемдік қорларының 75 %-ға жуығы жетекті және антиклинальды құрылымдарға орайластырылған.

Барлық континенттер мен олардың шельфті аймақ ауданының жартысынан көбінің шөгінді тасы жоқ немесе шөгінді жыныстардың тым жұқа қабатымен жабылған, ол жер бетінің бұл бөлігін мұнай мен газ іздеу үшін перспективті емес етеді. Айта кету керек, егер бастапқы органикалық зат жетілген болса да, ол міндетті түрде толығымен көмірсутектерге айналмайды.



1.12-сурет. Көмірсутектердің әлемдік қорлар ұстағыштарының көп кездесетін түрлері арасында процентті таралуы

Төменде келтірілген статистикалық мәліметтер көмірсутектердің қалыптасуы туралы белгілі бір көрініс береді:

1) аналық жыныстардың тек 1 %-ы бастапқы органикалық зат болып табылады,

2) бастапқы органикалық заттың 30 %-нан аз бөлігі көмірсутектерге айналады,

3) көмірсутектердің 99 %-ға жуығы жоғалады немес шашырап кетеді және тек 1 %-ы ғана ұстағыштарда шоғырланады.

4) Бұл ақпарат келесі бағаға апарады: аналық жыныстардың жалпы көлемінің 3/100000 бөлігінен азы көмірсутектерге айналады, олар ұстағыштарда жиналу кезінде барлануы мүмкін [7].

1.5.1. Норвегияның континентальді шельфіне тән ұстағыштар түрлері

Құрылымдық ұстағыштар (жетекті құрылымдар, антиклинальдар және жылжу процестерінен түзілген құрылымдар) норвеж континентальды шельф облысында ұстағыштардың ең көп таралған түрі болып табылады. Стратиграфиялық ұстағыштар

бұл ауданда жиі кездеспейді, бірақ, кейбір кеніштер қабаттардың үйлесімсіз жатуы мен жапсарлануынан түзілген ұстағыштарға орайластырылған.

1.3-кестеде ұстағыштардың ең көп кездесетін түрлеріне орайластырылған көмірсутектер кенорындарының кейбірі туралы түсінік береді.

1.3-кесте

Норвеж континентальді шельфіндегі ұстағыштар түрлері

Кенорын	Ұстағыш типі	Жыныс типі	Жыныстардың жасы
Агат	Стратиграфиялық	Құмтас	Төрттік
Балдер	Стратиграфиялық	Құмтас	Үштік
Драуген	Стратиграфиялық	Құмтас	Юралық
Экофиск	Жетекті	Бор	Төрттік
Элдфиск	Жетекті	Бор	Төрттік
Эмбла	Құрылымдық	Құмтас	Таскөмірлі
Фригт	Стратиграфиялық	Құмтас	Үштік
Гулфакс	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Хейдрун	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Мидгард	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Усеберг	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Снорре	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Сневит	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Статфьорд	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Тролл	Құрылымдық	Құмтас	Юралық
Валхалл	Жетекті	Бор	Төрттік

1.6. Теңізде мұнай және газды өндірудің бүгінгі жағдайы мен оның болашағы

Бүгінгі таңда құрлықта мұнай мен газ қорының азая бастауы және энергетикалық дағдарыстың күшеюі, теңіз түбінің қойнауында жатқан мұнай мен газ қорлары құрлыққа қарағанда 3 есе көп болып келетін мұнай мен газ ресурстарын кеңінен меңгеруді қажет ете бастады.

Әлем мұхитының жалпы 22 %-ы аумағын (шамамен 80,6 млн.км^2) құрлықтың сулы жері құрайды және ол үш зонадан: шельфтен, құрлықты еңістен, қыр етегінен тұрады. Теңіз және мұхит түбінің жалпы ауданында мұнай және газға шамамен 75 млн.км^2 (21%) бай, оның ішінде шельфті аймақта – 19.3 млн.км^2, құрылықты еңісте – 20,4 млн.км^2 және құрлықты қыр етегінде – 35 млн.км^2. Соның ішінде игеруге ең мүмкіндігі мол болатын ол шельфті зона.

Шельф деп (ағылшынша Shelf) құрлыққа жақын орналасып, онымен геологиялық құрылымы жалпы бірдей болатын, құрлықтың су асты бойынша түзу болып келетін аймағын түсінеміз. Шельфтің сыртқы шекарасындағы тереңдігі шамамен 100-200 м болып келеді, бірақ кейбір жерлерде 1500-2000 м дейінгі тереңдікке дейін жетеді (Охот теңзі, Оңтүстік-Куриль котловинасы). Шельфтің ені 1-ден 1700 км шегінде (Солтүстік Мұзды мұхиты), орташа алғанда, 65-70 км-ді құрайды, ал жалпы ауданы 32 млн.км^2 немесе Әлем мұхитының 11,3% бетін құрайды. Әлем мұхитының шельфінің негізгі бөлігі (70%) 180 м-ден аспайтын тереңдікте орналасады, ал теңіздің тереңдігі шельф құрлықты еңіске ауысқан аймағында 200-ден 600 м-ге дейін болады[12].

Барлық жер шары бойынша шельф қырының тереңдігі 120 м, ал континентальды шельфтің орташа еңісі 1,5-2 м-ден 1 км-ге дейін болатынын көптеген зерттеулер көрсетті.

Мамандардың болжамы бойынша, шельфті ауданның 60% мұнай мен газ қорына өте бай екенін көрсетіп отыр.

Әлемде теңіз кен орындарын ең алғашқы рет 1824 жылдан бастап меңгере бастаған. Осы кезде Баку аймағындағы Апшерон түбегінде жағалаудан 25-30 м жерде мұнай құдықтарын қазып, мұнайды терең емес қабаттардан ала бастаған. Каспий теңізінің жағалауларында мұнай-газ кен орындары 100 жыл бұрын игеріле бастаған. 1891 жылдан бастап АҚШ-та теңіз түбегінде көмірсутек шикізатының қоры бар аймақтар сатыла бастаған. Осы жылдары Колифорниялық жағалауда 200 м қашықтыққа дейін жететін мұнай кенішінде көлбеу ұңғылар бұрғылана бастады. 1936 жылы Каспий теңізінің шельфінде, ал 1947 жылы Мексика шығанағы шельфінде свайлық негізі бар бұрғылау платформаларын тұрғызып құру басталды.

Қазіргі уақытта шельфте көп мөлшерде әртүрлі бұрғылау қондырғылары пайдаланылады. Жыл сайын шамамен, 1000 іздеу-барлау ұңғылары және 2000 пайдалану ұңғылары бұрғыланады. Жалпы әлемде 100000 ұңғылары бұрғыланған.

Әлем мұхиты шельфі ауданының 22 %-ы Ресей мемлекетіне тиесілі, оның ішінде 80-90 % көмірсутекті өндіруге болашағы жоғары деп есептелінеді, отын-энергетикалық ресурстар қорының 85 %-ы арктикалық теңіздер шельфіне, 12-14%-ы Қиыр Шығыс теңіз шельфіне, ал қалғандары Каспий, Азов және Балтық теңіздеріне сай келеді.

Көмірсутектер қоры бойынша, болашағы ең жоғары – Батыс Арктика, оның ішінде Баремский, Қызыл және Печорский теңіздері. Соңғы жылдары осы жерде 10 мұнай-газ кен орындары және 2 газконденсатты кен орындары ашылып, осылардың ішінде 4-і жалпы қоры бойынша ең ірі кен орны: Штокмандық – газконденсатты, Ленинградтық, Русандық – газды және Приразламдық – мұнайлы кен орындары саналады. Мұнайдың әлемдік қоры шамамен алғанда, 90 млрд. тоннаға бағаланады. Мұнайдың ең көп қоры Сауд Арабиясында, Кувейт, Иран, Ирак, АҚШ және Біріккен Араб Әмірлігі елдерінде. Ресейде ең алғаш рет мұнайдың қоры Кавказда, одан кейін Повольжье, Батыс Сібір, Темано-Печор провинциясында, Сахалинде өндіріле бастады. Қазіргі кезде кезек Шығыс Сібірге және континентальды шельфке келді [16].

XX ғ. 40-шы жылдары Каспий теңізінің шельфінде мұнай мен газды өндіру жасанды аралдар арқылы басталса, одан кейін 0.2-ден 2.9 м-ге дейін теңіз тереңдігінде мұнай өндіруді қамтамасыз ететін металл эстакадалары қолданыла басталды. Каспий теңізінде «Нефтяные Камни» атты бұрғылаушылар және мұнай газ өндірушілер қалашығы құрылды.

Жалпы әлемдік тәжірибеде мұнай мен газды мейлінше кең көлемде өндіру XX ғ. 60-шы жылдарынан бастап игеріле бастады. Қазіргі кезде теңізде мұнай өндіру қарқыны құрлықта мұнай өндіру динамикасынан 5 есеге артты (*1.2-кесте*).

1.4-кесте

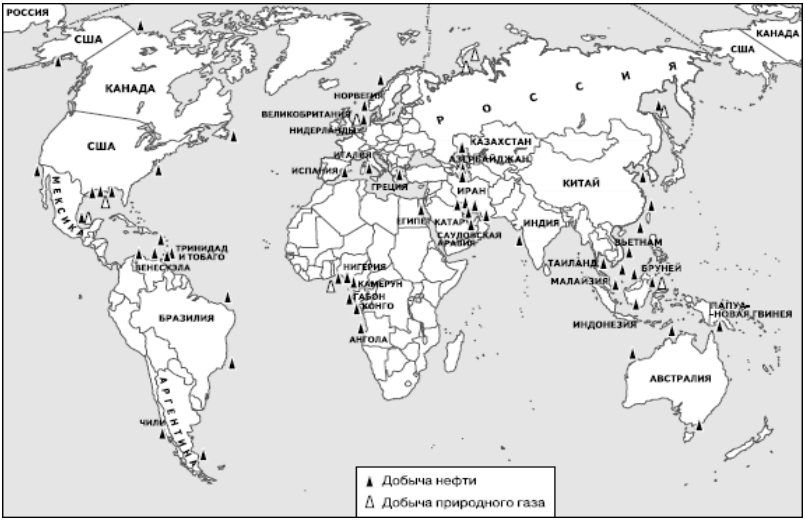
Теңізде мұнай өндірудің әлемдік балансы

Өндіру бөлігі	1960ж.	1970ж.	1976ж.	1980ж.	1985ж.	1995ж.	2005ж.	2020ж. (болжам)
%	8	16	16,5	22,9	30	28	40	65
млн. т.	-	373	469	683	750	700	1000	*

Мұнай мен газдың басты мол ресурстары, сонымен қатар Атлант және Үнді мұхиттарында да орналасқан. 70-ші жылдардың басында теңіз және мұхитта мұнай және газ өндірумен 21 мемлекет айналысып, геофизикалық және бұрғылау жұмыстарды 46 мемлекетте жүзеге асырып, оған тағы да 5 мемлекет қосылса, ал 80 жылдардың басында континентальды шельфті меңгеруге 100 ел қатысып, оның ішінде теңіз мұнай-газ кен орындарды игеруді 37-сі жүргізді. Теңіз кен орындарын іздеу-барлау және оларды игерумен 90-шы жылдарда 136 компания және 118 мемлекеттің фирмалары айналысты. Осы жылдары Әлем мұхитының континенталды шельфінде мұнай-газ өндіру жылына 900 млн.т. (1 тонна мұнайға 1200 $м^3$газ тең) жетіп, әлемде мұнай өндірудің 35%-ын құрады.

Қазіргі уақытта шельфте көмірсутектер ресурстарын меңгеру жұмыстарын 120-дан астам мемлекет жүргізуде. Теңіз және мұхит шельфтерінде 2000 мұнай және газ кен орындары ашылған, олардың басым көпшілігін ірі және аса ірі алып кен орындарына жатқызуға болады (1.13-сурет).

Әлем мұхитындағы шельфте мұнай мен газға өте бай болып келетін Парсы (Әлем қорының жартысынан астамы) шығанағы және Мексика, Гвиней шығанақтары, Оңтүстік Шығыс Азия теңіздері, Бофорт және Солтүстік теңіздері, Маракайбо маңы (Венесуэла). Әлемдегі шельфтегі мұнай мен газдың ең көп қорлары осы аймақтарға тиесілі.



1.13-сурет. Әлемде мұнай және газ теңіз кен орындары (Ресейсіз)

Әлемде мұнай мен газ қоры ең көп кен орындары ашылған. Оларға – Саффания (Сауд Арабиясы) қоры – 5 млрд. т болып бағаланады, жылдық шығымы 75.5 млн. т.; Маракайбо лагунасы қоры – 7 млрд. т.; Норз Даум (Катар) жалпы газ қоры – 71 трл. $м^3$. тең.

Қазіргі уақытта үлкен қарқынмен Кариб теңізі, Мексика шығанағы, Сауд Арабиясы және Кувейт жағалаулары, Солтүстік және Норвегия теңіздері, Аляска шельфінде, сонымен қатар басқа да теңіз акваторияларында мұнай газ қорлары көптеп игерілуде.

Төменде жақын аудандардағы көміртегін өндіру техникасының дамуының қысқаша хронологиясы берілген.

Теңізде мұнай-газды өндіру дамуының хронологиясы:

1871 ж. – Бакуде қауғалау ұңғысы бұрғыланған.

1900 ж. – Ресей Бакуде жасанды аралда бұрғылаудан бастады.

1903 ж. – Лузиянадан (АҚШ) алыс емес көлде алғашқы бұрғылау өтті.

1930 ж. – Бакуде мұнай эстакадалары орнатылған.

1932 ж. – Баржада (Техас, АҚШ) алғашқы бұрғылау тобы ашылған.

1933 ж. – Алғашқы батпалы платформа орнатылған.

1937 ж.– Мексика түбегінде алғашқы бұрғылау өтті.

1954 ж. – Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы құрастырылды.

1955 ж. – Алғашқы үш тіректі өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы салынды.

1959 ж. – Солтүстік теңізде Голландия фирмасымен кен орынды өндіру басталды.

1961 ж. – Мексика түбегінде көміртегін алуда алғашқы суастылық кешен орнатылды. Алғашқы динамикалық позиционды платформаны бұрғылау басталды.

1966 ж. – Пайдалануға алғашқы бұрғылауға Кеңестік ӨКЖБҚ "Апшерон" қатысты.

1978 ж. – Суасты комплекстердің жалпы мөлшері 140 бірлікке жетті. Бұрғылау бойынша теңіз тереңдігі 300 м-ге, гравитациялық платформалар массасы 50000 тоннаға жетті.

1983 ж. – TPL (Tension Legs Platform) бірінші болып пайдалануды бастады.

1984 ж. – Шельфте мұнай көміртегі өнімдері тәулігіне14 млн. баррельге жетті, ол әлемдік мұхиттың 26%-болды.

1987 ж. – Алғаш рет шельфте бағытталған көлбеу бұрғылау қолданылды. Ол Альяска шельфінде және мұздық шарттардағы кен орында басталды.

1988 ж. – Бұрғылау бойынша теңіз тереңдігі Мексика бұғазында 2200 м-ге жетті.

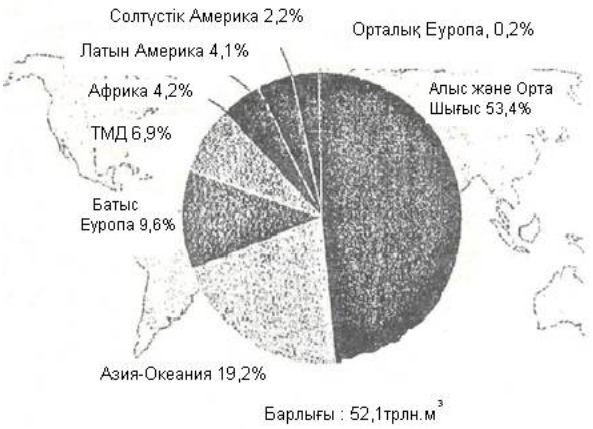
1991 ж. –"Petrobras" (Бразилия) кәсіпорны 720 м тереңдікте суастылық қондырғылар орнатты.

1992 ж. – Ресей Баренцев теңізіндегі Штокманов кен орнында өндірістік игеруді бастады.

Теңізде техникалар мен технологияларды құрастыруда континентальды шельф мұнай-газ ресурстарын өндіруде 340 құрылыс өнеркәсіптері, 50 жуық геофизикалық және 100 сүңгіруді фирмалар айналысуда. Ғылыми-зерттеу жұмыстарына және жобалық өндіру шығындарына, құрылысқа, орнатылу және теңіз мұнай-газ өнімдерін пайдалануға кететін шығын 30 млрд. долларға дейін жетті. Жаңа ғасырдың басталуымен мұнай және табиғи газ қорының арасындағы иерархияда өзгеруінен дәлелденген газ қоры, дәлелденген мұнай қорынан 3 %-ға асады. Шельфте дәлелденген газ қоры 2000 жылы 53 трлн.м^3, әлемдік қорның 32,9 %-ы.

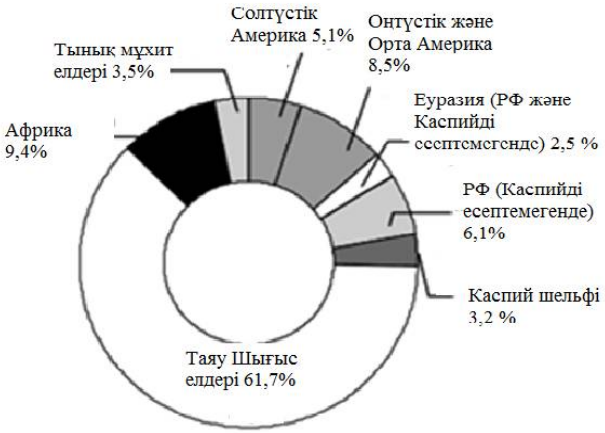
Жоғарғы көрсетілімі жақын Шығыста теңіз шельфтерінде газ қоры 51,6 % (1.14-сурет).

Индустриалды мемлекеттер қорының жалпы өнімі азая бастады. ОПЕК мүшесі мемлекеттері және ОПЕК мүшесіне жатпайтын мемлекеттер орта перспективте оңды көрсеткішті иеленеді [16].



1.14-сурет. Географиялық аймақтарындағы шельфтердегі газ қорының таралуы (01.01.2000 ж. түсірілген)

Қазіргі таңда Каспий регионының дәлелденген мұнай қоры 5,4 млрд. тоннаға (жалпы әлем қорынан 3,2 %), газ қоры – 8 трлн. $м^3$ (жалпы әлем қорынан 5%) бағаланады (1.15-сурет).



1.15-сурет. Әлемде дәлелденген мұнай қорларының таралуы

1.7. Каспий теңізі туралы қысқаша мағлұмат

Географиялық орналасуы

Каспий теңізі Еуропа және Азияның – Еуразия континентінің екі бөлігінің түйісуінде орналасқан. Каспий теңізінің акваториясы үш бөлікке бөлінеді: солтүстік, ортаңғы және оңтүстік:

Солтүстік Каспий – 25 %

Ортаңғы Каспий – 36 %

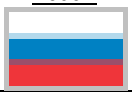
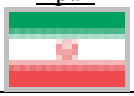
Оңтүстік Каспий – жалпы теңіз ауданынан 39 %.

Солтүстік бөлігінде теңіз тереңдігі 22 м, оңтүстікте – 1025 м-ге дейін жетеді. Солтүстік Каспийдің жуықтап 20 % тереңдігі 1 м-ден таяз.

Түбек, арал және бұғазы

Каспий теңізінде бірнеше бұғаздар бар, ең ірісі: Қара-Бұғаз-Гол (1980 ж. жабық дамбамен бөлінген, 1984 ж. суөткізетін құрылым жасалды.) Комсомолшы, Маңғышдақты, Қазақ, Красноводск, Түркмендік, Қызылағашты, Аграханды, Кизляр.

Каспий жағалауындағы елдер

Ел	Жағалау белгісі	Жағалау сызығының ұзындығы, км
Ресей 	Батыста және солтүстік батыста	695
Әзірбайжан 	Оңтүстік-батыста	955
Қазақстан 	Солтүстікте, солтүстік-шығыста	2320
Түркіменстан 	Оңтүстік-шығыста	1200
Иран 	Оңтүстікте	724

Каспий акваториясында ауданы 350 км^2-ден астам 50 ұсақ және ірі аралдар (түбектер) бар. Олардың ең ірілері: Тюлений, Кулалы, Чечень, Артема, Огурчинский, Жилой және т.б. Бірнеше аралдар екі – Бакиндік және Апшерондық архипелагтарға біріккен.

2008 жылы Каспий жағалауындағы елдермен қабылданған Үкіметаралық экономикалық конференциясына сәйкес Каспий жағалауында іргелесетін бес мемлекет болып табылады [16].

Каспий бассейні және теңізге құйылатын өзендер

Каспий теңізінің бассейніне бес елден басқа, Каспийға шығу жолы бар төрт ел – Грузия, Армения, Өзбекістан және Түркия.

Каспий теңізіне 130-дан астам өзен кіреді. Олардың ең ірісі – Волга, ол оны Әлем мұхитымен байланыстырады. ОЛ Балтий теңізімен – Волга-Балтий су жолымен байланысқан; Азо және Қара теңіздермен – Волга-Дондық арынмен, Ақ теңізбен – Солтүстік-Двинск жүйесімен және Беломор-Балтий арынымен жалғанады.

Каспий бассейнінің басқа ірі өзендері:

– Ресей территориясында – Терек, Сулақ және Құма;

– Әзірбайжанда– Құра, Астарачай (Әзірбайжан және Иран шекарасында);

– Ресей мен Әзірбайжан шекарасында – Самур.

Каспийдің шығыс жағалауы тәжірибелі гидрографиялық торынан айырылған. Қазақстан территориясында – Орал, Емба өзендері, ал Түркменияда – жалғыз, бірақ тұрақсыз – Атрек өзені. Иракта – Сефудруд, Хераз, Полеруд, Баболь, Чалус. Горган және Теджен.

Каспийдегі негізгі порттар, Түрікменстанда –Түркіменбасшы (бұрынғы Красноводск); Ресейде – Астрахан ауданындағы Оля, Махачкала; Қазақстанда – Ақтау; Әзірбайжанда – Баку; Иранда – Наушехр, Энзели, Бендрер-Торкемен.

Теңіз деңгейінің толқуы

Каспийдің өзгешілігі оның үлкен сужинайтын бассейн шегінде болатын климаттық, гидрологиялық және геологиялық үрдістердің күрделі кешенімен шартталатын тұрақсыз гидрологиялық режимі. Осыған орай оның су балансының үлкен өзгеруі, максималды шамасы 15 метрге дейн соңғы 2,5 мың жыл абсолюттік белгі диапазонында минус 20-35 м үлкен кезеңді (мыңжылдық, ғасырлық, көпжылдық) тербеліс деңгейі байқалады. 1929 жылдан 1977 жылға дейін Әлем мұхитынан 25,9 м-ден 29 м-ге дейін деңгейдің төмендеуі байқалды. 1978 жылдан бастап оның деңгейінің көтерілуі белгіленді.

Судың құрамы және температурасы

Қыста су температурасы оңтүстікте +10–13 ^{0}С, солтүстікте – 0 ^{0}С-тен төмен; жазда +25–28 ^{0}С дейін көтеріледі. Теңіз түбінде су температурасы тұрақты +5–6 ^{0}С. Тұздылығы 0,3% Волганың ауызында өзгереді, осыдан Солтүстік Каспийді кәдімгі тұщы теңіз бассейні деп санайды, ал оңтүстік-шығыста 13 %-ға дейін және 300 %-дан астам Қара-Бұғаз-Голда.

Сонымен Ортаңғы және Оңтүстік Каспийде жоғарғы ағымдар күрделі циклонды айналымды тудырады. Каспийдің солтүстік бөлігінде ағым режимі жел және өзен ағыстарымен анықталады. Каспий теңізі тыныш емес теңіздерге жатады – теңіз үстінде атмосфералық қысым және жел кезеңсіз құйынды деңгейдің тербелісін тудырады. Әсіресе олар Солтүстік Каспий таяздылығында мәні жоғары және экстремалды жағдайларда штормдар 3-4 метрге дейін жетеді.

Каспийдің сулы балансы өзенді ағыс және атмосфералық жауын-шашынмен анықталады (келу бөлігі), булану және Кара-Бұға-Голға ағуы (кету бөлігі).

Рельеф

Каспий теңізінің түп рельефінде үш негізгі формалар анық бөлінеді – шельф, құрылықты еңіс және тереңсулы жерлер. Шельф жағалау сызығынан тереңдік 100 метр болатын жерге дейін созылады, шельф шекарасынан төмен құрылықты еңіс басталады, ол ортаңғы Каспийде 500-600 метрге түседі, ал Оңтүстік Каспийде – 700-750 м.

Каспий теңізі сейсмиялығы жоғары аймақта орналасқан.

Пайдалы қазбалар өндіру

Каспий регионы табиғи ресурстармен өте бай, олар минерал, биологиялық, агроклиматтық, бальнеологиялық, рекреационды компоненттермен белгіленген. Минералды ресурстар ішінде негізгі рөл көмірсутектер – мұнай және газдың үлкен қорына жатады. Мұнайды өндірудің бастамасы XIX ғ. соңында Каспий жағалауында болды. Содан кейін XX ғ. ортасында Каспий шельфті меңгере бастады. XX ғ. соңында және XXI ғ. басында Каспий екінші рет өзгеріске ұшырады. Жорамалдау нәтижесінде мұнай қоры регионда 15-200 млрд. т, ал газ – 12-18 трлн.м^3 құ-

рады. Оның шельфінде келесідей ірі кенорындар: Кашаган (Қазақстан), Шах-Дениз (Әзірбайжан), Хволыновское (Ресей). Қара-Бұғаз-Гол (Түркіменстан) –теңіз тұздары (мирабилит, галит, астраханит) сияқты әлемдегі жалғыз өзі тұнатын бассейн.

Мұнай және газ өндіруден басқа Каспий жағалауында және шельфінде тұз, әктас, құм және саз өндіру жүргізілуде.

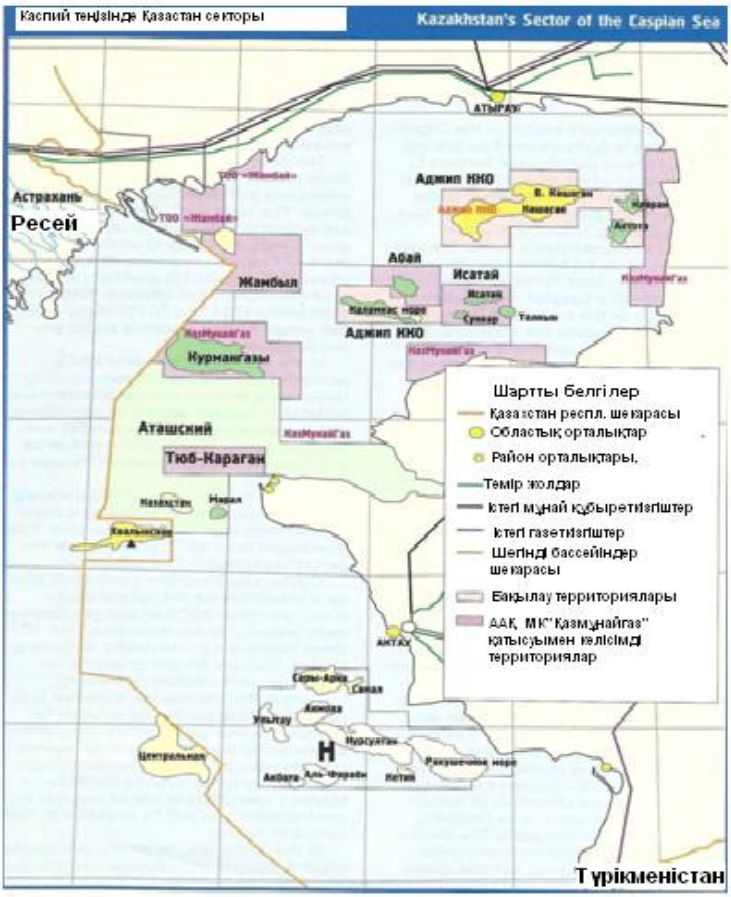
1.7.1. Қазақстанның теңіз жобалары

Қазақстанның мұнай саласы ғасырлық тарихқа ие. Өткен жүз жылдық ішінде мұнайды игеру тек құрғақта ғана жүргізілген. XXI ғасырдан Қазақстанның отын-энергетикалық тарихында теңіз кен орындарын өте жылдам қарқынмен игеру уақыты басталды. Теңізде кен орындарын игеру мамандардың бағалауы бойынша, көмірсутекті шикізаттың өсуін қамтамасыз етеді. Қазақстан секторының Каспий теңізінің көмірсутектерінің мүмкін болатын қорлары шартты отынның 13 млрд. тоннасына бағаланады. жалпы әлемдік мәнге ие жағдайлардың бірі ретінде мұнда Қашаған кен орнының ашылуы болды.

Қорлардың айтарлықтай өсуін Қазақстанға тиесілі Құрманғазы құрылымы қамтамасыз етуі мүмкін, ол Каспийдің Ресеймен шекаралас ауданында орналасқан. «Құрманғазы» жобасын жүзеге асыру үшін «ҚазМұнайГаз» және «Ростнефть» компаниялары негізінде жуық арада консорциумы жұмыс жасайды. Каспий және Арал теңіздерінің шельфтерінде көптеген перспективалы кен орындарының ашылуы және жалғасып жатқан геологиялық зерттеулер жаңа кен орындарының ашылуына себепкер болуда, олар Қазақстанның қуаты мен деңгейін әлемнің мұнай державаларының бірі ретінде күшейтеді [16].

Қазақстанның ішкі теңіздерінің шельфтерінде масштабты геологиялық зерттеулер 1993 ж. Солтүстік Каспийде геологиялық қадағалау жұмыстарын жүргізу үшін Консорциум туралы келісімге қол қоюдан басталған. Халықаралық консорциум құрамына Agip, BritishGas, British Petroleum, Statoil, Mobil, Shell және Total компаниялары енді. Консорциумның операторы ретінде арнайы жасалған «ҚазақстанКаспийШельф» мемлекеттік компаниясы болды. 1994-1997 жылдар аралығында көлемі шамамен, 26,18 мың км^2 болатын теңіз сейсмикалық қадағалау жұмыстары

жүргізілген. Шамамен, 100 мың км^2 ауданда 96 құрылым локализацияланған, ірі құрылымдардан Солтүстік Каспий туралы жаңа деректер алынған.



1.16-сурет. Каспий теңізінде Қазақстан секторының жобалары

Жаңа геологиялық қадағалау деректері негізінде көмірсутектерді игеруді геологиялық оқудың блоктарының картасы жасалған және бекітілген, сонымен қатар бірінші кезекте қадағалау үшін он төрт блоктар ерекшеленген.

Консорциумның шетелдік қатысушылары бұрғылау үшін екі ауданды таңдады. Олардың біріншісіне: Қашаған, Қайраң және Ақтоты құрылымдары жатады. Екіншісі, Қалқамас теңіз түсінігін толығымен қамтиды. Осы екі аудандардағы жұмыс қазіргі кезде Agip KCO халықаралық консорциумы жүзеге асырып жатқан Солтүстік Каспий жобасына біріктірілген.

Құрманғазы құрылымының ірі бөлігін жабатын үшінші блоктар тобында акваторияда қадағалауды жалғастыру құқығына ие «ҚазақстанКаспийШельф» ААҚ Ұлттық компаниясы ие. Қазіргі уақытта Құрманғазы құрылымында жұмыс істеуге паритет негізінде қазақстандық-ресейлік консорциумін құруға келісімшарты жасалды.

1.7.2. Барлау жұмыстары

Барлау жұмыстарының ұзақтығы күшіне енген күнінен алты жылды құрайды. 2002 жылдың тамыз айынан бастап, консорциум Қашаған кен орнында төрт ұңғымаларды бұрғылаған, бесіншісін бұрғылау басталған және тағы бір ұғыманы бұрғылауға дайындау жүргізілуде.

Келісім шартқа сәйкес бұл аудандардағы жұмыстар бағдарламасы бойынша кем дегенде алты ұңғымаларды, соның ішінде Батыс Қашағанда екі ұңғымаларды, Шығыс Қашағанда және Актоты, Қайраң және Қаламқас құрылымдарында бір-бірден бұрғылауды қарастырады.

Шығыс Қашағанда бірінші барлау ұңғысын бұрғылау 1999 жылдың тамызында басталған. Бұл уақытқа орай Астрахань рельфінде кейінірек суасты негізінде қондырылатын «Сұңқар» бұрғылау баржасын жаңартып жабдықтауды бітірді.

Шығыс Қашаған-1 ұңғысын 5172 м тереңдікте бұрғылау аяқталды. Есептеулер нәтижесі бойынша мұнай дебиті тәулігіне 600 $м^3$-ті құраса, газ дебиті 200 мың $м^3$-ті құрады. Мұнайдың температурасы американдық мұнай институты есептеулері бойынша 42-44 градусқа тең болды. Мұнайға қаныққан өнім қабаты ұңғының 4000 м тереңдігінен төмен екендігі анықталды.

2000 жылдың күзінде «Сұңқар» бұрғылау қондырғысы бірінші ұңғыдан шамамен 400 км, Атыраудан шығысқа қарай75км орналасқан Батыс Қашаған құрылымына алмастырылған.

Тереңдігі 4982 м Батыс Қашаған ұңғысын бұрғылауды консорциум 2000 жылдан 2001 ж. мамыр айына дейін жүргізген. Мұнай алып жүру көкжиегі 4250 метрден төмен полезойды карбонаттарда анықталған. Ұңғыны бұрғылау кезінде 32/64 штурцте мұнай дебиті күніне 540 $м^3$, газ 215 мың $м^3$-ке дейін құрайды. Осы кезде мұнайдың өлшенген тығыздығы 42, ал температурасы API стандартына сай 45 градус болады.

2 жылға есептелген бағалау бұрғылаудың бағдарламасын жүзеге асыру 2001 жылдың көктемінде басталған. Бұл бағдарлама мұнайдың коммерциялық қорларын дәлелдеу мақсатымен барлау бұрғылауымен қатар жүргізілген. Бағалау бағдарламасының шегінде 3-тен 8-ге дейін ұңғымаларды бұрғылау, сонымен қатар шамамен,1600 м ауданда үш өлшемді сейсмикалық барлауды жүргізу жоспарланған.

Шығыс Қашаған-1 ұңғымасынан солтүстікте 8 км және Атыраудан оңтүстік шығысқа шамамен,70 км орналасқан Қашаған-2 бірінші барлау ұңғымасын бұрғылау 2001 жылдың мамыр айында «Сұңқар» бұрғылау баржасын Батыс Қашаған-1 барлау ұңғымасын бұрғылау орнынан алдыртқаннан кейін басталған. Бұрғылау 2001 ж. күзде аяқталған, тереңдігі 4142 м ұңғының дебиті тәулігіне 7,4 мың баррельді құраған. Осы кезде ұңғының өнімділігі орнатылумен және барлау жұмыстардың экологиялық ережелерінің жетілмеуімен шектелген.

2001жылдың күз айында Шығыс Қашаған-2 құрылымында бірінші барлау ұңғымасы үшін қорғаныс жүйесінің құрылысының аяқталғаны туралы хабарлаған. Бағасы $ 1 млн. болатын конструкциясын Атыраудың «Промонтаж К және В» ЖШКО дайындаған. Ол ұңғылардың сағасын сыртқы табиғи факторлардан, соның ішінде мұздан қорғау үшін арналған.

Жаңа ұңғыларды бұрғылау теңіздегі тереңдігі 2-ден 4 м болатын жасанды аралдардан әкелуге мақсатты болады. Бұрғылау қондырғыларын орналастыру үшін белдемдері құрылысын Бутино ауылының маңында орналасқан Аташ карьерасында алынатын жыныстардан жүргізіледі деп шешілген. Жасанды аралдардың құрылысын жүргізу тендерін американдық түрік Bechtel-Enka компаниясы жеңіп алды.

Өлшемі 120х80 м бірінші жасанды арал Шығыс Қашаған-5 блогында тұрғызылған. Оның құрылысы үшін 350 мың тонна тас керек болған.

Жасанды аралдарды бұрғылау үшін екінші бұрғылау қондырғысы алынған. Бұрғылау платформасын әкелу бойынша халықаралық тендерді германиялық Deutag компаниясы жеңіп алған. Алғашқыда бұл платформа Ұлыбританияда өте терең ұңғымаларды бұрғылау үшін қолданылған.

Қазақстандық өндірушілерден Agip KCO 2001 жылы 113$ млн. сомасына тауарлар мен қызметтерді алған, ал 2002 жылы бұл көрсеткішті 120$ млн. дейін жеткізуді жоспарлауда. Келісімшарт негізінен жер өңдеу жұмыстарын жүргізуді, жолдар мен елді мекендер құрылысын қарастырады. Сол уақытта ақшаның үлкен бөлігін консорциум жоғарғы технологиялық жұмыстар мен қондырғыларға бағыттауда, онда қазақстандық өндірушілердің мүмкіндіктері шектелген.

1.7.3. Инвестициялар мен перспективалар

Каспийдің қазақстандық шельфінің кен орындарын өңдеуге кеткен жалпы инвестициялар 14 жыл аралығында 20 млрд. доллар деңгейінде бағаланады.

2002 жылдың басында консорциум Қашаған кен орнында жұмыс жүргізу үшін 1,2 млрд. доллар салған, соның ішінде 1993 жылдан 1997 жыл аралығында консорциум сейсмикалық жұмыстарды жүргізу үшін 300 млн. доллар шығындаған.

1998 және 1999 жылдары жобаға 158-160 млн. доллар инвестицияланған, 2000 жылы 200 млн. доллар, 2001 жылы 420 млн. доллар жұмсалған.

2002 жылдың жұмыстарының бағдарламасын қамтамасыз ету үшін 800 млн.доллар инвестиция талап етіледі.

2003 және 2006 жылдар аралығында Қашаған кен орнын игеруге 7 млрд.доллардан астам салынды.

Agip KCO Қашаған кен орнында мұнайды осылай алуды 2015 жылы, ал коммерциялықты 2016 жылы бастауды жоспарлап отыр. Өндірістік өңдеудің бастапқы сатысында консорциум күніне 5 млн. тонна мұнай алуды жоспарлауда. Бірнеше жылдан кейін бұл көрсеткіш 15млн. тоннаға дейін жоғарылауы мүмкін.

Қашаған кен орнында болған жұмыс аралығында Қазақстанның бюджеті 250 млндоллар алды. 20013 жылы Қазақстан тағыда бонус 50 млн.доллар алады деп болжамдалуда. Ал 2016 коммерциялық алу басталатын кезде 150 млн. доллардан 200 млн. долларға дейін алуы мүмкін.

1.7.4. «Құрманғазы» жобасы

Қазақстан Ресеймен бұрынғы «талас аумақ» болып есептелетін Каспий шельфіндегі Құрманғазы құрылымында жүргізілген сейсмикалық зерттеулер нәтижелерінен үлкен үміт күтуде.

Екі көршілес елге Каспий шельфінде жұмыстарды интенсификациялауға мүмкіндік беретін позитивті өзгерістер 2002 жылдың 13 мамырында болған. Қазақстан және Ресей президенттері пайдалы қазбаларды пайдалануға суверенді құқықты жүзеге асыру мақсатымен Каспийдің солтүстік бөлігінің түбін бөлу туралы Екіжақты Келісімге арналған Хаттамаға 1998 жылдың 6 шілдесінде қол қойды.

Ресей мен Қазақстан арасында пайдалы қазбаларды суверенді пайдалануға құқықты орнататын хаттама Каспий теңізінің солтүстік бөлігін модификацияланған орта сызығының географиялық координаттарын бекітті.

Модификацияланған орта сызықтың бастапқы нүктесі ретінде 46 градус 13,3 солтүстік ендік және 44 градус 26,4 шығыс бойлық қабылданған. Ал соңғы нүктесі ретінде 42 градус 33,6 солтүстік ендік және 49 градус 53,3 шығыс бойлық қабылданған. 2002 жылдың 13 мамырында қол қойылған құжатқа сай РФ Орталық және Хвалинск құрылымында пайдалы қазбаларды пайдалануға, ал ҚР Құрманғазы құрылымын пайдалануға құқылы. Егер модификацияланған орта сызығын кесіп өтетін жаңа құрылым табылса, онда бөлек келісім бойынша пайдаланылады. Құрманғазы құрылымындағы пайдалы қазбаларды игеру ҚР заңдылығына сай жүргізілетін хаттамада бекітілген.

Құрманғазы құрылымында шикізаттарды қолдану ҚР заңдылықтарына сай жүргізілетіні хаттамада жазылған. Құрманғазы құрылымы үшін шикізатты қолдану келісімшарты ретінде өнімді бөлу туралы шешім қабылданған.

Ресурстарды бірігіп игеру үшін жауапты ұйымды бекітеді. Жобада Қазақстан мен Ресейдің үлестері 50 %-дан. Ресейдің жауапты ұйымы Құрманғазы құрылымында шикізатты қолдану жабасында конкурссыз қатысу мүмкіндігіне ие болған.

Мемлекеттер арасындағы келісімдерге сай Қазақстан мен Ресейдің жауапты ұйымдары олардың қатысу үлесіне сай құқық пен міндеттерге ие болады. Бірақ Ресей жаққа бекітілген опционды коммерцияға енгізер алдында қазақстандық және ресейлік арнайы құрылыстардың құқықтары мен міндеттері тең болады.

Кен орнын ашқаннан кейін алты ай өткеннен кейін кәсіпорын опционды сату туралы Ресей жағына коммерциялық ұсыныс жасауы керек. Ресей ұйымдарына опционды белгілі бір ретте пайдалануға мүмкіндік береді. Ресей опционнан бас тартқан жағдайда кәсіпорын жобадағы 25 % еркін пайдалануға мүмкіндік алады. Опционды сатқаннан түскен пайда жобаны дамытуға бағытталады.

2002 жылдың 13 мамырындағы құжаттарға сай жауапты ұйымдар өздерінің кәсіпорындағы қатысу үлесін өз мемлекетінің рұқсатымен басқа өкілдерге бере алады. Бірақ бұл приоритетті құқық басқа заңгерлер ұсынғандардан кем емес [7].

Келісім бойынша өздерінің қаржылық міндеттерін қамтамасыз ете алмаған жауапты ұйымдар өз үлестерін жоғалтады.

Алыс шығыс аумақтарда шамамен, 300 перспективті антиклинальды қоймалар ашылған. Шамамен,140-тан астам кен орындарын ашу болжамдануда, олардың 100-ден астамы Охотоморск шельфте. Мұнай-газ алушы кешеннің толығымен дамуы кезінде Охот теңіз шельфінде алу деңгейі 2050 жылға мұнай бойынша шамамен, 100 млн.т газ бойынша 200 млрд. $м^3$ жетуі мүмкін.

Қазіргі кезде «Сахалин-П» жобасы жүзеге асырылуда.

Пильтун Астох кен орны мұнайлы болады және Сахалин аралының солтүстік шығыс жағалауынан 16 км орналасқан. Кен орнын игеру Асхот учаскесінен басталған. Мұнда Ресейдегі бірінші Molikpaq бұрғылау платформасы орналасқан, онда 1999 жылы жазда алғаш рет өндірістік нысаналарда мұнай алынған.

«Сахалин-II» жобасын жүзеге асыру шегінде алынған бірінші мұнай 1999 жылдың шілдесінде алынған.

«Сахалин-III» жобасы төрт блоктар шегінде мұнай мен газдың тоқтауын мүмкін болатын іздеу, қадағалау және өңдеу перспективаларын қарастырады. Осы жобаға сай тек Оңтүстік Кирин қадағалау ауданы бойынша алынатын қорлар шамамен, 400 млн. мұнай және 30 млрд. газ. Бұл аудан Сахалин өзенінің шельфінде ең үлкен кен орны саналады.1998 жылдың ортасынан «Сахалин-IV» жобасын жасау және жүзеге асыру басталды. 2000 жылы жүргізілетін геологиялық қадағалау жұмыстарының уақыты 6 жыл деп белгіленген.

Сонымен бірге Сахалин аралының солтүстік бөлігінде мұнай қанықкан блокты игеру «Сахалин-V» жобасы бойынша басталды.

Ресейдің оңтүстігінде мұнай мен газдың көзі Каспий, Қара және Азов теңіздерінің шельфі болып табылады. Барланған немесе мұнайдың болжамды құрылымы Каспий теңізінің Ресей шельфінде орналасқан, көбіне 2-30м Солтүстік Каспийде және 10-60 м тереңдікте Батыс Каспийде. 1995жылы мұнда 81,6 мың тонна мұнай өндірілген. Бірінші кезекте нысандарға Инчхе-теңіз мұнайконденсатты кен орындарын және Солтүстік-Батыс Каспийде мұнай қаныққан локальді ауданды жатқызуға болады. 2010 жылдың аяғына таман бұл кен орындарда мұнай өндіру көлемі бірнеше миллион тонна жылына болуы мүмкін. Каспий шельфіндегі кен орындары барлау және пайдаланылған техникалық құралдар қажет.

70-жылдың соңы мен 80-жылдың басында сынамалы пайдалануға Қара теңізінің газконденсатты кен орны дайындалған. Қазіргі кезде Қара теңіз бен Азов теңізінде іздеу-барлау жұмыстары жүргізілуде.

Одан басқа Балтық теңізінің кен орындарында игеру жұмыстары жүргізілуде. Болжанған қор 50-60 млн. т құрайды, одан алынатыны – 16 млн. т 1995 жылы бұл жерде 745,2 мың т мұнай өндірілген. Балтық теңізінің шельфін қарқынды игеру, үлкен мұнай қоры бар Кранцов кен орнын игеруді енгізумен байланысты.

1.7.5. Солтүстік Каспий жобасы (Қашаған)

2002 жылдың шілде айында «ҚазМұнайГаз» ҰК және Agip KCO халықаралық консорциумы Каспий теңізінде Қашаған кен орнында мұнайды коммерциялық игеру туралы келісімге қол қойылды. Қашағанда алынатын мұнай қорлары 7-9 млрд. баррельге бағаланады. Зерттеулерге сәйкес мұнайдың жалпы геологиялық қорлары 38 млрд. баррельді құрайды.

Қазақстандағы ең ірі Қашаған кен орнын ашу әлемдік маңызы бар оқиғаға айналды. Батыс мамандарының пікірлері бойынша, бұл жаңалық соңғы он жыл ішінде әлемдегі ең маңызды ашылу деп есептелінді. Өлшемдері бойынша, Қашаған АҚШ-тағы Прудо Бэй кен орнымен тең келеді, ол 1969 жылы Аляскада ашылған.

1997 жылдың 18 қарашасында Солтүстік Каспийде мұнайды барлау және өндіру үшін Қазақстан және Agip Caspean Sea B.V., BG Exploration & Production 1td, Den Norske Stats Oljeselkap a.s. (Statoil), Mobil Oil Kazakhstan ink., Shell Kazakhstan Developmebt

B.V., Total Exploration Production Kazakhstan, «ҚазақстанКаспийШельф» «КазахОйл» компаниялары арасында өнімді бөлу келісімі 1998 жылдың 27 сәуірінде күшіне енді.

Келісімді жүзеге асыру шегінде Қазақстан инвесторлар алдына бес негізгі талаптар қояды. Біріншіден, Қашағанда бірінші мұнай 2015 жылы алынуы керек. Екіншіден, оператор жолай газды утилизациялауды, оны тасымалдау мен сатуды қамтамасыз етуі керек. Үшіншіден, Қашағандағы жұмыстарға қазақстандық кәсіпорындар, соның ішінде құрылыс және инженер мекемелері тартылуы керек. Төртіншіден, Ұлттық мұнай газ компаниясы міндетті түрде жобаның операторы болуы керек. Бесінші тапсырма Каспий аумағының экологиялық мәселелерін шешуге негізделуі керек.

Солтүстік Каспийде қадағалау жұмыстарын жүргізу үшін 1998 жылдың қыркүйек айында Offshore Kazakhstan International operating Company компаниясы – OKIOC компаниясы құрылған. OKIOC-тің негізін қалаушылары ретінде сегіз компания болды, олардың екеуі альянста шыққан: «ҚазақстанКаспийШельф», Agip, BritishGas, British Petroleum, Statoil, Mobil, Shell, Total және альянс. Қатысушылардың әрқайсысы OKIOC-та 1/7 үлесін алды.

1998 жылы «ҚазақстанКаспийШельф» OKIOC-тағы өз үлесін 500$ млн-ға жапондық Indonesia Petroleum (Inpex) және американдық Philips petroleum Co (әрқайсысы 7,14 пайыздан) компанияларына сатты. 2001 жылы OKIOC-тан Statoil BP шықты. 2001 жылдың басында OKIOC консорциумы бұрғылау жұмыстарының бірыңғай операторын анықтады. Ол италяндық Agip болды. Осыған байланысты OKIOC Agip Kazakhstan North Caspian Operation Company-ға трансформаланған. Жаңартылған халықаралық консорциум құрамына қазіргі уақытта ENI – Agip (оператор), BG, Inpex, Philips Petroleum, Shell, TotalFinaElf кіреді.

1.8. Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары және олардың мұнайгаздылығы

Табиғи резервуар – салыстырмалы жоғары кеуекті және өткізгішті жыныстар – коллекторлардан құралған, бөліктері немесе барлық жағынан нашар өткізгіш жыныстармен шектелген дене. Резервуар шекарасында флюидтер, оның ішінде мұнай мен газ қозғалуға

қабілетті. Табиғи резервуар қабат учаскісі немесе біріктіруші қабаттар тобының учаскісі болып табылады.

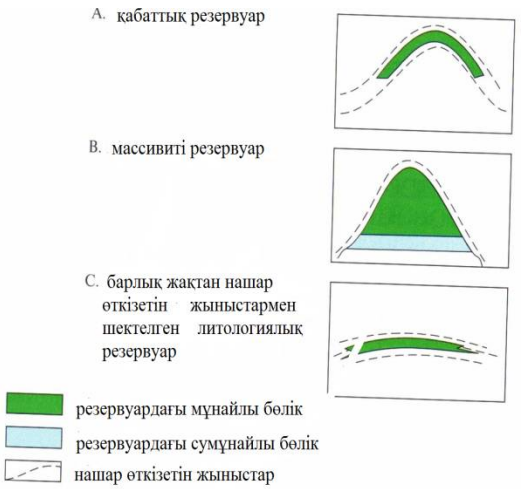
Табиғи резервуар ірі объект – мұнайгаздылық (МГК) кешені болып табылады. *Мұнайгазды кешен* деп ярустан жүйеге дейінгі кей жағдайда одан да жоғары стратиграфиялық көлемі бар мұнайгазды бассейннің тік қимасындағы ірі мұнайгазды бірлікті түсінеміз. Мұнайгазды кешенге бірнеше мұнайгазды қабаттар кіреді және ол аймақтық флюидтірекпен шектеледі. Мұнайгазды кешен жыныстардың белгілі бір құрамымен және табиғи резервуарлар типтерімен, кеніштердің орналасу ерекшеліктерімен, гидрогеологиялық жағдайларымен және мұнай мен газдың геохимиялық көрсеткіштерімен сипатталады.

Өздерінің құрылымы бойынша резервуарлар мынадай болады:

– біртекті, яғни, бір ғана дене қабат – коллектордан тұруы мүмкін;

– әртекті, құрамына қабатшалар, линзалар немесе басқа пішіндегі өткізбейтін жыныстар (саздар, тығыз құмдар, әктастар, тұздар, магматикалық және басқа жыныстар) учаскелері кіреді [5].

Табиғи резервуарлардың үш негізгі типі бар (1.17-сурет):



1.17-сурет. Табиғи резервуарлар түрлері

– қабаттық – жабыны мен табаны флюидтіректермен шектелген өткізгіш қабат, оның аумағы қуатынан (қалыңдығынан) бірнеше есе артық;

– массивті – үш өлшеуде де өлшемдерімен салыстыруға болатын және жоғары жағы мен жандарынан флюидтірекпен шектелген өткізгіш жыныс учаскесі;

– барлық жағынан шектелген – нашар өткізетін жыныстар қабатындағы линзатәрізді және басқа пішінді дене.

Табиғи резервуар кеніште мұнай мен газды ұстап тұратын ұстағыштармен негізделеді. *Ұстағыш* – төмен жағынан көмірсутектер жиналымымен қалыптасқан, изогипспен тұйықталған табиғи резервуар бөлігі.

Басқаларға қарағанда көтеріңкі, жоғары жағынан флюидтірекпен жабылған, яғни, экрандалған резервуар бөлігі ұстағыш бола алады. Ұстағыш төменгі жағынан тұйық изогипспен шектелген.

Ұстағыш пішіні резервуар типі мен оның қалыптасу жағдайымен анықталады. Ұстағыштар резервуарлардың нашар өткзгішті шектерімен, нашар өткізгішті жыныстардың төменгі бетінің майысуларымен, қабаттың көтерілімі мен төселімі бойынша коллекторлардың литологиялық орналасуымен, қима беті немесе стратиграфиялық үйлесімсіздік бойынша коллектормен байланысқан өткізгіштігі төмен жыныстармен шектелуімен бақыланады.

Арктикалық теңіздер шельфтерінің табиғи резервуарлары геологиялық тұрғыдан әртүрлі және сан алуан. Нәтижесінде мұнай мен газдың ұстағыштары мен кеніштерінің түрлі типтері олармен байланысқан.

Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары түрлі геологиялық жағдайларда және әртүрлі уақыттарда қалыптасқан. Бірақ олардың барлығын көп бөлігін мықты шөгінді қабаты (10-15 км дейін) бар платформалық облыстар алып жатқан Арктикалық шельфтің табиғаты біріктіреді. Тыс тұтас таралмайды, шөгінді материалдың бірнеше жүздеген километрлерге созылатын ірі линзаларынан тұрады. Мұнай мен газ жиналымдарының қалыптасуына қолайлы ең қатты иілген учаскелері *шөгінді-жынысты бассейндер* ретінде ерекшеленеді. Мұнай және газ шоғырларынан тұратын шөгінді-жынысты бассейн *мұнайгазсорапты бассейн* деп аталады. Шөгінді тысының мұнайгаздылығы мен жер қыртысында мұнай мен газдың таралуының заңдылығының қалыптасуы – шөгінді-жынысты бассейннің даму нәтижесі болып табылады.

Арктикалық континентальды шеттің шөгінді бассейндері екі ірі сегмент – шығыс және батыс сегменттерінде орналасқан. Шығыстық сегмент Солтүстік, норвеж, Баренцев, Карский және аз мөлшерде Лаптевой теңіздерінің құрылымдарын қамтиды. Батыс сегментке Гренландтық, Канадалық, Аляскалық, Чукотский, шығыс Сібір шелфтерінің және аз мөлшерде Лаптевой теңізінің құрылымдары жатады. Екі сегментте де бассейндер әр түрлі дәрежеде қайта игерілу поцесінде, бастысы рифтогенезге ұшыраған платформалық негізде дамыды. Сондай-ақ, Тынық мұхиттық белдемнің солтүстік-батыс секторының шөгінді бассейндеріндегі табиғи резервуарлар қарастырылған.

Шығыс сегментте келесі бассейндер құрамындағы табиғи резервуарлар қарастырылған: Баренцево теңіздік, Солтүстік теңіздік, Норжев –Батыс – Баренцево теңіздік, Тимано-Печарский, Лаптевой (батыс бөлігі) теңіздік. Батыс сегментте Свердрупский бассейнінің, дельта өзен Маккензи – Бофорт теңізінің, Солтүстік – Аляскалық, Солтүстік және Оңтүстік Чукотский теңіздері бассейндерінің табиғи резервуарлары көрсетілген. Солтүстік-Батыс секторда мұхиттық қозғалмалы белдемеден Анадырлық және Наваринский бассейндері қарастырылған (1.18-сурет).



1.18-сурет. Арктикалық шельф пен шектес территориялардың мұнайгазды бассейндері

Табиғи резервуарлардың әртүрлілігіне қарамастан, бассейннің даму кезеңділігіне байланысты оларды жалпы рифтілік және пострифтілік даму кезеңдері топтарына бөлуге болады.

Бассейннің дамуының рифтілік кезеңіндегірезервуарлар тығыз сулы – континентальды, шағынсулы – теңіздік және терең сулы еңісті шөгінділерінің әртекті жиналымдарымен көрсетілген. Резервуарлар терригенді арналы, авандельтті, баралық құмды жыныстардан, сирек карбонатты және кремнийлі жыныстардан құралады.

Бұл резервуарлар рифтілік аймақ пен олардың әсер ету аймақтарының аумағында таралған (Солтүстіктеңіздік (МГБ) мұнай газ бассейндері, Норжевтік – Батыс – Баренцтеңіздік және Баренцтеңіздік МГБ және Тимано – Печорский МГБ). Мұндай резервуарлардың қалыптасуы суасты релефтің күрт дифференциациясы жағдайларында жүреді. Сыныктары бойынша түсірілген блоктарда созылған терең сулы трогты алқаптар қалыптасады. Оларға түсетін материал суасты грабендердің осьті блоктары бойынша ағыстармен таралады. Жоғары гидродинамикалық жағдайларда материал сұрыпталады, сонымен қатар сазды фракциялар шайылады. Терригенді қабаттарда сұрыпталған құмды материал бұл алқаптардың орталық осьті бөліктерінде жиналады. Мұндай жағдайларда седиментация сызықтық – созылған құмды денелердің қалыптасуына алып келеді, олар флюидтер үшін резервуарларға айналады. Созылыңқы пішіндегі карбонатты резеруарлар жұқа дәнді, жұқа – микроқабаттық биогенді, сирек биохемогенді әктастардан тұрады.

Рифтілі құрылымдардың тектоникалық белсенділігі, тастандылық бұзылымдардың дамуы қалыптасқан ұстағыштардың тектоникалық күрделенуіне алып келеді. Нәтижесінде, литологиялық және стратиграфиялық экрандалған ұстағыштардан басқа, қималы бұзылымдармен күрделенген тектоникалық экрандалған ұстағыштар мен қабаттық – ілеспелі ұстағыштар кең таралған.

Рифтогенез процестерінің көмірсутектер жиналымдарының келесі қалыптасуына белсенді әсер ету әдістерін көптеген зерттеушілер бірнеше рет қарастырған. Континентальды рифтогенез аймақтары шектерінде көмірсутектердің локализациясы жоғары қалдықты тектоникалық белсенділігімен байланысқан, ол келесі геологиялық кезеңдердің аралығында әрекет етеді. Рифтогенез

аймақтары ұзақ тұрақты жүктememен ерекшеленеді, шөгінділердің үлкен қуаттарымен және рифтүстілі кешеннің таралу аудандарымен сипатталады. Органикалық заттың концентрация аймақтарында жоғары жылулық ағын мұнайгаз түзілу процестерінің белсенділігіне әсер етеді [5].

Бассейннің дамуының пострифтілі кезеңінде қалыптасқан табиғи резервуарлары қазіргі уақытта интенсивті дамуын бастан өткізетін белсенді бүгілуінің кең облыстары үшін тән. Бұл облыстар платформалардың шеттері. Бассейннің дамуының пострифтілік кезеңінде қалыптасқан табиғи резервуарларына жатады:

– Баренц теңіздік бассейндегі көне өзендер, палеорек дельталарының, Амур өзенінің дельталарының, Маккензи өзенінің дельталарының тастандылары конустарының даму аймақтары шектеріндегі құмды резервуарлар. Мұндай құмды резервуарлар антиклинальды емес ұстағыштардың тұтас аймаұтарын қалыптастырады;

– теңіздік терригенді формациялардың құмды резервуарлары. Олар үлкен қашықтықтардағы сазды қабаттардағы құмды қабаттардың кең және берік даму аймақтары;

– органогенді құрылымдар мен олардың бұзылу өнімдері, рифогенді құрылымдары бар карбонатты резервуарлар. Олардың барлығы ұсақ сулы палеошельф аумағында қалыптасқан. Олар көне платформалар мен олардың шектерінің палеозойлық құрылымдарында кең дамыған. Жас плиталарда олардың рөлі шектелген.

Құрылымдық емес ұстағыштар аймақтарының қалыптасу ерекшеліктері. Антиклинальды емес ұстағыштар оларды шығарудың және игерудің белгілі бір әдістемелік және тәжірибелік қиындықтарына қарамастан мұнайгаз жиналудың жаңа ірі аймақтарын іздеуде үлкен рөл атқарады. Геология барлау түсірілімі (ГИС) материалдарын қайта интерпретациялау, сейсмобарлау, бұрғылау және палеогеографиялық реконструкциялау палеодельт, тастандының қуатты конустары мен барьерлі рифттер аймақтарының даму облыстарын бөлуге мүмкіндік береді. Бұл антиклинальды емес құрылымдардың барлығы Арктикалық шельф бассейндерінің шегінде кең дамыған және арнайы меңгеруді талап етеді. Палеогеографиялық құрылымдар тез жүктелу, көшкіндік седиментация облыстарын бөлуге мүмкіндік береді. Сонымен, Баренцево теңіздік бассейнінің шектерінде тек жалғыз пермдік – триасты кешеннің қуаты 10 км жуық болады.

Фундаменттің сатылы жүктелу аймақтарында көшкінді шөгінді жиналу облыстары үлкен мәнге ие (Семенович В. В., 1995). Оларда жоғары сыйымдылықты резервуарлар қалыптасады. Бұл байланыста Тимано – Печорский және Баренцево теңіздік бассейндердің тектоникалық шекарасы, Алыс Шығыс бассейндерінің қатпарлы негіздерінің сатылы жүктеме облыстары қызықты.

Антиклинальды емес ұстағыштармен байланысты мұнай және газ кенорындарын табу мен Батыс Сібірдегі Талиндік, Приобское кенорындары, АҚШ-тағы Мексика шығанағының солтүстік – шығыс бөлігіндегі Ист – Тексас кенорындары сияқты мұнай гиганттарын ашу бұл кенорындарының жалпыланған кеніштер емес, көне палеоөзенді жүйелермен, сыналы кешендермен, жапсарлану аймақтары және стратиграфиялық үйлесімсіздікпен байланысты мұнай мен газ аймақтарының қалыптасуына қолайлы тұтас аймақтар екенін көрсетті. Соңғы жылдары мұндай аймақтары Шығыс – Сібір платформасы, Иркутск облысы (Кавыктинское газ гигант кенорны) және Якутияның оңтүстік аумақтарында табылды. Үлкен кенорындар бірнеше ондаған километрлерге меридиональды созылатын жеңтәрізді құрылымды құрайтын литологиялық экрандалған жиынтықтан тұрады. Палеозойлық бассейндерде (Тимано-Печорский) мұнайдың ірі кеніштері ашылған рифтер кең дамыған. Өздік биогермді денелер, барьерлі рифтер тізбектері бөлінеді. Рифтердің қалыптасуы үшін қолайлы жағдайлар шағын сулы-теңіздік карбонатты және терең сулы теңіздік терригенді шөгінді жиналу аймақтарының шекараларында. Барьерлі рифттердің мұнайгаз жиналу аймақтары болып табылатын аймақтық таралу болып бөлінеді. Олар глобальді шөгінділік циклде нақты орын алады, палеогеографиялық жағдайлардың дамуының белгілі бір фазасына және рифқұраушы кешендердің эволюциясы сатысына жауап береді. Олардың шектерінде көмірсутектердің қалыптасуы мен жиналуы үшін бірыңғай жағдайлар жасалады.

Орналастырылмаған аудандарда мұнай мен газдың ірі жиынтықтар жүйесін іздеу сына тәрізді және рифогенді құрылымдардың дамуы үшін қолайлы аймақтарды іздеумен тығыз байланысты. Осындай антиклинальді емес пішіндердің түзілуі палеогеографиялық фактордан басқа берілген теорияның фундаментінің құрылуының тектоникалық ерекшеліктерімен бақыланады. Бұлар ойпаттардың бортты бөліктері, немесе екі ірі тектоникалық элементтер арасындағы тереңдік шеттік сынуларының

даму аймақтары, немесе фундаменттің сатылы жүктелуі және ірі рифтогенді құрылымдардың ашылу аймақтары.

Мұнайгаз жиналудың ірі антиклинальді емес аймақтарын іздеу арнайы палеографиялық зерттеулер мен бассейн мен оның эволюциясының даму тарихын талдауды қажет ететін өзіндік бағыты бар жұмыстар ретінде қарастырылады.

1.9. Ресей теңіз кен орындарын игеру

Ресей мемлекеті теңіз шельфтерінде мұнай мен газдың қорларын өндірістік игеру алдында тұр. Қазіргі кезде негізгі континентальды шельф кен орындары негізінен Батыс Сібірде орналасқан және олардың қоры біртіндеп азая бастауда. 1994 жылдан бастап, болжаланған қорлардың өсуі оны игерілген қорын өтемейді. Мұнай мен конденсаттардың қорларының өсуі жылына 200млн.т деңгейінде (оны өндіру жылына 300 млн.т деңгейде), ал газ қорларының өсуі 200-250 млрд.м^3 деңгейде (оны өндіру жылына 590млрд.м^{3}деңгейде). 1999 жылы мұнай мен конденсаттың қорларының өсуі 199 млн.т болса (оны өндіру жылына 304 млн.т деңгейде), ал газ 210 млрд.м^3, оны өндіру жылына 567млрд.м^{3}деңгейде болған. Өткен ғасырдың 90-жылдарында Ресейде мұнай мен мұнай өнімдерін тұтыну 1,5-тен 0,9-ге дейін төмендеді, ал алдыңғы қатарлы мемлекеттерде (АҚШ, Жапон, Батыс Еуропа) жан басына шаққанда мұнайды пайдалану 2-3 т-ға жетті. Шығыс Сібірдегі болжанған мұнайлы аудандар аз көлемді әрі игеруге қолайсыз аумақта орналасқан. Сол кезде Ресей әлемдегі ең үлкен шельфке ие ел болды (әлем шельфінің 22 %-ы), оның ауданы 5,2 млн. км^2, соның ішінде изобаты 200 м дейін, оның ауданы 4,5 млн. км^2, оның 75 %-ы мұнай мен газға өте бай перспективалы болып есептеледі. Ресейлік шельфтің потенциалды ресурстары әлемдегі ең ірі мұнай-газ провинцияларының қорларымен бірдей. Ресей шельфінің болжаланған мұнай-газ қорлары 100 млрд. т-дан асады. Оның 45 %-ы тереңдігі 50 м-ге дейін, 25%-ы 50-100м және 30 %-ы 100-200 м аралығында шоғырланған.

Мұнай мен газдың жалпы ресурстарының 85 %-ы Арктикалық теңіздерге сәйкес келеді, шамамен, 12 %-ы алыс шығыс теңіздеріне, ал қалғаны ішкі теңіздерге (Каспий, Қара теңізі, Азов және Балтық теңіздері).

Ресейдің арктикалық кеңейтілген зонасына Коль жарты аралынан Чукотканың тынық мұхиты жағалауына дейінгі территориясы жатады. Өткен ғасырдың 90-жылдарына қарай Әзірбайжан мен Қазақстанның мұнайлы аудандарынан айырылған Ресейге Солтүстік Арктика шельфінің ресурстарын игеруге тура келеді. Арктикалық шельфтердің мұнай-газ ресурстарын игерудің экономикалық құндылығы құрлық пен теңіздеигерілетін көмірсутектердің бағасының теңесілуімен түсіндіріледі. Соңғыжаңа технологиялық жетістіктердің арқасында құрлықтағы кен орындардың қоры шектеулі болғандықтан, құрлықта өндірілетін мұнайдың өзіндік құны теңіз кен орындарын игерудің өзіндік құнына қарағанда жылдам өсуде. Ғалымдардың есептеулері бойынша, Ресейдегі суасты және құрлықасты көмірсутектерін өндірудің өзіндік құны 2015-2020 жылдары теңеседі деп болжануда [19].

Ресейдің арктикалық теңіздерінің континентальды шельфтері отын-энегетика ресурстары қорына айтарлықтай бай, оның көлемі 2,9 млн. км^2. Бірнеше миллиондаған тонна көмірсутектердің ресурстары бар ірі зоналық нысандарға: Солтүстік Гуляв және Печера теңізіндегі Барандей; Штокманов, Баренец өзеніндегі Лудлов жатады. Көмірсутектердің қорларының болжамдары бойынша, ең зерттелгені және перспективтісі – Батыс Арктика акваториясы. Баренц және Печора теңіздерінде 70-тен астам, ал Карск өзенінің оңтүстік бөлігінде шамамен 50 мұнай-газ құрылымдары шоғырланған. Көмірсутектердің көптеген түрі мен әртүрлі құрамы бойынша 15-тен кем емес, мұнай мен газды жинау аумақтары Баренц теңізді мұнай-газды провинциясында орналасқан, 20-дан астамы Печерск теңізінде, 13-і Батыс Сібір мега провинциясының Оңтүстік Карск мұнай-газ алқабында орналасқан. Батыс Арктика бассейндерінде газ ресурстары ондаған трлн.м^3, анықталғангаз кен орындарының қорлары олардың шамамен, 50 %-ын құрайды, Баренц-Карск шельфті зонасы 2,3 млн. км^2 астам алқапты алып жатыр, соның ішінде Баренцев және Печероск шельфтері шамамен, 1420 км^2, ал Карск теңізінің шельфі шамамен, 890 мың км^2. Баренц-Карск шельфтің максималды ені – 1550-1700 км. Бұл Баренц-Карск шельфті зонасы жақсы зерттелген. Мұнда мұнай мен газдың ондаған кен орындары ашылған, олардың төртеуі: Штокманов (газоконденсатты); Ленинград, Русанов (газды) және Приразлом (мұнайлы) қорлары бойынша алып кен орындарына жатады.

Баренц теңізінде ең перспективалы Штокманов газды конденсатты кен орны болып саналады, ол 1988 жылы ашылған. Ол Жаңа Жер архипелагы аралдарының жағалауынан батыста 290 км-де және Мурманск портынан 650 км жерде орналасқан. Мұнда теңіздің тереңдігі 280-360 м. Газдың алдын ала бағаланған қорлары 3,7 трлн. $м^3$, ол өндірістік игеруге дайын деп есептелінуде. Баренц теңізінде, сонымен қатар Лупинск, Арктикалық, Мурманск, Ахматов және басқа кен орындары ашылған. Баренц теңіз аумағында тағы да 20 шақты газ қорлары 12 трлн. $м^3$ кен орындары дәлелденген,олардан жылына 10 млрд. $м^3$ газ өндіруге болады.

Печора теңізінің ресурстары сұйық көмірсутектерге өте бай. Мұнда Приразлом мұнай кен орыны, Варандей-теңіз және оларға жататын құрылымдар: Медынск, Солтүстік-Долгин, Алексеевка, Полярная және Паханчевская кен орындары орналасқан. Приразломное кен орны 1989 жылы ашылды. Ол жағадан 65 км қашықтықта жатыр және оның тереңдігі 20 м.

Батыс Сібір мұнай-газ провинциясының айтарлықтай бөлігі солтүстікте тереңдігі 30-100 м Карск теңізінің суы астында жатыр. Оның табанында жалпы мұнай қоры 37 %-дан астам және 45%-дан астам газ қорлары шоғырланған. Бұл ресурстардың үлкен бөлігі теңіз түбінде 4 км тереңдікте орналасқан және тереңдігі 100 м шельф учаскелерінде жайғасқан, яғни олар техникалық жағынан меңгеруге қолайлы. Карск шельфінің Приямаль ауданының батыс бөлігінде ең ірі газ кен орындары – Русаков және Ленинград ірге тепкен.

Мұнда Харасавей, Крузенштерн және Батыс Шарапов, сонымен қатар Обскмен Тазов перспективалы құрылымдары бар.

Оңтүстіктен солтүстікке 30-дан 70 км-ге созылатын Обск губасының ұзындығы 750 км-ге жетеді. Губа шеңберінде судың тереңдігі 2-ден 20 м-ге дейін өзгереді. Тазов губасы 10-35 км ендікте Обск губасымен жалғанғанша 300 км-ге дейінгі қашықтыққа созылады. Судың тереңдігі 2-ден 7 м-ге дейін ауытқиды. Мамандардың бағалауы бойынша, губалардың акваториясында көмірсутектердің жалпы геологиялық ресурстары 1500 млн.т шартты отынын құрайды. Харасавей газ-конденсатты кен орны Русанов және Ленинград пен бірге Карск теңізіндегі ең ірілерінің бірі болып табылады.

Оны игерудің негізгі әдісі – бұрғылау үдірісі және мұзға берік бұрғылау қондырғыларын немесе мұз аралдары мен жасанды себілмелі тас шиыршықты аралдарды ұйымдастыру.

Әртүрлі табиғатта тектоникалық құрылымдардың үйлесуі,соның ішінде рифтогеинділер Лаптев теңізінің мұнай газ потенциалын жоғары бағалауға мүмкіндік береді. Шығыс Сібір және Чукотка теңізінің шектерінде Чукотка-Аляска және Новосибирск-Чукотка перспективалы мұнай газ провинциялары орналасқан. Қарастырылып отырған теңіздер – Ресейдегі ең аз зерттелгендер.

Ресейдің континентальды шельфін меңгеру табиғи климаттық жағдайлары өте қатал болғандықтан аса қиын деп есептеледі. Алдағы 10-15 жыл аралығында Ресей шельфтерінде іздеу-барлау жұмыстары жүргізілетін болады, оның міндеті келешекте мұнай мен газдың шикізат базасын теңіз кен орындарында пайдалануға дайындау болып табылады.

Осылайша, Арктикада орындалған іздеу-барлау жұмысының нәтижелері мұнай мен газдық теңіз қорлары бұл аумақта әлемдегі ең ірілердің бірі болып, қоры жағынан белгілі Таяу Шығыс аймағынан асып түседі.

Мұнай мен газды өндіруге арналған дайын шикізат базасы бар теңіз аумағы ретінде Сахалин аралының солтүстік-шығыс шельфі, мұнда көп мөлшерде құрамында газы бар мұнайға аударғанда, 1 млрд. т көмірсутек қоры барланған 8 кен орны ашылды. Бұл Сахалин аралын және оған жақын Ресейдің құрлық бөлігін газбен бірнеше онжылдықтарға қамтамасыз етеді және әлем нарығына экспорттауға мүмкіндік тудырады. Сахалин аралы шельфінің табиғи жағдайы әлемдегі ең қатігездерінің бірі болып табылады. Олар ашық теңізде жүргізілетін жұмыстардың технологиясын таңдауға әсерін тигізеді, стандартты емес операцияларды қолдануды талап етеді. Жұмыс кезеңінің ұзақтығының шектеулігін есепке алынған теңізде жүргізілетін құрылыс пен іздеу-барлау жұмыстарының алдыңғы қатарлы әдістерін пайдалануды талап етеді.

Өндірістік игеруге дайын Чайво теңіз кен орны (1979жылы ашылған), Одопту теңізі (1977), Лунское (1984) және Пильтун-Асохское (1986) болып табылады. Өндірістік игеруге дайындық үстіндегі кен орын – Аркутун-Дагий (1989). Бұл кен орындар жалпы

қоры бойынша Сахалин аралының қорының 92%-ын құрайды. Қазіргі таңда Ресейде «Сахалин-I» – «Сахалин-V» жобалары бойынша ауқымды жұмыстар жүргізілуде.

1.10. Әлем мұхиты әртүрлі ауданының көмірсутекті теңіз кен орнындарын игеру

1.10.1. Азия-Тынық мұхиты аймағы

АСЕАН мемлекеттері

АСЕАН құрамына 10 мемлекет кіреді. Олар 2-топқа бөлінген: «бұрынғы» ассоциация мүшесі (Бруней, Индонезия, Малайзия, Филиппин, Сингапур, Тайланд) және кейін қабылданған (Камбоджа, Лаос, Мьянма, Вьетнам)мемлекеттері кіреді. Олардың бір бөлігінде айтарлықтай минералды отын қоры бар (негізінен газ) (Индонезия, Малайзия) және оларды қарқынды игеру жүргізуде, басқалары (Сингапур, Камбоджа) өз қорлары болмағандықтан түгелімен импортқа тәуелді. Қалған мемлекеттер өз қорларын өз қажеттіліктеріне жұмсауда (1.5-кесте).

1.5-кесте

АСЕАН мемлекеттер қатарындағы мұнай-газ қоры
(2002 ж. 1 қаңтар)

Мемлекеттер	Мұнай млрд.баррель	Газ трлн. куб.фут
Бруней	1,4	13,8
Индонезия	5,0	92,5
Малайзия	3,0	75,0
Филиппин	0,2	3,7
Тайланд	0,5	12,7
Вьетнам	0,6	6,8

Индонезия, Малайзия және Бруней 5 аса ірі сұйытылған табиғи газ экспорттаушылар санатына кіреді. Бруней газды экспорттауды 1973 жылдан, Индонезия 1977 жылдан бастады. (1.6-кесте).

1.6-кесте

АСЕАН мемлекеттер қатарындағы мұнай-газ қоры
(2002 ж. 1 қаңтар)

Мемлекеттер	Мұнай млрд.баррель	Газ трлн. куб.фут
Бруней	1,4	13,8
Индонезия	5,0	92,5
Малайзия	3,0	75,0
Филиппин	0,2	3,7
Тайланд	0,5	12,7
Вьетнам	0,6	6,8

1.7-кесте

Еріген табиғи газдың әлемдік сатылымы

Экспорттаушы мемлекеттер	Экспорттау көлемі, млрд. м.куб	Сатылымның жалпы көлемдегі үлесі, %
Индонезия	35,7	26,1
Алжир	26,3	19,2
Малайзия	21,0	15,3
Катар	14,0	10,2
Австралия	10,1	7,4
Бруней	8,8	6,4
БАӘ	6,9	5,0
Нигерия	5,6	4,1
Тринидад	3,5	2,6
Оман	2,5	Ь8
АҚШ	1,7	1,2
Ливия	0,8	0,6
Барлығы	136,9	100,0

Малайзия

Малайзияның мұнай-газды іздеу-барлауға жарамды ауданы – 494,2 км^2-ға тең территориясы бар. Оның ішінде 337,2 км^2 континентальді шельфте, 63,9 км^2 терең сулы ауданда, 94,048 км^2 құрлықта.

Мұнай. Мұнда дәлелденген мұнайдың жалпы қоры 2,3 млрд. баррельді құрайды. Бүкіл мұнайды өндіру Малайзия бұғазындағы шельфке негізделген. Басты кен орындар: Tapis, Guntong, Selgi, Pulai, Bekok, Kepong (18 кен орын). Елде өндірілетін мұнайдың жартысынан астамыTapis кен орнына тиесілі. Мұнай қоры қазіргі қарқындылықпен өндірілетін болса, ол 17 жылға жетеді, 2016/2017 жылға таман Малайзия мұнай импорттаушы ел болуы мүмкін.

Мұнай платформадан құбыр арқылы Терренгану штатының жағалауына жеткізіледі. 2001 жылдан Angsi, Larut, Sattelite, Fields кен орындарында өндіру жұмыстары басталды. Angsi кен орнын игеру үшін 300 км ішкі өндірістік құбырлар төселген және жағалауға дейін 166 км салынған. Болашақта күтетін өндіріс көлемі 160 млн. баррель мұнайды және 1,4 трлн. куб.фут газды құрайды.

Larut кен орны 69 м тереңдікте орналасқан. Одан 320 млн. баррель мұнай және 1,5 трлн. куб.фут газ өндірілмек. Көмірсутек Терренгану штаты жағасына газ құбыры (диаметрі 8 дюйм, ұзындығы 98 км) және мұнай құбыры (диаметрі 12 дюйм, ұзындығы 101 км) арқылы жеткізілмек.

Тайландпен бірге игеріліп жатқан аудан Тайланд шығанағында Малайзия мен Тайланд шекарасы ортасында орналасқан. Cakeravala газконденсатты кен орнын меңгеру үш бұрғылау платформасынан тұрады: өнімді дайындау платформасы, газ сығымдаушы қондырғысы бар платформа, FSO-ға қарай ұзындығы 2 км конденсат желісі. Газ платформадан диаметрі 30 дюйм, ұзындығы 255 км болатын құбыр арқылы Тайландтағы ГӨЗ-на (газ өңдеу зауыты)тасымалданады. Алғашқы газдың тасымалдануы 2014 жылға қарсы күтілуде.

Малайзия бұғазы шельфінде өндірілген газ газ құбыры желісі арқылы жағаға келеді (Терренгану штаты, Kerteh зауыты). Қазіргі таңда Exxon компаниясы Jawit, Bintang, Jernet кен орындарының жағалауымен байланыстыратын құбыржелісі жүйесін құруда. Bintang кен орнынан алғашқы газ алынды (максималды өндіріс 355 млн.куб.фут тәулігіне). Кен орыннан барлығы 1 трлн.куб.фут газ өндіріледі.

Саравак штаты шельфінде өндірілген газ бен конденсат Бинтулу жағасындағы еріту зауытына құбыр арқылы келіп түседі, ол 22,6 млн. тонна жылына СПГ (еріген табиғи газ) өндіріледі. Ол ең

ірі газ еріткіш зауыты болып саналады. Штат қорының 85 %-ы Бинтулу ауданы жағалауында орналасқан Jintan, Heland, Serai және тағы бірнеше кен орындардың газ қоры 6 трлн.куб.футты құрайды. Ішіндегі ең ірісі – Jintan (2,4 трлн.куб.фут). Jintan кен орнынан өндірілген газ конденсаттан айырылып, дегидрацияланып, алынған екі фазды қоспа диаметрі 36 дюйм, ұзындығы 148 км құбыр арқылы пайдалану платформасынан манифольд платформасына келіп түседі. Онда ол Heland кен орнынан келіп түскен екі фазалы қоспамен бірігіп, диаметрі 32 дюйм, ұзындығы 99 км құбырмен жағаға тасымалданады. Жағаға жеткізу үшін әрқайсысы диаметрі 22 дюйм, ұзындығы 119 км болатын құбыр қызмет атқарады. Сабах штаты жағалауындағы ERB WEST кен орнынан өндірілген газ ұзындығы 65 км құбыр арқылы штат астанасы жанындағы газ терминалына жеткізіледі.

Филиппин

Филиппин бүгінгі күні дәлелденген 3,8 трлн.куб.фут газ қорына ие, бірақ қарқынды өндіріс тек 1991 жылы Малампая кен орнын игергеннен кейін басталды. Ол оңтүстік Қытай теңізінде орналасқан және оның жалпы қоры 2,6 трлн.куб.фут газды құрайды. Онда өндірілген көмірсутекті мемлекет тек өз қажеттіліктеріне ғана жұмсайды.

Ірі Филиппин-Лузой аралын 30 % электрэнергиясымен қамтамасыз етіп тұрған, үш электрстанциясын газбен қамтамасыз ететін терең сулы Малампая кен орнында газ өндіру бойынша ірі масштабты жобаны іске асыруда. Бұл кен орыны Филиппин аралдарының жанында орналасқан. Тереңсулы ұңғыдан өндірілген газ ұңғыдан 30 км қашықтықта және аз тереңдікте орнатылған теңіз платформасына диаметрі 400мм қос құбыр арқылы келіп түседі. Су мен қонденсат платформада бөлініп, өңделеді. Конденсат тұрақтанады, одан кейін нақты жағадан танкерлерге тиеледі. Газ дегидрацияланып, диаметрі 24 дюйм, ұзындығы 500 км құбыр желісімен Лузон аралығындағы зауытқа тасмалданады.

2001 жылы Филиппин тәулігіне 1 мың баррельге жуық мұнай өндірген, ал 2002 жылы өндіріс Малампая кен орнының газ қаныққан құрылымының төменгі жағында орналасқан мұнай шоғырын игеруге байланысты аз уақытта 23512 баррельге өсті.

Тайланд

Тайландтағы көмірсутек қоры негізінен Тайланд шығанағы шельфіне көзделген (94 % табиғы газ қоры). Онда дәлелденген қор көлемі 12,7 трлн.куб.фут газбен және 0,5 млрд. баррель мұнаймен бағаланады. 1998 жылы мемлекеттің энергия көзін қолданыстағы мұнай бөлігі– 61,7 %, газ– 22,4 % құрайды. Энергияны тасымалдау қажеттілігінің 23 %-ын Тайланд ішкі ресурстарымен қанағаттандырады, ал 77 %-ын импорттайды.

Алғашқы газ Тайландта Erawan кен орнында 1981 жылы өндірілген. Қазіргі таңда мұнай, газ және конденсат 37 кен орындардан өндіріледі, соның ішінде 21 Тайланд шығанағында, ал 16-ы құрлықта орналасқан.

Тайланд газының ірі қорының көп бөлігі Малайзиямен бірге игеруге 171 млрд.куб.метрбағытталған.

Шығанақтағы кен орындардың табиғи газ өндіру үлесі: Erawan және көршілес құрылымда 61 % (1150 млн.куб.фут.тәулік), Bongkot – 24 % (630 млн.куб.фут.тәулік), Tantawan – 61 % (125 млн.куб.фут.тәулік). Мемлекеттің ең ірі газ кен орны – Bongkot (қоры 4,5 трлн. куб.фут). Ол Тайландтың газға қажеттілігінің 3/1 бөлігін қамтамасыз етеді.

Соңғы жылдары жаңа газ кен орындары ашылған, олар: Arthit, Pakarang, Plamuk, Maliwan, North Jarmjuree және үш блок Малайзиядағы Lawit-Jernet және Тайландтағы Bongkot арасында, шельфте орналасқан. Arthit кен орны – әлемдік кластағы газ кен орны болып табылады, қоры 85-тен 170 млрд.куб.метр.тәулік көлемінде жеткізіліп тұрады.

Tantawan кен орны 80м тереңдікте орналасқан. Ол 300 млн.куб.м газ, 50 мың баррель мұнай мен конденсат береді. Кен орында газды қабатқа айдау және біріншілік сепарацияны іске асыру үшін жабдықталған сағалық платформа орнатылған. Өнімнің соңғы дайындығы және мұнай түсіруі FPSO-да жүреді. Өндіріс 1997 жылы басталды. Газ – Районгтағы газ дайындау зауытына Erawan – Rayong магистральді құбырмен тасымалданады. Бірінші мұнай құрлықтағы Fang кен орнында өндірілген. Қазіргі уақытта 41% мұнай Sirikit (құрлықта) кен орнында және 42 % Benchamas (Тайланд шығанағы) кен орнында өндірілуде. Қалған 4 %-ы кіші кен орындардан өндіріледі. 86 % мұнайды Тайланд өзінің өңдеу өнеркәсібінің қажеттілігіне импорттайды.

Вьетнам

Мұнай. Вьетнамның мұнай қоры 2,2 млрд. баррельді құрайды (басқа мәліметтер бойынша 600 млн. баррель). 2002 жылы өндіріс күніне 339 мың баррельге жетті. Мемлекетте мұнай өңдеу кәсіпшілігі дамымағандықтан, өндірілген мұнайдың көп бөлігі Жапонияға, Оңтүстік Кореяға, Сингапурға және АҚШ-қа экспортталады. 2002 жылы экспорт күніне 153 мың баррельді құрайды. Мемлекет алты мұнай кен орнын пайдалануда, оның ішінде ең ірісі болып Backho (White Tiger),Rang Dong, Hang Ngon және PallHung (Big Bear) табылады. Өндіріс Cuu Long және Con Son шельф бассейнінде көзделген.

2002 жылы мұнай және газдың үлкен қоры Ca Ngu Vang (Golden Tuna) және Voi Trang(White Elephant) кен орындарында анықталды. Ca Ngu Vang қоры 250 млн. баррельмен бағаланады. Мұнайдың көп мөлшері Cuu Long, Block 15-1 бассейнінде анықталды. Зерттелген қоры 400млн. баррельді құрайды. Su Tu Vang (Golden Lion) және Su Tu Trang (White Lion) кен орындарының өнімі тәулігіне 70 мың баррельге жетуі керек. Мұнай кен орнынан танкерлермен тасымалданады.

Газ. Табиғи газдың қоры 6,8 трлн. м.куб-ты (220 млрд.м.куб) құрайды. 2010 жылғы болжам бойынша мемлекеттің газға қажеттілігі 110 млрд. м.куб болды.Мемлекет алдағы 10 жылда табиғи газбен өзін-өзі қамтамасыз ете алады.

Ұзақ уақыт аралығында Вьетнам энергия алу үшін мұнай, көмір және гидроэлектростанциясын пайдаланады. 1981 жылы Ханой жағалауының маңында табиғи газдың аса ірі емес кен орны ашылды.

Табиғи газдың ірі көзі мемлекетте мұнай кен орнындағы газдың үлкен мөлшері түсетін Cuu Long бассейні болып табылады.

Backho кен орны бүгінгі таңда мемлекетте газдың ірі көзі болып саналады. Оның қоры 170-230 млрд.м^3 бағаланады. Ақ барыс (Белый тигр) мұнай кен орнынан алынатын газ – бұл ілеспелі газ. Бастапқыда сәйкестендірілген инфрақұрылымның қатысуымен ол жылына 1 млрд.м.куб өздігінен жандырылды (салыстыра қарағанда, ол Малайзиядан Сингапурға дейінгі газ құбырлары бойынша, әр жылғы экспортталған газдың 64 %-ы). 1995 жылы ілеспе газ пайдаланыла бастады.

Nam Con Son бассейнінде газдың қоры 2 трлн.куб.футпен өлшенетін 2 газ кен орны Lan Tay және Lan Do орналасқан. Кен орындар 125 м және 80 м-ге сай су тереңдігінде орналасқан. 2002 жылы кен орынды Dinh Co терминалымен Вьетнам жағалауына қосқан, ұзындығы 370 км магистральді газ құбырының құрылысы аяқталды. Құбырдың өнеркәсібі жылына 247 млрд.куб.футты құрайды, алайда, бүгінгі таңда оның қуаттылығы толығымен пайдаланылмайды. Құбырдың толық қуаттылығы алдағы уақытта Hi Tach, Moe TinhH Rong Doi кен орындарымен байланысқан өнімдітасымалдау есебінен өтеді.

2004 жылы РМЗ блогының газды кен орны мен Doc өзені координаттарын қосатын құбыр салу жоспарлануда. Теңіз аймағының ұзындығы 289 км. Газды – электроэнергия өндіруде қолданылатын болады.

Оңтүстік СРВ шельфінде 700 км-ден жоғары теңіз құбырлары төселген және жақын арада қайтадантөселетін теңіз құбырларының ұзындығы өседі деп күтілуде.

Қытай

Мұнай. Қытай әлемде АҚШ-тан кейінгі екінші мұнай тұтынушы ел болып табылады. Ол өзі сырттан тұтынатын 30 % мұнайдың жартысын Орта Шығыс (Оман, Йемен, Иран) мемлекеттерінен импорттайды. Мұнайды импорттауды 1996 жылдан, ал 1993 жылдан мұнай өнімдерін импорттауды бастады. 2002 жылы Қытайда 18,8 млн.тонна мұнай, 4,3 млрд.м.куб газ өндірілді.

Мұнайдың 90 %-ын бұл мемлекет құрлықтан өндіреді. Аса ірі Daqing кен орны (Солтүстік-шығыс Қытай) күніне 1 млрд. баррель мұнай өндіреді.

Қытайда 1,2 млрд. т мұнай қоры және 200 млрд.м.куб газ қоры бар.

XX ғасырдың 70-жылдары аяғында мемлекетте тек үш шельфті кен орыны өндірілді. Соңғы 20 жылда Қытай мұнай мен газ өнімдерінің көп бөлігін шельфті кен орындарынан өндіруді бастады. Бүгінгі таңда олар Бохайвань ауданында, Сары теңіз, Шығыс-Қытай теңізі және Оңтүстік-Қытай теңізінің солтүстік континентальді шельфінде орналасқан.

1996 жылы Қытай 19 теңіз кен орындарын өз бетімен және бірлесіп өндіре бастады. Шельфті индустрия шетелдік инвести-

цияның қатысуымен қарқынды дамуда. Шельфті кен орындардың даму басылымдығы Шығыс-Қытай теңізі мен Бохайвань жағалауына берілетін болады.

1996 жылы Оңтүстік-Қытайда ең ірі мұнай кен орны Liahua 11-1 (LH U-1) кен орны пайдаланыла басталды. Оның қоры – 1 млрд. баррель. Өнімді дайындау FPSO-да 720 мың баррель сақтау көлемімен 140 мың тонна су ерітіндісімен жүзеге асырылады. Сұйықтың күнделікті өнімі 300 мың баррель, мұнай 65 мың баррель. Мұнай жағаға танкермен жеткізіледі.

1997 жылы Xijiang 24-1 және Lufeng 22-1 кен орындары пайдалана басталды.

Lufeng 22-1(LF22-1) Сянганнан (Гонконг) 332 м тереңдікте, 310 км қашықтықта Оңтүстік-Қытай теңізінде орналасқан. Оның тропикалық циклон аймағында жел жылдамдығы 18-22 км/сағ, толқын биіктігі 8 м-ге жетеді. Шығарылатын мұнай қорларының көлемі 30 млн. баррельмен бағаланады. Тәуліктік өнім өндіру сұйықтық – 125 мың баррель, сонымен қатар мұнайдың 65 мың баррелін құрайды. Мұнайды FPSO-ға көтеру үшін, теңіз табанында орналасқан электрлік сораптар қолданылады.

FPSO «Navion Munin» су ерітіндісін – 103 мың тонна, сақтау көлемі – 640 мың баррельді құрайды. Танкерлерде 65 ^{0}С-та мұнай температурасын қамтамасыз ететін жылытушы элементтер орнатылған. Өнімді дайындау құралы электростатикалық коалесцерлердің бірінші және екінші деңгейлік сепараторларды қосады. Кен орынның мұнайында көп мөлшерде парафиндер бар. Сондықтан іске қосуда су апаруын толығымен қосуда жылудың циркуляциясыз нұсқасын, сонымен қатар парафинді үлгілерді құрауда райзерлер мен манифольдтар қызмет етеді.

Бірінші деңгейдегі сепараторда мұнай құрамы 30 мг/л дейін түсетін гидроциклондарға кететін су бөлінеді. Температура сепараторда 65 ^{0}С болуы керек. Сепаратор мен коалесцер қызыпкетуі мүмкін. Бірінші деңгейлік сепаратордан мұнай температурасы 95^{0}С жететін жылытқышқа түседі. Осылай мұнай тұтқырлығы төмендейді. Екінші деңгейлік сепаратордан кейін мұнайдан судың толығымен бөлінуі ООВ 0,5 %-ға дейін жететін коалесцерге орта насостармен түседі, ал мұнай келесі сақтағыш үшін 70 ^{0}С-қа дейін суиды. Жағаға мұнай танкерлер арқылы жеткізіледі.

Sulzhong 36-1 (Sz36-1) – Бохайвань жағалауында орналасқан. 2005 жылдан бастап әр жылғы мұнай және газ өнімі жағалауда 20 млн. тоннаға жетіп, бұл аудан Қытайдың шельфтегі үш ірі мұнай өндіруші аудандарының қатарына қосылды.

1993 жылы газдың коммерциялық өндірілуі басталды. Дәлелденген мұнай қорлары 317 млн. баррельді құрайды, ол шельфтегі ең ірі кен орны болып табылады. Оны екі фазада меңгереді:

1. Екі сағалық платформа және FPSO фазалары;

2. Жеке өңдеуші платформа, 6 сағалық және мұнай тасымалдау үшін жағаға дейінгі 70км ұзындықты мұнай құбырлары төселген.

Мұнайдың тәуліктік өнімі – 75 мың баррель.

Pengiai19-3 – Қытай шельфіндегі аса ірі мұнай кен орны. Барланған мұнай қорлары 750 млн. баррель, оны 2002 жылдан пайдаланыла басталды. Қазіргі таңда өнімді 40 мыңға болжамдаған қалпына келтірудің бірінші фазасы жалғасуда, 2005 жылы тәулігіне 150 мың баррель мұнай өндіретін екінші фаза басталды. Сонымен қатар күніне 190 мың баррель, 1,9 млн. баррель сақтайтын жаңа FPSO салынды.

Qinhuangdao (QHD-32-6) – Бохайвань жағалауындағы тереңдігі 20 м-ге жететін мұнай кен орны. Барланған қоры – 109 млн. баррель. Әр жылдың өнімі 20 млн. тонна, өнімді дайындау 1 млн. баррель көлемді сақтаумен күніне 80 мың баррель өңдей алатын FPSO “Bohai Shiji” жүзеге асырылады.

Газ. Газдың көп бөлігі Сычуань провинциясының жағалауында өндіріледі. Қытай өзінің табиғи газ кен орнын жақын арада қалыптастыра бастады, сондықтан оның тасымалдануын қамтамасыз ететін капиталдың үлкен көлемді төлемдері қажет.

Ең ірі шельфті газ кен орны Yacheng B-1(YOB-1) дәлелденген қорлары 100 млрд.м.куб. Ол Оңтүстік-Қытай теңізінің батыс бөлігінде орналасқан. Газ өндіру 1996 жылы басталды және жылына 3,4 млрд.м.куб газды құрайды. Бұл газ 800 км ұзындықта теңіз құбырлары арқылы Сянганға электрэнергиясын өндіруші зауытына дейін тасмалданады. Тағы бірі 100 км ұзындықтағы газ құбырын кен орынды Хайнань аралығымен байланыстырады.

Bongfang I-I (DF1-1) Оңтүстік-Қытай теңізінің батыс бөлігінде 75м тереңдікте орналасқан. Дәлелденген қорлары 3,274 млн.фут.куб. Орнатудың бірінші фазасы 116км ұзындықты теңіз

құбырын Хайтнань аралына дейін созып өнеркәсіптік зауыт салуды болжауда.

Dinghu кен орны (РН) Шығыс-Қытай теңізінде орналасқан, онда газ бен мұнай өндіріледі. Пайдалану 1999 жылы басталды. 15 жыл аралығында 1,2 млн.м.куб газ өндірілетіні болжануда. Оның дәлелденген қорлары 14,65 млрд.м.куб газ және 107,8млн. т мұнай. Кен орында өнімді дайындауда платформалар орнатылған, мұнай мен газ жағаға құбырлармен тасмалданады. Мұнай құбырының ұзындығы 310 км, диаметрі 10 дюйм, ал газ құбырының ұзындығы 386 км, диаметрі 14 дюйм.

Австралия

Австралия Азиат-Тынық мұхит ауданындағы ең үлкен табиғи газ қорларын құрайды. Дәлелденген қорлар 2002 жылдың 1қаңтарында 2,54 трлн.м.куб болды. Олардың ішінен ең көбі солтүстік-батыс шельфте жағадан 80км қашықтықта орналасқан. Gordon – кен орны осы кезеңге дейінгі сапалы кен орындардың бірі. Оның қоры 0,849 трлн.м.куб газбен бағаланады. 2002 жылы 1300м су тереңдігінде орналасқан Jansz кен орнында екінші ұңғыма бұрғыланды. Кен орынның барланған қоры 20трлн.куб.фут газ болып бағаланылады. Exxon Mobil компаниясы Австралия суларында ашылатын ірі газ кен орны болатынын болжамдауда.

Қазіргі кезде бұл ауданда үш әлем класы: North Rankin, Goodwin және Perseus 16 газ кен орнын құрайды. Бұл кен орындардағы газ мөлшері Австралияны 35 жыл аралығында қамтамасыз етуге жеткілікті. Өндірілген газ негізінен метаннан тұрады. Сонымен қатар ауыр көміртегі қоспаларын құрайды. Пропан және бутанды жағады, ал ауырлау көміртектерді конденсат ретінде сатады.

Көміртектері жағаға 135км ұзындықты теңіз құбырларымен тасымалданады. Экспорттау 1989 жылы басталды. Газдың көп мөлшері жағылып, Жапонияға экспортталады. Австралия Азия-Тынық мұхиты ауданындағы жанған газдан экспорттау көлемі бойынша үшінші болып табылады. Бүгінгі таңда Испания, Оңтүстік Корея және Түркиямен сауда-саттық жүргізілуде.

Thylacine және Geographe кен орындары қорлары 0,06 трлн.м.куб-қа бағаланатын оңтүстік жағалау ауданы газ бойынша сапалы болып саналады.

Тиморск теңізінің ауданы Шығыс Тимор тәуелсіз мемлекеті болып жарияланғаннан кейін теңдік басқару аймағы болды. Бұл ауданда 2 ірі: Bayu Undan және Great Sunriseкен орндары орналасқан. Shell компаниясы Great Sunrise кен орнында өндірілген газды жағуда бірінші болып жүзбелі қондырғы қолданбақшы. Бірқатар компаниялар солтүстік аймағында және басқа Австралия аудандарында газ қажеттілігін қамтамасыздандырумен қатар екі Bayu Undan және Great Sunrise кен орындарын дамытпақшы.

Австралия тәулігіне орташа есеппен, 633000 баррель мұнай өндіреді, ал тәулігіне 872000 баррель мұнай пайдаланады. Мұнай жетіспеушілігі жыл сайын өсіп, 2011 жылда өздерінің резервтерінің есебінен тек 40 % қолдана алатын болады. Солтүстік-Батыс шельфте газ бойынша, аз немесе орта өлшемді мұнай кен орындары орналасқан. Олардың ішінен ең үлкені Warmea 200млн.баррель мұнайды құрайды. Қазіргі таңда 4: Wanaea, Cossack, Lambert және Hermeskен орындары пайдаланылуда. Мұнай FPSO-ға түсіп, одан танкермен жеткізіледі.

30 жыл аралығында Еасс 3 млрд. баррель мұнай және 3трлн.куб.фут табиғи газ құрайтын мұнай мен газ өндіретін маңызды аймақ болды. 1965 жылы Barracouta алып газ кен орны ашылды. 1967 жылы мұнай алыптары – Kingfish және Halibut кен орндары ашылды. Құбырлар бойынша өнім дайындайтын, өздерін байланыстыратын платформалардан өнім жағалауға тасымалданылады. Barracouta-ның 4 кен орны жағадан 24 км қашықтықта 46 метр тереңдікте орналасқан. Мұнай мен газ жағалауға сәйкесінше, 150 мм және 450 мм құбырлармен тасымалданады.

Австралиядан Тасманияға дейін құрлық бойымен 430 км, ал Бассовқа дейін 305 км газ құбыры орналасқан. Құбыр Longford (штат Виктория) қаласынан басталып, Австралия территориясы бойынша созылып жатыр.

Тасмания Лонсестон қаласының маңында екіге бөлінеді: солтүстік бөлік солтүстік-батыс жағалауға, ал оңтүстік бөлік Хобартқа дейін жетеді. Мұндағы құрылыс бір уақытта құрлық пен бұғазда жүргізілген. Құрылыстың мақсаты: Тасманияны газбен қамтамасыз ету және соған байланысты аралда гидроресурстарды қолдану өз шегіне жетеді және қосымша энергия көзінсіз өндірістің ары қарай өсіп дамуы мүмкін емес.

1.10.2. Оңтүстік Америка

Барзилия

Мұнай. Бразилияда мұнай қорларының 8,15 млрд.баррелі бар. Бірақ, ол Аргентинада, Сауд Арабиясында және Венесуэлада тұтынылатын мұнай мен мұнай өнімдерінің 40 %-ын импорттайды. 2002 жылы мұнайды өндіру күніне 1,269 мың баррельді, ал тұтыну күніне 2,155 мың баррельді құраған.

Рио-де-Жанейродан оңтүстік шығыста орналасқан Campos бассейні мол мұнай қорларына ие және дәл осында оны қазіргі уақытта өндіру жүзеге асырылуда. Campos бассейнінің ауданында Бразилияның мұнай қорының 80 %-ы жинақталған. Жаңа ашылулар нәтижесінде бұл ауданда мұнай қоры екі есеге көбейген және қазіргі кезде 1,5 млрд. баррельді құрайды: 9-MML ұңғымаларын бұрғылау барлық қорларға 270 млн. баррельді, I-ESS-121-ұңғымалары 600 млн. баррельді, Jubarte кен орны 600 млн. баррельді қосты.

Венесуэла

Мұнай. Венесуэлада дәлелденген мұнай қорлары 77,8 млрд. баррельді құрайды. Ол әлемдегі он ең ірі мұнай өндірушілер қатарына жатады. 2002 жылы елде күніне 2,9 млн. баррель алынған, олардың 2,46 млн. экспортқа кеткен. Бұл мұнайдың 62 %-ы танкерлер көмегімен тура АҚШ-қа тасымалданған. АҚШ-тан басқа Венесуэла мен Мексика Орталық Америка мен Кариб бассейндерінде көршілес елдерді де мұнаймен қамтамасыз етеді.

Венесуэлада мұнай қорлары негізінен төрт: Маракайбо, Фелкон, Апуре және Ориенталбассейндерінде шоғырланған. Қорлардың көпшілігі ауыр мұнай болып табылады.

Маракайбо өзенінен мұнайды экспорттау 1918 жылы басталды және 1927-1970 жылдары аралығында Венесуэла әлемдегі ең ірі мұнай экспорттаушы ел болған, 1914 жылдан бастап, 17 мың ұңғымалар бұрғыланған, олар 37 млрд. баррель мұнай берген. Қалған өндірілетін қорлар 20 млрд. баррельді құрайды. Әртүрлі бағалаулар бойынша, 25000 км-ден 45000 км-ге дейін құбырлар теңіз түбіне төселген.

Газ. Венесуэалада табиғи газдың дәлелденген қоры 148 трлн. куб. фут. деп бағаланады, көлемі бойынша, Батыс жартышарында АҚШ-тан кейінгі екінші, ал әлемде сегізінші орында. 2001 жылы мемлекет 1,1 трлн. куб.фут. газ алған, оның барлығы мемлекеттің ішкі тұтынуына жұмсалған.

Deitana платформасы – Тринидат пен Тобаго арасы шекарасындағы Венесуэаланың атлантикалық жағалауында орналасқан. Дәлелденген газ қорлары 4,4 трлн. куб.футты құрайды. Кен орындарында өндірілген төмендетілген газдың АҚШ-қа алғашқы тасымалдануы 2017 жылға жоспарланған.

Мексика

Газ. Мексикада табиғи газдың дәлелденген қоры 30,1 трлн.куб. футты құрайды, мемлекет әлемде табиғи газ қорлары бойынша 21 орынға ие. 2000 жылы 1,33 трлн. куб.фут өндірілген. Газдың көп көлемі солтүстік пен солтүстік-шығыста шоғырланған, ол негізінен тұтынушылардан алыс, елдің оңтүстік-шығысында өндіріледі. Негізінен ілеспе газ құрлықта да және шельфтерде де өндіріледі. Табиғи газдың аса үлкен кен орны Burgos елдің солтүстік-шығыс бөлігінде орналасқан, онда газды өндіру 1945 жылдан бастап жүргізіп келеді. Соңғы жылдары табиғи газдың үш ірі кен орындары ашылған, олардың біреуі шельфте орналасқан, оның қоры Мексиканың дәлелденген қорларының төртінші бөлігін құрайды. Тарихи тұрғыдан Мексика табиғи газды АҚШ-тан импорттаушы ел болып табылады.

Мұнай. Мексика әлемде мұнай қоры бойынша тоғызыншы орынға және батыс жартышарда Венесуэладан кейін екінші орынға ие. Мексика мұнайды өндіру көлемі бойынша жетінші орында тұр. Ол Сауд Арабиясынан кейін мұнайды АҚШ-қа тасымалдау бойынша екінші орынға ие. Қазіргі кезде мұнайдың төрттен үш бөлігі Campecho Bay мен Мексика шығанағынан түседі. Онда Camarell кен орны орналасқан –ол күніне 2,3 млн. баррель мұнай беретін елдегі ең ірі мұнай кен орны. Бір ұңғымадан мұнайды алу 1970 жылдан бастап 35 мың баррельден 1,4 мың баррельге дейін төмендеген. Кен орнында газды алу өнімділігін жоғарылату үшін қабатқа азотты айдау әдісі арқылы жүзеге асырылады. Оны дайындап шығару үшін зауыт салынған, оның төрт қондырғыларында күніне 1,2 млрд. куб.фут азот өндіріледі.

2000 жылы Мексика мен АҚШ Мексика шығанағының батыс терең сулы бөлігін бөлу туралы келісімшарт жасады. Ол бойынша Мексика 62 % ауданға, ал АҚШ – 38 % ауданға ие.

Cantarell кен орны Юкатан аралының шельфінде жағалаудан 80 км-де орналасқан. Судың тереңдігі оңтүстікте 35 м-ден солтүстікте 40 м-ге дейін өзгереді [21].

Ол төрт ескі Akal, Nohoch, Chac және Kutz кен орындарынан, сонымен қатар таяуда ашылған терең сулы Sihil кен орнынан тұрады. Кен орындарды пайдаланудың соңғы 20 жылы ішінде резервуардағы қысым 60 %-ға төмендеді. Резервуарда қысымды ұстап тұру үшін, сонымен қатар қондырғыны оның сенімділігі мен қауіпсіздігін қамтамасыз ету мақсатымен модернизациялау үшін:

– 39 бар платформаларды модернизациялау және 26 жаңа платформаларды қамдау;

– Akal L және B екі жаңа кешендерді жасау;

– Мұнайды сақтау мен тиеу үшін жүзбелі платформаны құру;

– Резервуарда қысымды ұстап тұру үшін азот өндіретін ірі зауыттың құрылысын салу;

– Газды дайындау бойынша қуатты көбейту;

– Газды дайындау үшін газды қабатқа қайта айдау мақсатымен платформалар құрылысын іске асыру;

– Ұзындығы 1700 км-лік желіні ұлғайту мақсаты үшін тағы 400 км-ден астам теңіз құбырларын салу сияқты арнайы бағдарлама жасалған.

Кен орындарына екі фазалы ағымды құбырлар арқылы, газды, мұнайды, газифлит үшін газ, азотты тасымалдайды.

Екі фазалы құбырлар ұңғымалардан бастап алыстағы платформалардан өнімді жинайды және оны өнімді дайындау бойынша үш орталық кешендерге: Akal C, Akal J және Nohoch A жеткізеді. Екі фазалы қоспаны мұнай мен газға бөлгеннен кейін мұнай танкерлерге тиеледі немесе құбырлар арқылы жағаға жеткізеді.

Кен орнын модернизациялау бағдарламасының бөлігі ретінде FSO “Ta’kuntah” тұрғызылған. Кеме 2,3 млн. баррель сақтай алады. Оны платформалармен байланыстыру үшін жаңа мұнай құбырлары салынған.

1.10.3. Солтүстік Америка

Канада

Мұнай. 2002 жылы ерекше оқиға болды: Канада битумизонды құмдақтардан алынатын мұнайды дәлелденген қорларға қосты. Нәтижесінде мұнай қорлары бойынша 20-шы орыннан Сауд Арабиясынан кейін екінші орынға ауысты. 77 мың км^2 территорияға созылатын Канаданың битумизонды құмдақтары Альберта штатында 2-2,5 трлн. баррель битумнан тұрады, олардан 300 млрд. баррель алынады деп есептеледі. Олардың 174,8-ін Мұнай Өндірушілердің Канадалық Ассоциациясы дәлелденгендер категориясына қосты. Соңғы жылдар ішінде жаңа технологияларды енгізу негізінде 1980 жылдары барреліне кететін шығын 24 доллардан 12 долларға дейін қысқартты. Алдағы бір жарым жыл ішінде өндірістің бағасының төмендеуі барреліне 8 долларға дейін төмендеуі күтілуде. Алынатын битумканадалық МАЗ-да (мұнай айыру зауыты) синтетикалық мұнайға қайта өңделеді және содан кейін АҚШ-тың орталық штаттарына жіберіледі немесе АҚШ-қа МАЗ-да қайта өңделу үшін жедел тасымалданады. Осылайша, Канаданың мұнай қорлары 180 млрд. баррельді құрайды. Канаданың барлық мұнайы елдің батысында өндіріледі, оны тұтыну негізінен орталық және шығыс Канадада, сонымен қатар АҚШ-та шоғырланған. Альберта кен орны мұнайдың канадалық экспортының төрттен үш бөлігін АҚШ-қа жібереді. 1999 жылы Канада Венесуэла, Сауд Арабиясы және Мексикамен қатар ірі мұнай жеткізушілер қатарына кірді. Елде өндірілген мұнай мен газдың шамамен, 95 %-ы құбыржелілері арқылы тасымалданады.

Сант Джонстан шығысқа қарай үлкен мұнай өндіруші аудандар орналасқан, олар: Hibernia, Terra-nova, White-Rqse, Hebron/Ben Nevis кен орындары.

Hibernia кен орны Сент Джонстан 315 км қашықтықта 80 м тереңдікте орналасқан, ол Канаданың бес ірі кен орындарының қатарына жатады. Оны игеру 1999 жылы басталған. Қорлар жеңіл мұнайдың үш млн. баррелын құрайды, кен орнын пайдалану уақыты 18 жыл. Кен орнында биіктігі 224 м темір бетонды гравитациялы платформа орналасқан, оның негізінде сыйымдылығы 1,3 млн. баррель қойма орналасқан. Қазіргі кезде Солтүстік теңізде отыз платформа орналасқанымен, олардың бірде-біреуі айсбергтерге қарсы тұру үшін арналмаған. Hibernia платформасы ерекше.

Ол қалыңдығы 15 м мұзды бетке ие; қоршаған негізгі тісшелер барлық бет бойынша айсбергтердің әсерінен күштерді тарату үшін арналған. Құрылыс салмағы 600 тонна, құрғақ балласт салмағы 400 мың тонна. Платформа еш зақымданусыз салмағы 1 млн. тонна айсбергі көтереді, жөндеуге келетін зақымданумен салмағы 6 млн. тонна айсбергтердің әсеріне, бірақ олар 10 мың жылда бір рет пайда болады. Мұнайды дайындау жоғарғы, орташа және төменгі сепараторларда үш сатыда жүзеге асырылады. Мұнайдан газ бен су бөлінеді, олар кейіннен қабатқа қайта айдалады.

Қондырғы күніне 200 мың баррель сұйықтықты дайындау үшін жобаланған. Мұнай бір нүктелі айлақ арқылы танкерлерге тиеледі.

Америка Құрама Штаттары

Мұнай. АҚШ-та мұнай қорларының 22,4 млрд. баррелі бар, олар: Техас, Аляска, Калифорния және Мексика шығанағы болып таратылған.

Газ. АҚШ-та табиғи газ қорлары 166 трлн. куб.фут немесе әлемдік қорлардың 3,3 % деп бағаланады. АҚШ әлемде мұнайды өндіру бойынша екінші орынға ие (Ресейден кейін). Соңғы жылдары жаңа кен орындары Техас пен Мексика шығанағында ашылған.

Барлық өндірілген өнім құбыржелілер арқылы жағалауға жеткізіледі.

АҚШ Канадамен құбыржелісі жүйесі бойынша бір-бірімен байланысқан, онда 1 %-дан астам табиғи газ тасымалданады. Мексика газ өніміне жеткілікті потенциалға ие болғанымен АҚШ табиғи газды Мексикаға тасымалдайды.

2002 жылы Мексика шығанағында 19 мұнай және газ кен орындары пайдалануға енгізілген. Тек үш STAR платформалары ғана орналастырылған, ұңғымалардың үлкен бөлігі су астында анықталған. 2003 жылы 17 кен орындарында игеру жұмыстары басталған, үш жүзбелмелі платформалар орнытылған. 2009 жылы 16 кен орындарын игеру жоспарлануда. Олардың STAR түріндегі жаңа платформалар орнатылады. Қалған кен орындары не осы платформаларға немесе бұрыннан бар платформаларға жалғанған болады. Ұңғымалардың жерастында аяқталуын қолданумен кен орындарын игеруге мысал ретінде келесілерді жатқызуға болады:

– King1800 м тереңдікте орналасқан және Marlin TLP платформасына жалғанған;

– Aspen1033 м тереңдікте орналасқан және Buiiw inkle платформасына жалғанған;

– Navajo Nansen Star платформасына жалғанған және бір ұңғымадан күніне 50 млн. куб.фут газ өндіреді;

– King Kong және Yosemite Aiiegheny TLP-ға жалғанған;

– Sangria 500 м тереңдікте орналасқан және Salsa платформасына жалғанған;

– Balboa 1167 м тереңдікте орналасқан және Boomvang SPAR платформасына жалғанған және т.б.

1.10.4. Парсы шығанағы

Катар

Мұнай. Мұнайдың алынатын қорлары 15,2 млрд. баррель деп бағаланады. Катардың ең ірі мұнай кен орны Dukhan құрлықта орналасқан. Сонымен қатар, Катарда алты шельфті: Bui Hanine, Maydan Mahzam, Id al-Shargi North Dome, al-Shaheen, al-Rayyan және Al- Khalijкен орындары бар. Катар өндірілетін мұнайдың барлығын Азияға экспортайды.

Al-Rayyan кен орнын пайдалану 1996 жылы басталған. Ол күніне 25 мың баррель мұнай өндіреді, ал 2011жылға қарсы ол күніне 60 мың баррель мұнай өндіруі керек.

Газ. Катар Ресей мен Иранннан кейінгі газ қорларының көлемі бойынша үшінші орынға ие ел болып табылады. 2015 жылға дейін 30 млн т/жылға дейін өседі. Қорлардың аса үлкен бөлігі North шельфті кен орнында шоғырланған.

Катар “Dolphin” жобасын жүзеге асыруға кірісті, оған Шығанақ елдері арасындағы бірінші суастындағы газ құбырын төсеу жатады. Ras Laffan-нан райзерлі платформаға дейін теңізден жағалау бөлігінің ұзындығы Абу Дабу жағалауында 340км, құбырдың диаметрі 48 дюйм. 2015 жылға қарай құбыр желісі бойынша экспортқа жылына 730 млрд. куб.фут тасымалдау жоспарлануда.

Алыстағы материктердің жағалаулы аудандарында орналасқан табиғи газдың үлкен әлемдік резервтері және энергиятасымалдау алып жүргіштерге өсіп жатқан қызығушылық соңғы кездері газды сұйық отынға түрлендіру бойынша кәсіпорындардың

кеңеюіне себепші болды. Бұл ауданның көшбасшылары Shellжәне Sasof-Chevron компаниялары. Shell және Qatar Petroleum компаниялары Катарда сұйық отынды шығаратын зауыт салмақшы, ол туралы Shell компаниясы 2002 жылы жариялаған. Өнімділігі тәулігіне 75 мың баррель зауытты пайдалануға енгізу 2010 жылға жоспарлануда. Қазіргі кезде сұйық отынды өндіру бойынша екі зауыт бар: оның біреуі – Малайзияда, екіншісі – ОАР-да. Зауыт North ірі кен орнынан газ алатын болады. Sasof-Chevron компаниясы Ras Laffan-да қуаты күніне 34 мың баррель өндіретін зауытты салуды жоспарлауда. Жобаның бағасы 800 млн доллар. Exxei Mobile компаниясы қуаты тәулігіне 80 мың баррель сұйық өндіру бойынша зауыт салуды пайдалануға енгізу 2007 жылға белгіленген.

СПГ өндірісіне келгенде Катар 2011 жылға дейін өз өнім берулерін жылына 45 млн. тоннаға дейін жоғарылатады [23].

Сауд Арабиясы

Мұнай. Сауд Арабиясы мұнайдың дәлелденген қорының 264,2 млрд. баррельіне ие, ол әлемнің төрттен бір бөлігін құрайды. Онда 80-нен астам мұнай және газ кен орындары болғанымен, оның мұнай қорларының жартысынан астамы 8: Air Dar, Ulhraaniah, Farzan, Ghavar, Al Udayliyah, Hawiyah, Haradhкен орындарында шоғырланған. Тек бір ғана Ghavar кен орны елдегі мұнай өнімінің тең жартысын қамтамасыз етеді.

Сауд Арабиясы негізінен ауыр және жеңіл мұнайды өндіреді. Жеңіл мұнай елдегі жалпы мұнай көлемінің 65 %-70 %-ын құрайды. Аса жеңіл мұнай құрлықта, орта және ауыр мұнай негізінен шельфтерде: орта мұнай Ziluf кен орндарында, ал ауыр мұнай Safa кен орнында өндіріледі.

Бейтарап аумақта мұнайдың дәлелденген қорларының шамамен, 5 млрд баррелі бар. Жапониямен бірлесіп мұнайды өндіру Khatji және Hout екі кен орындарында жүзеге асырылады. Сонымен қатар, Сауд Арабиясы Бахрейнмен бірлесіп, Abu Safa шельфті кен орнында мұнайды өндіреді.

Сауд Арабиясы АҚШ-ты, Еуропаны және Жапонияны мұнаймен қамтамасыз етуде басты рөл атқарады. Бірақ соңғы жылдары Батыс жартышар елдері (Венесуэла, Канада, Мексика) АҚШ-ты мұнаймен қамтамасыз ету жағдайын Араб елдеріне деген тәуелділіктен құтқарды.

АҚШ-қа импорттауда Сауд Арабиясы мұнайының жалпы үлесі 2002 жылы 16,8 %-ды құрады, ал 2001 жылы 17,3 % болған. Мұнайдың 40 %-ын, сонымен қатар мұнайды қайта өңдеу өнімдерінің үлкен бөлігін Сауд Арабиясы Азияға экспорттайды. Мәні бойынша, екінші экспорттаушы – АҚШ, одан кейін Еуропа елдері. Сауд Арабиясының мақсаты БАӘ шекарасында орналасқан Shaybah кен орнын қоса отырып, жеңіл мұнай кен орындарын игеру.

Араб мұнайының үлкен бөлігі Абакайкада дайындықтан өтіп, Парсы шығанағынан экспортталады. Мұнай терминалдары Парсы шығанағының Раз Танура жағалауында, Ras al-Juaymah және Янбиде Қызыл теңіз жағалауында орналасқан. Терминалдардың жалпы өнімділігін мұнайды тәулік бойы 3,5-4 млн. баррельге көбейту. Соған қарамастан Сауд Арабиясы оңтүстік шығыстан Йеменге дейін Араб теңізі арқылы құбыр желісінің құрылысын салуды жоспарлауда.

Қазіргі кезде елде екі мұнай құбырлары әрекет етеді. East-West Crude Oil мұнай құбыры негізінен жеңіл және аса жеңіл мұнайды тасымалдау үшін қолданылады. Petroline 1981 жылы салынған, өнімділігі тәулігіне 1,85 млн. баррель. Мұнай диаметрі 48 дюйм құбыр бойынша тасымалданады. 1987 жылы диаметрі 56 дюйм парраллель құбыр тұрғызылған, оның өнімділігі күніне 3,2 млн. баррель. Янба портынан Азияға мұнайды жеткізу 5 күннен көп уақыт алады, себебі танкерлер Баб эль-Мандеб бұғазынан өтуі керек. Сонда Парсы шығанағынан мұнайды тасымалдау, кеме Ормуз бұғазысы арқылы өтеді, ол аз уақытты талап етеді.

Petroline мұнай құбырына параллель өнімділігі күніне 290 млн. баррель құбыржелісі арқылы өтеді. Сонымен қатар Сауд Арабиясының территориясы бойынша, екі мұнай құбыры өтеді, олар бойынша тасымалдау 1990 жылдан бастап жүргізіле бастады. Бұл Trans-Arabian Pipeline 1950 жылы Ливан порттарынан Жерорта теңізі мен Иорданияға НПЗ-ға мұнайды тасымалдау үшін арналған. Екінші құбыржелісі Иракпен шекарадасындағы Қызыл теңізде экспорттау терминалдарына дейін жалғасады.

Газ. Газдың дәлелденген қоры 224,7 трлн.куб.футқа бағаланады. Бұл ел әлемде Ресей, Иран және Катардан кейін төртінші орынға ие. Қорлардың үштен екісі–ілеспе газдар. Ghawar кен орны елдің газ қорларының үштен біріне ие. Табиғи газдың үлкен бөлігі

Ghawar кен орнының мұнай өндіріп жүретін құрылымдарының астында, газдың басқа үлкен кен орны Dorra, Khafji мұнай кен орнының жанында орналасқан. Шетел компанияларымен бірігіп, газды кен орындарын игеру: South Ghawar газ құбырларының, электрэнергиясын өңдеу бойынша екі зауыттың және басқа мұнай зауыттарының құрылысы; Қызыл теңіздің жағалауындағы Barqan және Midyan және басқа да бірқатар ірі жобалар жоспарлануда. Сауд Арабиясы 2009 жылға газды алуды күніне 15 млрд. куб. футқа жеткізіп, оны үш есеге жоғарылатты.

Бақылау сұрақтары

1. Мұнайкәсіпшілік геологиясының негіздері.
2. Басқа жаратылыс жиналымдары.
3. Шөгінді жыныстардың негізгі типтері.
4. Көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналу жағдайлары.
5. Мұнай мен газ кеніштерінің қалыптасуы үшін қажетті ұстағыштардың жіктемесі.
6. Көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыш түрлеріне байланысты таралуы.
7. Норвегияның континентальді шельфіне тән ұстағыштар түрлері.
8. Қазақстанның теңіз жобалары. Солтүстік Каспий жобасы (Қашаған).
9. «Құрманғазы» жобасы.
10. Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары және олардың мұнайгаздылығы
11. Арктикалық шельфтің шығыс сегменті Арктикалық шельфтің МГБ
12. Солтүстік – Атлант шельфінің МГБ.
13. Арктикалық шельфтің батыс сегменті.Тынықмұхиттық қозғалмалы белдемнің Солтүстік – батыс секторы Охоттық МГБ және Беринг теңізінің бассейндері (Анадыр және Наваринский бассейндері).

2. ТЕҢІЗ ҰҢҒЫЛАРЫН БҰРҒЫЛАУ ТЕХНИКАСЫ ЖӘНЕ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

2.1. Бұрғылау жұмыстарын инженерлік қамтамасыздандыру

Ұңғыларды бұрғылаудың мақсаты – жер беті мен бір немесе бірнеше қабатты біріктіретін каналды жасау. Бұл канал барлау кезеңінде кен орынның қорын бағалау, зерттеу үшін; өңдеу кезеңінде мұнайды өндіру үшін пайдаланады. Кен орынды барлауда ұңғылардан керекті мағлұматтарды алған соң, оларды тоқтатуға болады. Пайдалану сатысында өндіруші ұңғы ретінде қолдану үшін бағалаушы ұңғылар уақытша тоқталуы мүмкін.

Бұрғылау кезеңінде өндіру, су-газ айдау, байқау ұңғылары, сонымен қатар пайдалану кезінде өндірілген суды қайтадан қабатқа айдау ұңғылары бұрғыланады. Бұрғыланатын ұңғылар саны мен түрлері кен орынның түріне, құрылысына, қабаттағы көмірсутек көлеміне, орналасу мен қоршаған ортаны қорғау шарттарына байланысты болады.

Бұрғылаудың басты мақсаты өнімді қабат болғанымен, жоғары қабаттарды сәтті өту де өте маңызды. Көп жағдайларда жоғары қабаттарды бұрғылау көп қиындықтарды туғызады.

Ұңғыма акваторияларында бұрғылау үстіндегі пайдалы-қазбалар, теңіз кенорындарында минералды ресурстарды өндіру үшін, оларды іздеу, барлау, өңдеу қажеттілігіне үзіліссіз байланысты келеді.

Құрлыққа қарағанда теңізде ұңғыманы бұрғылау қиын және қымбат. Акваторияларда жұмыс істеу шарттары метеорологиялық және гидрологиялық қиындықтары өткізу ұңғымаларымен байланысты, жұмыс комплекстерін орындау және бұрғылау қондырғысын орналастыру негіздемесі теңізде арнайы қолданылуы қажет, оған себепші (желдер, мен толқулар, көтерілу, қайтулар, ағын, тұман, қар мен горизонтальдық көрініс, мұзды режим, ауа мен судың температурасы) сулы кеңістіктің ұңғыма түбінің сағасында болуы [3].

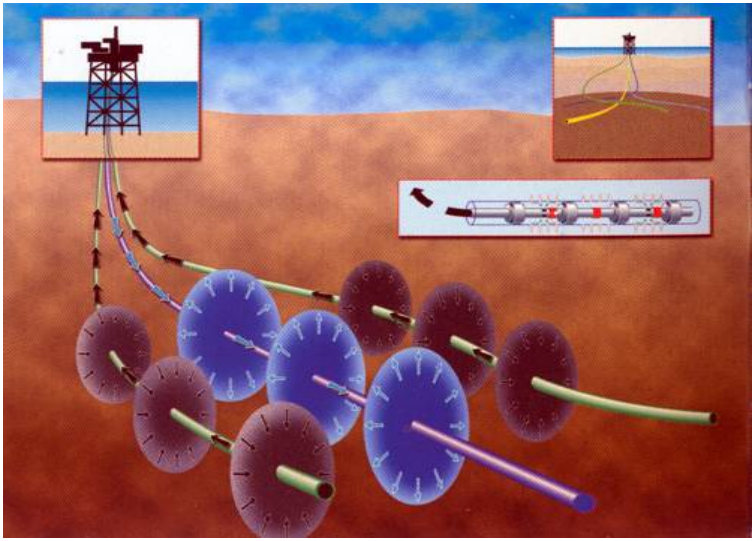
Суасты жұмыстарын орындау және бұрғылаудың горизонтальдық озық технологиялары мұнай қорын тиімді өңдеу үшін

қолданылады. Ағынның немесе желдің бағытындағы орналасқан қондырғылар дрейф және бұзуға ұшырайды, палуба бойымен аспаптар мен құрылғылар жылжиды. Желдер, толқулар және ағындар сулы ортада орналасқан ұңғыма түбінің сағасының тербелісін шақырады, ол сәйкесінше қалқымалы бұрғылау қондырғысына беріледі. Бұрғылау қондырғысында жұмыс істейтін адамдарға тербеліс жаман әсер қалдырады. Негізінде теңіздегі толқулар өте зиян және стационарлық (қозғалмайтын) қондырғыны бұрғылау кезінде толқынның соғуы бұрғылау негіздемесіне зиян келтіруі немесе оны қиратуы мүмкін.

Теңіз түбіндегі борпылдақ жыныстар әдетте, қатты суланған. Бұрғылау кезінде, мұндағы жыныстарда кернді және ұңғыма оқпанының тұрақтылығын сақтау үшін техникалық қосылыстар қолдану керек және технологиялық шаралар жасау керек, қосымша материалдық шығын талап ететін және қоршаған ортаны қорғаудың қатаң талаптарын қанағаттандыруы қажет.

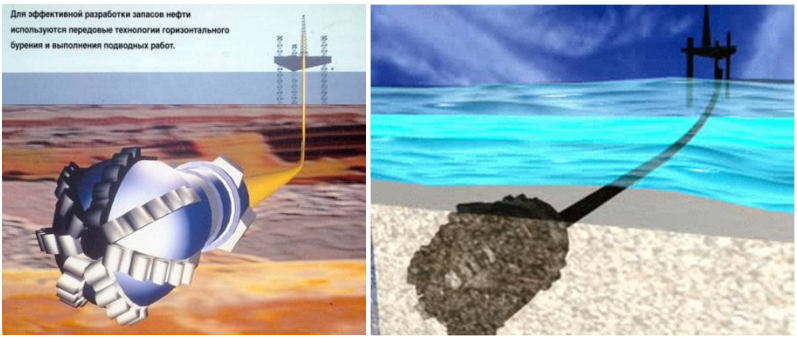
Спецификалық гидрологиялық және метеорологиялық шарт теңіздегі әдістерді қолдану тиімділігін төмендетіп, мүмкіндігін шектейді. Техникалық жабдық және бұрғылау технологиясы құрлықта қолданылады. Теңіздегі бұрғылау ұңғымасының тиімділігін көтеру, әлі күнге дейін суасты кенорында минералдық ресурстарды өндіру ең басты мәселе болып табылады. Бұрғылау және пайдалану үшін, мұндай ұңғымаларды экономикалық тиімді ету үшін, қымбат тұратын массив стационарларын және жартылай стационарларын, тиегіш конструкцияларын құру қажет. Олар құрлықта жетік меңгеріліп, бұрғылау технологияларын қолдануға және дәстүрлі бұрғылау техникаларына орналастыруға, игеруге, мұнай мен газды транспортировкаға дайындауға мүмкіндік береді. Теңізде барлау ұңғымаларын бұрғылау, бұрғылау құрылғылары мен технологияларының түбегейлі жаңа конструкцияларын қажет етеді. Конструкция ретінде, аз шығын кезінде жоғары сапа алу және экологиялық қауіпсіздік, қауіпсіздік ережелерін сақтау қарастырылады.

Мұндай техника және технологияларды жасау үшін, ең алдымен, теңізде бұрғылау технологиясымен қазіргі заманғы техникалық жалпылама бағалауы, тәжірибеде қолдану қажет (2.1-сурет).



2.1.-сурет. Теңізде мұнай қорын тиімді игеруде көлбеу ұңғыларды бұрғылаудың жаңа әдісі сұлбасы

Теңіз мұнай газ кен орындарын меңгеру ерекшеліктеріне біріне жеке стационарлы платформалар, эстакадалық алаңдар, жасанды құрылатын түбектер, өздігінен көтерілетін және жартылау батпалы жүзбелі қондырғылар және басқа құрылымдар арқылы көлбеу бағытталған ұңғылар тобын бұрғылау болып табылады. (2.2-сурет).



2.2-сурет.Теңізде көлбеу ұңғыларды бұрғылау

2.2. Теңізде ұңғыларды бұрғылаудың шарттары

Теңіздегі ұңғыманы бұрғылау кезінде қарапайым техникалық және технологияялық факторлар әсер етеді. Ең көп әсерін тигізетін қарапайым факторлар, олар жұмыстың ұйымдастырылуын, техникалық конструкциялық орындалуын, бағасын, бұрғылаудың геологиялық информациясын және т.б. қамтамасыз етеді. Оларға геометеорологиялық, геоморфологиялық, тау-кен геологиялық шарттар жатады (2.3-сурет).

Гидрометеорологиялық шарттар теңіз толқуымен және мұздық және температуралық режимімен, су деңгейінің сілкінісімен (көтерілу, қайтулар, айдаулар) және толқын жылдамдығымен, көрініспен (тұман, төменгі бұлттылық, желдер, жауын-шашындар) сипатталады.

Ресей жағалауын шайып жататын теңіздер үшін (Жапон, Охота, Беринг, Ақ, Баренцев, Татар бұғазы) толқын биіктігінің орташа қайталануы % есебімен мынадай болады: 1,25 м (3 балл) – 57 %; 1,25-2 (4 балл) – 16 %; 2-3 (5 балл) – 12,7 %; 3-5 (6 балл) – 10 %. Балтық, Каспий, Қара теңізде толқын биіктігінің орташа қайталануы 93% , 3-5м – 5 %.

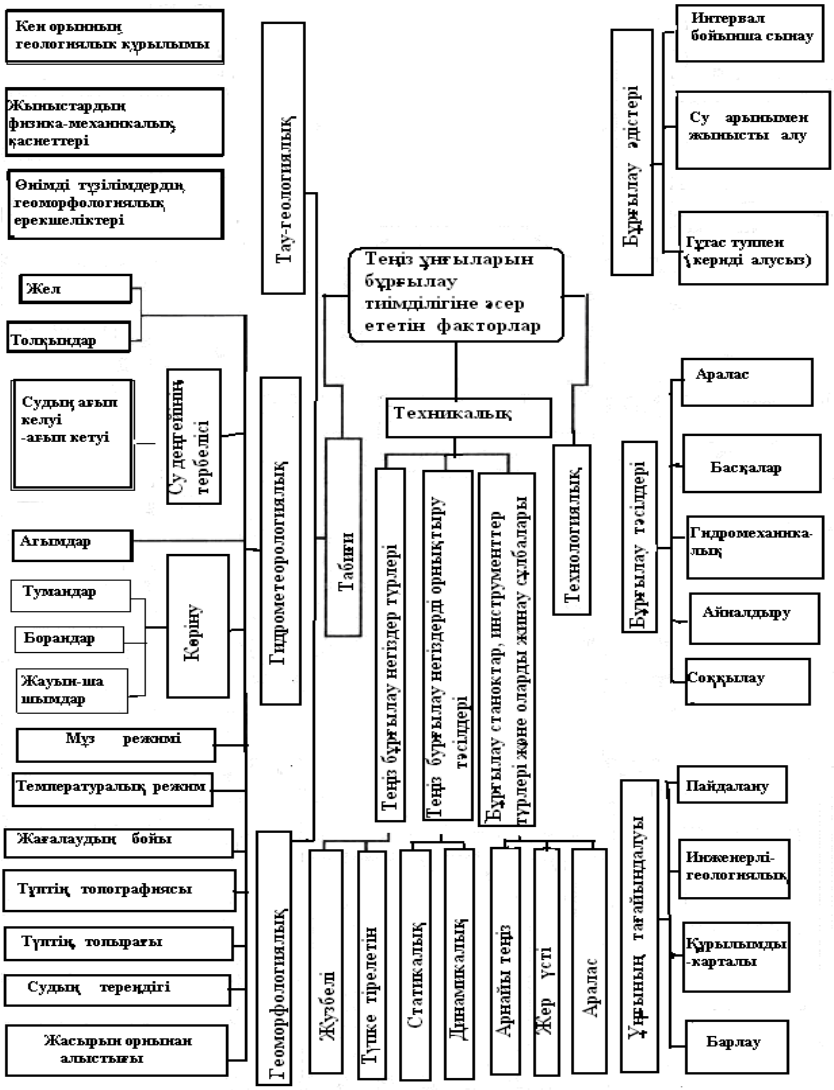
Акваторияда бұрғылау кезінде төменгі температуралар өте қауіпті. Себебі қатып қалған бұрғылау негіздемелерін, құрылғыларды іске келтіру үшін көптеген уақыт шығыны мен еңбекті қажет етеді [1].

Одан басқа бұрғылау уақытын тежейтін – тұман, ол мұз жоқ кездерде таңертең және түнгі уақытта байқаланады.

Геоморфологиялық шарттар жағалаудың құрылысы, топографиясы және топырағы, ұңғыманың порттар мен құрлықтан қаншалықты алыста орналасқаны арқылы анықталады. Барлық теңіздердегі шельфттер түбінің аздаған қисығы болады.

5м белгісі бар изобат жағалаудан 300-1500 м, ал 200 м белгісі бар 20-60 км арақашықтықта орналасады. Бірақ науалар, аңғарлар, ойпаттар болады.

Түптік топырақ шағын аумақта біртекті болмайды. Құм, саз, балшық, ракушка, ұсақ жұмыр тастар, малта тастар астасып кездеседі.



2.3-сурет. Теңізде ұңғыманы бұрғылаудың тиімдігіліне әсер ететін факторлар

Теңіз кенорандарында қатты тау жыныстарды меңгерудің бірінші сатысында басты геологиялық зерттеудің объектісі ретінде 50 м-ге дейін тереңдіктегі жағалау аудандары болып табылады. Ол арзан барлау және аз тереңдіктегі кенорындарды өндіру, 50 м-ге дейін тереңдіктегі үлкен аумақтағы шельфтермен түсіндіріледі.

Геологтармен барланатын шельфтің негізгі зонасы 100 м-ден 25 км-ге дейін енімен сипатталады.

Тау-кен геологиялық шарттар ұңғымамен қиылысатын негізгі күшпен және т.б. физика-механикалық құралдармен сипатталады. Шельфтің бөлінуі валундар қосылған борпылдақ жыныстармен көрсетілген. Түптік шөгінділердің негізгі құрамдары ретінде батпақ, саз және галькалар болып табылады. Әртүрлі қоспаларға: саз-құм, құмайттар, құм-балшықтар жатады. Қиыр шығыс шельфтері үшін түптік жыныстар: балшық – 8 %, құм – 40 %, саз – 18 %, галька – 16 %, басқалар – 18 %. Валундар бұрғыланған ұңғымаларда 4-6% ұңғымалардың толық санында 10-12 % кездеседі.

2.3. Теңіздегі барлау ұңғымаларын бұрғылаудың талаптары

Бұрғылау жұмыстарын жүргізу кезіндегі арттық немесе жеткіліксіз детальдық бұрғылауды болдырмау үшін, ұсынылған геологиялық-методикалық талаптарды (ГМТ) сақтап, жүзеге асуы тиіс. Кезкелген тағайындалған ұңғымалар үшін негізгі жалпы позициясы ретінде, бұрғылау амалдары, тереңдік, ұңғыма диаметрі, технологиялық сызба, бұрғылау методикасы, рейс ұзындығы және керннің шығуы қарастырылады.

Қатты пайдалы қазбалардың интервалдар диаметріне және барлау ұңғымалардың тереңдігіне инженерлік-геологиялық параметрлер жазылады.

Теңіздегі сыртқы желдер интенсивтілігі, толқындардың жүк салмағы жерасты ағыстары құрылыстардың іргетасын шаяды. Ұңғымалардың инженерлік-геологиялық түптік топырағының сулануы өте көп.

Бұрғылаудың негізгі мақсаты монолиттер (топырақтың үлгісі) алу ғана емес, сонымен қатар ұңғыманың діңгегінде әртүрлі геотехникалық зерттеулер жүргізілуін қамтамасыз ету. Бұл зерттеулер мақсаты – топырақтың физика-механикалық құрамын

анықтау. Топырақтың құрамын анықтаудың көп тәсілдері сәйкес ұштарды (статикалық тексеру, қалақты кесінді және т.б.) басуға негізделген. Ол ұңғыманың және техникалық бұрғылау комплекстің диаметрлерін таңдауға әсер етеді.

Бұрғылау комплекстері техникалық және технологиялық ақталған деп танылған. Олар қарапайым геологиялық барлау құбырларының орнына үлкен диаметрлі тегіс жүрісті бұрғылау құбырларын қолдануға негізделген. Оларды құрлықтағы инженерлік геологиялық бұрғылауда қолданады. Теңізде ең көп тараған құбырлар диаметрі 0,127 м. Сәйкесінше, ұңғыма диаметрі 0,132 м-ден кем болмауы тиіс[13].

Орнатылған геологиялық жарылыстар, барланған акваторияларе тереңдіктері, геологиялық-методикалық және пайдалану ұңғымаларын бұрғылау талаптары мына параметрлермен анықталады:

Ұңғыманың максималды тереңдігі, м:

Суда/жыныста.....300/300.

Борпылдақ шөгінділерде ұңғыманың диаметрі, м:

Максималды.....0,325/0,351;

Минималды.....0,146/0,166.

Түптік жыныстарда ұңғыманың диаметрі, м:

Максималды....0,131;

Минималды.....0,059.

Ұңғымалардың судағы тереңдігі және жыныстары бойынша оларды екі топқа бөлуге болады. Бірінші топ борпылдақ жыныстарға түсетін негізгі бұрғылау көлемін алады. Оларда құрылыс материалдарына арналған барлау ұңғымалары, геотехнологиялық, техникалық және инженерлік-геологиялық ұңғымалардың көп бөлігі жатады. Суда және жыныстарда олардың тереңдігі әдетте 100 м-ден аспайды. Бұл топтың жыныстардағы ең көп қолданылатын тереңдігі 30 м-ден аспайды.

Екінші топқа көмір және басқа да пайдалы қазбаларға арналған құрылымдық барлау ұңғымаларын және жыныстарда қолданылатын, бұрғылау тереңдігі 100 м-ден асатын инженерлік-геологиялық ұңғымаларды жатқызамыз. Екінші топтағы ұңғымалардың тереңдігі суда 300 м, жыныста 300 м-ге жетеді. Бірінші және екінші топ ұңғымаларын бұрғылау процестерінің қаншалықты тереңдіктері әртүрлі болғанымен, олардың мынадай ортақ қажеттіліктері бар:

✓ Әртүрлі қаттылықтағы жыныстарды бұрғылауы тиіс, себебі барлық ұңғымалар түптік жыныстарға кіруі керек. Құрылыс материалдарын барлау кезінде де араласып келетін құмды және саз балшықты шөгінділерді бұрғылауға тура келеді. Оларда өз арасында қаттылығы жағынан әртүрлі болып келеді.

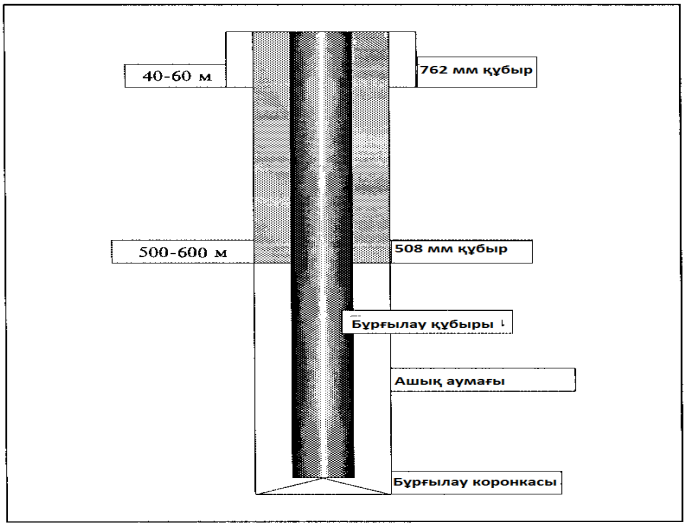
✓ Суланған тұрақсыз қабырғалы ұңғымаларда борпылдақ денелерді бұрғылайды.

✓ Салыстырмалы түрде үлкен диаметрмен бұрғылау.

Мұнай ұңғыларын бұрғылау принциптері [13].

Ұңғы конструкциясы (2.4-сурет), жоғарғы 40-60 м тау жыныстарынан, әдетте 914 мм, үлкен диаметрлі саңылауды бұрғылау арқылы салынады. Ұңғымаға диаметрі 762 мм құбыр түсіріліп, цементтеледі. Кейін бұл құбырдың ішінен диаметрі 660 мм, жер бетінен 500-600 м тереңдікке, содан соң бұл әдіспен диаметрі 508 мм құбыр орнатылып цементтеледі.

Бұл процесс қабатқа дейін қайталанып отырады, сол кезде пайдаланушы құбырдың диаметрі 244 мм, не одан да кіші болуы ықтимал. Құбырлардың нақты көлемдері мен түсірілетін тереңдіктері әрдайым потенциалдық шығымға, қабат тереңдігіне, тау жынысына және мүмкін болатын техникалық мәселерге байланысты.



2.4-сурет. Ұңғыма конструкциясының үлгісі

2.4. Теңіздегі барлау ұңғымаларын бұрғылаудың тиімді тәсілдері

Тиімді бұрғылау тәсілі – жұмысты аз материал жұмсап және сапалы орындау. Бұл бұрғылаудың әдісі пайдалылығы негізінде құрылады да, көптеген факторлармен анықталады. Олардың әрқайсысы геологиялық-методикалық қажеттілігіне байланысты тағайындау мен бұрғылаудың шешуші мағынасы болады. Тиімді бұрғылау тәсілін таңдауда ең алдымен ұңғыманың бағытты тағайындалуын бағалау қажет.

Теңіздегі бұрғылаудың жұмысы мен өнімділігіне әсер ететін белгілер арнаулы болады. Олар техникалық әдістермен кейбір тәсілдерді шектейді немесе мүлдем алшақтатады. Құрлықта сол мағыналы ұңғыларды бұрғылаудың пайдасы мол деп есептелген. Осыдан шыға отырып теңіздегі барлау қазбаларының бұрғылау әдістерін:

– геологиялық ақпараттық;

– пайдалану-технологиялық мүмкіндік;

– техникалық тиімділік;

– экономикалық тиімділіксияқты белгі арқылы бағалауға болады.

Геологиялық ақпараттық бұрғылаудың нақты тапсырмасы арқылы анықталады. Пайдалы қазбалар кен орнын барлауда геологиялық ақпараттану әдістері бұрғылаудың сапалы түрімен бағаланады. Керн геологиялық қиынды мен кен орындарының шынайы өлшемдерін, олардың литологиялық және гранулометриялық құрамын, өнімді шекарасын, онда орналасқан металдың үлкендігін пайдалы қосымшаның мазмұнын жіңішке дисперсті материалдың мазмұнын және сазды жағындыларды және т.б. алуды қамтамасыз етуі керек.Бұл өлшемдердің нақты анықтамасы үшін түрдің өзгеруі мен алынатын қоспалардың берілуінің алдын алады.

Бұрғылау әдістерінің геологиялық ақпараттылығын инженерлік-геологиялық іздеу жұмыстарында физика-механикалық грунт қасиеттерін табиғатта шынайы түрде орналасу мүмкіндігіне қарай бағалайды. Бұған грунттарды қайта бұрғылау және арнайы зертханалардағы зерттеу жұмысындағы қазбадағы грунт қасиетін қайта бұрғылау жолы арқылы жетеді. Соңғы тәсіл тиімді, болашағы бар, себебі зерттеу нәтижелерінің сапалы әрі тез шығуын қамтамасыз етеді.

Пайдалану-техникалық мүмкіндік тәсілі қазбаның әсерлі өту өлшемдерінің шарттарын қамтамасыз ету арқылы анықталады. Тәжірибе жүзінде белгілі кез келген әдіс арқылы теңізде бұрғылауға, оның үстіне шурф жүргізуге және шурфқазбаларын бұрғылауға болады.

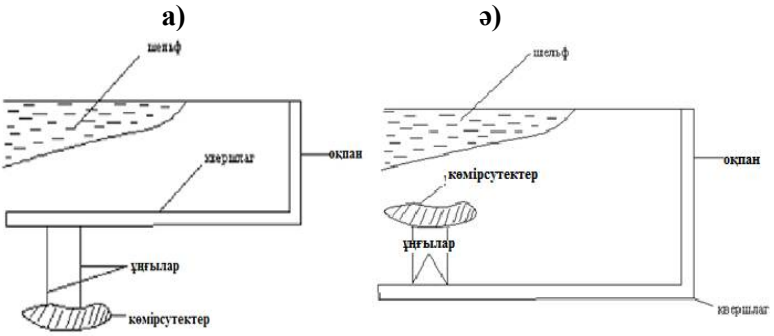
Осындай түрмен пайдалану-техникалық мүмкіндіктерін бұрғылауға берілген тапсырманың орындалу сапасы, оның техникалық және экономикалық өнімділігі арқылы анықталады.

Техникалық өнімділікті бағалаудың талаптарына: лездік, орташа, рейстік, техникалық, парктік, циклдік бұрғылау жылдамдығы, кезектегі өнімділік, мезгіл, жеке істерді орындағандағы уақыт, барлық қазбаның жолдары мен оның уақыт аралығы, құрал-жабдық пен тозуы, әмбебаптылық, металлкөлемдік, энергиясиымдылық, қуаттылық, бұрғылау жабдықтарының қозғалмалығы және т.б. жатады.

Экономикалық өнімділік талаптары өзіне шығынды теңгемен көрсететін көрсеткішпен сипатталады. Талаптардың ішіндегі ең маңыздыларының бірі – 1м бұрғылаудың бағасы үлкен дәрежеде техникалық өнімділікке қатысты.

Осындай әдіспен рационалды әдісті таңдау, теңіз ұңғымаларын барлаудың техникасы мен технологиясын жаңа пайдалы кешенді критерияларымен байланыстыру қажет.

Мысалы мұнай мен газ кен орындарындағы ашылуларды келтіруге болады (бұрғылауға бағытталған қазбалар) (2.5 а, ә-сурет) [16].



2.5-сурет. Шельфте мұнай газ кенорындарында бағытты ұңғыларды бұрғылаумен ашу

Соңғы кезде геологиялық мәліметтерді алу үшін грунтар (монолиттер) сынамаларын бұрғылап алып олардың қасиеттерін ұңғы бағанасында анықтау өте тиімді болып табылады, өйткені ол зерттеу нәтижелерін жылдам және сапалы алуды қамтамасыз етеді.

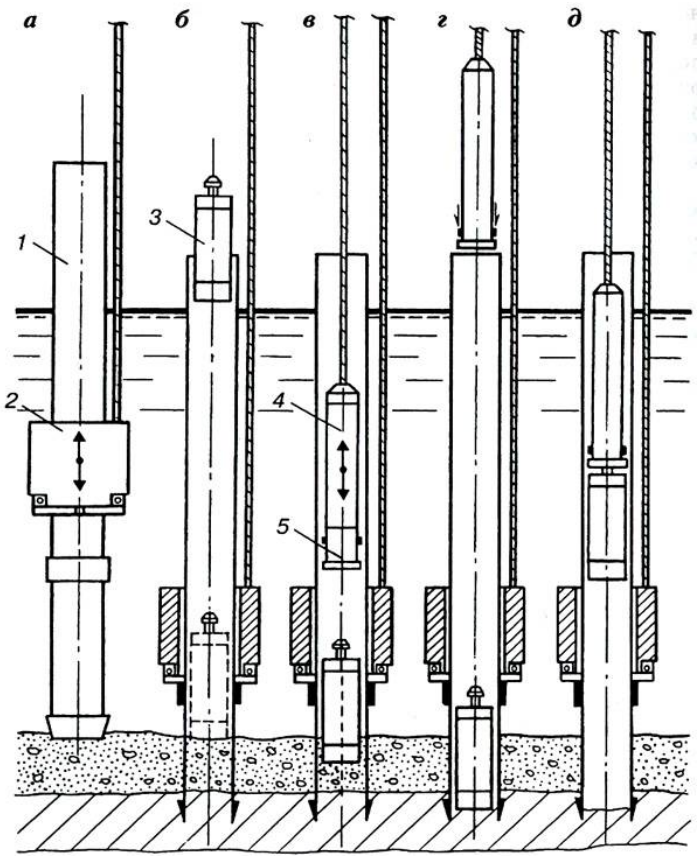
Техникалық тиімділікті бағалау критерийлері: Бұрғылау жылдамдығының тез, орташа, рейстi, техникалық, циклді түрлері; бір ауысым немесе маусымдағы өнімділік; жеке операцияларды орындау уақыты, жеке интервалда немесе барлық ұңғының бұрғылануы; аспаптардың, шегендеу құбырларының, жабдықтардың тозуы; универсалдығы; металлсиымдылығы; энергия сиымдылығы; қуат; бұрғылау қондырғының тасымалдануы және т.б.

Теңіз жағдайында бұрғылау тәсілін таңдау үшін уақыт факторы негізгі болып келеді. Экономикалық тиімділіктің негізгі критерийі – ол техникалық тиімділікке тәуелді болатын бір интервалды немесе ұңғының барлық құрылымдар бағасы, 1 м бұрғылаудың құны.

Бұрғылаудың соққылау тәсілі

Бұрғылаудың соққылау тәсілін кернді алу әдісіне байланысты келесілерге бөледі: тұтас түппен соққылау, сақиналы түппен алу және соққылап ұру немесе сақиналы түппен ұру болып табылады. Теңізде тұтас түппен соққылап бұрғылауға өте қатты жыныстар, валундар кездескен жағдайда көшеді [1].

Көптеген барлау ұңғымаларын бұрғылаған кезде таужыныстарының ең түбіне (құрылымдық, топырақты барлау, көмір және т.б) енуге тура келеді. Мұндай тасбағандарды бұрғылау тек *айналу әдісімен*ғана мүмкін болады. Бұл – өнімді бұрғылаудың бір ғана жолы, жыныстардан сапалы, қатты және мықты тасбаған алуды қамтамасыз ететін әдіс. Кейбір жағдайларда айналмалы әдіс инженерлік-геологиялық барлауда алмастырылмайтын әдіс болып табылады, себебі ол табиғи физикалық-механикалық түрін бұзбай, жыныстардан жұмсақ және қатты тасбаған тізбегін алуға мүмкіншілік береді.



2.6-сурет. Жынысқа шегендеу құбырларын батыру кезінде және керн ұрғыш снарядтың, ұрғыш керналғыштың жаңа конструкцияларымен алу кезінде орындалатын рейс үрдістерінің орындалу реті:

а – шегендеу тізбекті жынысқа батыру; б – ұңғы түбіне кернқабылдағыш стаканды лақтыру; в– ұңғыға лақтыру штангасын лақтырып жынысқа станды батыру; г – ұңғыдан штанганы алу және стаканды ұстауға ұстағышты тұралау; д – соққылау штанганы ұстағышпен ұңғыға түсіру, стаканды ұстау және оны бетке шығару; 1 – шегендеу тізбек құбырлары; 2 – ұрғыш снаряд; 3 – кернқабылдағыш стакан; 4 – соққылау штангасы; 5 – бекітілген ұстағыш

2.5. Теңіздегі бұрғылаудың ерекшеліктері мен қиыншылықтары

Бұрғылаудың әдістерінің құрғаққа қарағанда теңіздегі қолдануының тиімділігі, геологиялық барлау тапсырмаларын орындауда оңтайлылығы төменде көрсетілген. Бұлар:

– айдау және су бетінде қалқу ЖБҚ-мен;

– қималардың бос жыныстарының күшті айналдырылғандығы және тұрақсыздығы;

– қоршаған ортаның ластануына жол бермеу талаптарымен;

– шаю ерітінділерінің тұйық айналымын ұйымдастыру қиындағы;

– ұңғыма сағасының бұрғылаушыларға көрінбейтін жерде орналасуы;

– қатаң ортада жұмыс істегендіктен бұрғылау құралдарымен құрылғыларының тозуы;

– бұрғылау әдістерімен сұлбасының ерекшелігі сияқты көптеген себептермен шарттандырылған.

Бұрғылау проблемалары

Бұрғылау кезінде әртүрлі техникалық проблемалар болуы мүмкін, өздерінен шығындарды баурайтынына байланысты оларға көп көңіл бөлінеді. Бұл мәселелер сан алуан факторлардың әсерінен туындайды, бірақ ең маңыздысы, бұрғылау процесінің жер астында жүргізіліп, жұмысты тікелей бақылауға мүмкіншіліктің болмауы. Ұңғыманың өтуін қадағалау жер бетінде тіркелетін бұрғылау параметрлеріне негізделген [17].

Бұрғылау кезінде пайда болатын негізгі проблемаларға келесілер жатады:

– Бұрғылау колоннасының тұрып қалуы, қабат пен ұңғы арасында айтарлықтай биік қысым айырмасын тудыратын, бұрғылау ерітіндісінің меншікті салмағының тым ауырлығының нәтижесінде болады. Сонымен қатар, қысылып қалған құбыр ұңғының ішінде жыныстар кесектерінің жиналуына әсер ететін, айналымға немесе бұрғылау кезінде оқпанның жеткілікті тазартылмағанына байланысты болады. Қабаттардың иілгіштігі мен қирауы құралдың батып қалуына себеп туғызады.

– Бұрғылау колоннасының үзілуі. Ол құбырлардың тербелуі, жобаланбаған жұмыстардың жүргізілуінен немесе құбырлардың нашар сапасынан болуы мүмкін.

– Ұңғыны өтуді қадағалау ысырабы немесе қабат сұйықтығының ұңғы ішіне енуі жұмыстардың дұрыс жүргізілмеу, не қабаттық қысымның қателескен болжамы нәтижесінде пайда болады. Мұндағы қалпына келтіру жұмыстары үлкен уақыт және қаражат шығындарына әкеледі.

– Ұңғы түбі қондырғыларының істен шығуы, бұл қондырғыға қатысты артық жүктеменің асуының нәтижесі. Бұрғылау кезінде өлшеу (MWD), бұрғылау кезіндегі каротаж (LWD) сияқты, технологиялық озық қондырғылар сынуға ұшыраған.

Бұл проблемалардың барлықтарына жұмыс мерзімінің ұзартылуы, ал ол өз кезегінде үлкен шығындарға әкеледі.

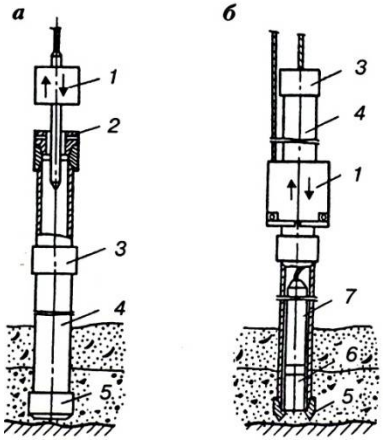
Соқпалы-ұрмалы бұрғылау

Соқпалы-ұрмалы бұрғылаудың әдеттегі сұлбасы ауыр жұмысты және адам өміріне қауіпті операцияларды талап етеді.

Ұрмалы станок бүктемелі-шатунды механизмді бұрғылайтын жүзбелі құрылғыларда қолданбайды, себебі олар құрылғы шайқалғанда жабдықтар топсасының синхронды өзгеруін қамтамасыз етпейді. Құбырлар және тасбаған қабылдағышты жыныстарға шығыр көмегімен батырады, сонымен қатар шегенделген тізбекті бас жағынан жабдықтармен соғу арқылы батырады, ол тұтас штангілі бағытталған, тізбек ішінде сырғанап бара жатырған жүк тәріздес. Батырылғаннан кейін тізбектегі әрбір 1-2 м сайын соғу жабдықтарын шешіп отырады және әр сапар сайын 0,2-0,5 м-ден кейін ұрмалы стаканның көмегімен тасбаған таңдап отырады. Содан кейін палубадан бірнеше метр жоғары орналасқан құрылғыға қайтадан ұрмалы жабдық орнатады, ПБУ игеру шартында ол қиын және қауіпті келеді.

Арқанда ілініп тұрған ұрмалы жабдықтың тербелу қаупі болғандықтан оның салмағы 600 кг-мен шектеледі және ол жыныстарға батырылған шегенделген тізбектің ұзындығы мен диаметріне тәуелсіз болады. Жабдық салмағының кемшілігі жыныстарға диаметрі 0,168/0,188 м, ұзындығы 20 м-ден артық құбырлардың қолайлы батуына мүмкіндік бермейді.

Сол уақытта теңізде бұрғылағанда су қабатын жабу үшін диаметрі 0,325/0,351 құбырлар қолданылады, олардың ұзындығы 200-300 м-ге дейін жетеді, олар бір уақытта шегенделген түрде қолданылады және жынысқа батырылуды қажет етеді.



2.7-сурет. Теңіздегі ұрмалы бұрғылаудың ұстанымды сұлбасы:
а – дәстүрлі; б – А.П. Пронкин авторлығымен құрастырылған;
1 – ұрмалы зеңбірек; 2 – бас жағы; 3 – жалғастырғыш;
4 – шегенделген құбыр; 5 – башмақ; 6 – тасбаған қабылдағыш;
7 – соқпалы штангі

Батырылған тізбектегі соққы энергиясының төмендеуі *маңызды мәселе* болып табылады. Теңізде бойлық серпімді тізбектің жоғалтуларына оның тарамдалған серпімді жоғалтулары қосылады, ол шеген мен су арасындағы интервалда майысудан қорғалмаған. Теңізде бұрғылағанда жеке құбыр тізбектерінің ұзындығы 2 м-ден аспайды, өйткені олар көлемді (қабырға қалыңдығы 0,008м жоғары), ПБУ жағдайында үлкен диаметрлі үшбұрышты бұрандалы және 2^0-тан кем емес бұрышы бар құбырларды ұзарту қиын. Сондықтан ұзын тізтектегі соққылардың энергия жоғалтуы, мысалы ұзындығы 100 м жалғаушысы 50 м, 90 %-ға дейін жетеді (тарамдалған серпімді жоғалтуларды ескермегенде).

Соққылы-ұрмалы бұрғылауда техникалық құрал-жабдықтар және тасбаған таңдау технологиясы жетілдіруді қажет етеді.

Ұрмалы тасбаған қабылдағыш (ҰТ), жерде бұрғыланғанда қолданылады, ол тасбаған қабылдағыш стаканнан, онымен қатты байланысқан түтікшеден, бағыттаушы және соқпалы штангі шегінде мүмкіндігінше 0,6 м-ге дейін орын ауыстырып тұрады. ЖБҚ-мен бұрғылағанда ҰТ қолдану тиімсіз, себебі игеру стаканның түптен

айырылуына, араласуына, суда еруіне және тасбағанды жоғалтуына алып келеді; сонымен қатар штангіні соғу энергиясы, 0,6 м биіктіктен сумен толтырылған бағытталған түтікше ретінде құлағанда стаканның жынысқа батуына жеткіліксіз. Штанганың жүрісін арттыру тасбаған қабылдағышты ұзартады және ауырлатады, оның қызмет көрсетуін қиындатады және бұрғылау өнімділігін төмендетеді [19].

Тәжірибе жүзінде айқындалған, дәстүрлі сұлба ұру әдісімен теңізде бұрғылауда тасбағанның шығуын жоғары дәрежеде қамтамасыз ету қиын, себебі:

– жынысқа шегенделген тізбекті құбырды түсіргенде тасбағанның бөлігі түпте сығылады, тізбектегі судың және өзіндік қасиеттің шығуынан гидродинамикалық әсер етеді, ол тізбекке түскен жыныстарды сол себептен тығыздайды;

– тасбаған қабылдағыш ұрылады және тізбекке түскен жыныс қабырғаларын қосымша ұңғыма түбіне тығыздайды;

– әрбір тасбаған қабылдағыш сапарынан кейін тізбек қабырғасында тығыздалған жыныстар сақинасы пайда болады, олар келесі сапарларда, ұрмалы штангімен жұмыс істегенде сумен араласады және ұңғымадан тасбаған қабылдағышты шығарғанда онымен бірге сыртқа алынады.

Ұрғылама бұрғылауда, сондай-ақ тау жыныстарында жұмыртастар мен дөңбектастар бар болған жағдайда қиындықтар туындайды. Осы жерде тізбек батырылғанда, оған түскен жұмыр тастар мен дөңбектастар жарылады және оның барлық қимасына жайылады. Оларға келесіде тасбағанды батыру қиынға соғады, өйткені жұмыртастар мен дөңбектастар тасбаған қабылдағышқа өлшемдері сәйкес келмегендіктен кірмейді. Жұмыртастар мен дөңбектастарды тасбаған қабылдағышпен шетке ысыру тізбек қабырғасымен шектелген.

Суасты ағысы үшін, ЖБҚ қалқымасы, ұрмалы зеңбіректердің орналасуы және теңіз түбінен алыс арақашықтықтағы тізбек механизмін жыныстарға тіке батыруды қамтамасыз ету қиын болып табылады.

2.6. Бұрғылау жабдықтары

Мұнай ұңғыларын бұрғылауға арналған бұрғылау жабдықтары келесі негізгі 6 компоненттен тұрады:

- Энергия көздері

- Бұрғылау тізбегі
- Құралдың түсіріп-көтеру жүйесі
- Қашаудың айналу жүйесі
- Бұрғылау сұйықтығының циркуляция (айналым) жүйесі
- Қысымды бақылау жүйесі

Энергия көздері

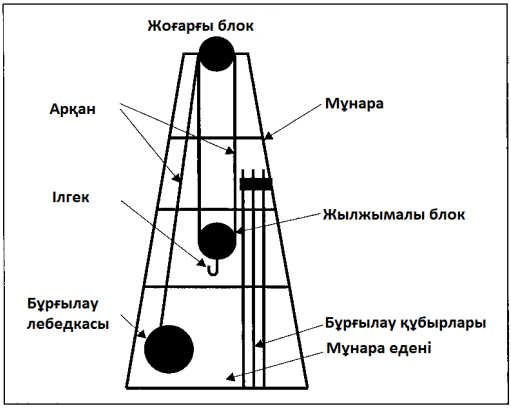
Бұрғылау қондырғылары өздерін электрэнергиямен қамтамасыз етеді. Әдетте энергия генераторлары дизельдік отын арқылы жұмыс істеп, силиконды түзеткішпен (ауыспалы токты тұрақты токқа айналдыратын аспап) жабдықталған. Жылдамдықты қарапайым бақылау мүмкіндігінен үлкен қуатты моторлардың көпшілігі үшін тұрақты токқа жоғары баға беріледі. Ауспалы токты электронды бақылауының сенімді өндірісіне байланысты қазіргі бұрғылау қондырғыларының моторлары ауыспалы токқа көшуде. Қуат қажеттілігі қондырғы көлеміне және жабдықтың түріне бағынышты болады, әдетте жартылай суға бататын бұрғылау қондырғысы 6-8 Мвт қуатқа ие.

Бұрғылау тізбегі

Бұрғылаудың негізгі процесі тау жыныстарды бұзу мен саңылауларды жасау қуатына негізделген. Тау жынысына жүктеме бұрғылау құбырының салмағы, оның айналуы мен гидравликалық күштердің есебінен беріледі. Бұрғылау құбыры іші бос, жоғары сапалы болаттан жасалған, айналу моментін бұрғылау қашауына жіберу қабілеті бар құбыр соңында орналасады. Бір мезгілде құбырға бұрғылау сұйығы айдалады, оның ағыны үлкен қысыммен қашаудан өтіп ұңғы түбіне тау жыныстарды жоя бағытталады. Әдетте бұрғылау колоннасы (жоғарыдан төменге) бұрғылау құбыры, қалың қабырғалы бұрғылау құбыры, тұрақтандырғышы бар ауырлатылған бұрғылау құбыры мен қашаудан тұрады. Тұрақтандырғыштар қашау диаметріне тең немесе кем қалақтарға (лопасть) ие болады. Олар бұрғылау колоннасының тұрақты қалыпты жағдайын қамтамасыз етіп, бағыттауыш бұрғылау кезінде көмектеседі. Әдеттегі тік роторлы бұрғылау кезінде бұрғылау колоннасы қисаюды болдырмау үшін созу кернеуіне сыналу қажет, әдетте олар бұрғылау құбырына әсер еткен сығушы жүктемелерден пайда болады. Ауырлатылған бұрғылау құбырлары ең ауыр компоненттері болғандықтан, бұрғылау колоннасының соңында орналасып, қашауға жүктеме салады. Бұрғылау колоннасы құбырлар ұзындығы 9 м-ге тең бір-бірімен резьба арқылы байланысқан үздіксіз құбырлар конструкциясынан тұрады.

Құралдарды түсіріп-көтеру жүйесі (2.8-сурет)

Құралдарды түсіріп-көтеру жүйесі екі негізгі компоненттерден тұрады – бұрғылау мұнарасы мен лебедка. Бұрғылауда бұрғылау мұнарасын көтергіш кран ретінде қарастыруға болады, оған құбырларды ұңғымаға түсіру және көтеру жұмыстары кіреді. Көтеру мезетінде бұрғылау колоннасы мұнараға жоғары көтеріледі, жиі 27 м-ге биіктікке (бұрғылау құбырының 3 буыны). Содан соң буындардың байланысқан жерінде бұралып, тігінен мұнаралардың бір қабырғасына тартылады. Құбырлардың тігінен тартылып жиналуы көлденең ге қарағанда уақыт пен ауданаумақты үнемдейді. Көп жағдайда мұнараларда бұрғылау құбырларының әрекетін қолмен басқарады, бірақ қазіргі заманғы мұнараларда автоматтық жабдықтар мен дистанциялық басқару жүйесі қолданылады. Мұнаралардың биіктігі жиі 40 м-ден асады.



2.8-сурет. Құралдарды түсіріп-көтеру жүйесі

Лебедка электр энергиясын құбырларды тартуға керекті күшке түрлендіреді. Электр моторлар шкив арқылы жоғарыға, кейін төмен жылжымалы блокқа тартылған болат арқанды үлкен диаметрлі барабанды іске қосады. Жүк жылжымалы блоктың астына ілінеді.

Жақында көтергіш жабдығының бұрғылау мұнаралары үшін жаңа конструкциясы пайда болды. Ол ұңғымаға бұрғылау құбырлары мен басқа да құбырларды түсіріп көтеруге арналған гидравликалық цилиндрлер жұмысына негізделген. Бұл жағдайда жүк гидравликалық цилиндрлердің әсерінен түсіріліп-көтеріледі де, қуатты

мұнараның қажеті болмайды. Лебедкалардың да қажеті жоқ. Осы конструкция барлық сынаулардан өтпегенімен, бұрғылау жабдықтарының жалпы салмағын төмендетіп, жылжымалы элементтердің санын азайтып, бұрғылау процесінің қауіпсіздігін арттыратындығы анық [5].

Қашаудың айналу жүйесі

Бұрғылауда ротациялық жүйелердің екі типі ажыратылған – роторлық үстелі бар жұмысшы құбыр мен жоғары жетек(привод) жүйесі (ЖЖЖ). Роторлық үстел бұрғылау алаңында орналасып, мотор муфталар мен тісті беріліс жүйесі арқылы оны айналмалы қозғалысқа келтіреді. Роторлық үстелдің қозғалысы жалғастырғыш тетік арқылы бұрғылау колоннасына беріледі. Бұрғылау колоннасының жоғарғы жағы бұрғылау колоннасының тура жетек қызметін атқарып, жалғастырғыш тетікке қондырылған квадрат немесе алтыбұрышты жұмысшы құбыр болып көрінеді.

ЖЖЖ-нің пайда болуы қазіргі заманғы мұнаралар үшін роторлық үстелдің болуын қажет етпейді. Жоғары жетек жылжымалы блоктың астында ілінеді де, айналу моментін болдырмау үшін рельс арқылы бағытталады. Жоғары жетектер электрлік және гидраликалық мотор мен тежегіші бар, бұрғылау құбырының толық бағанына тікелей (3 буыны) бұралып кіргізіледі. Бұл, әсіресе, көлбеу ұңғыларды бұрғылағанда қалыпты роторлық үстелге қарағанда тиімдірек.

Циркуляция (айналым) жүйесі

Тау жыныстарды бұзуға және оларды жер бетіне алып шығуға керекті гидравликалық күшті жасау үшін айналым жүйесі қолданылады. Бұл жүйенің негізгі элементі – айналмалы сұйықтық, яғни бұрғылау ерітіндісі болып табылады. Ерітінді келесі талаптарға сай болуы керек:

– Тау жыныстарының кесектерін жойып, оларды жер бетіне шығару;

– Бұрғылау колоннасы мен бұрғылау қашауын салқындату және майлату;

– Орналасқан моторлар мен турбиналарға энергияны тасымалдау;

– Ұңғы оқпанын сақтау және тұрақтандыру;

– Сұйықтық пен газға қаныққан қабаттарға гидростатикалық қысым көрсету;

– Қалқымалылық эффектісі арқылы ұңғымада құбырлар салмағын азайту;

– Каротаждау кезінде тиімді орта ретінде қызмет ету;

– Тау жыныстарының жартылай еруі мен турбулентті ағын кезінде ұңғы оқпанының шайылуын болдырмау;

– Бұрғыланған тау жыныстары мен оларды қанықтыратын сұйықтық және газбен үйлесімді болуы;

– Қашау, бұрғылау колоннасы, шегендеуші құбырлар мен жер беті қондырғыларының коррозиясын болдырмау;

– Қабат өнімділігінің төмендеуін болдырмау;

– Ерітіндінің атылуы мен ағып кетуінде экологиялық зиянды барынша азайту.

Сұйықтықтардың бірнеше түрлері бар, олардың негізгі 3 категориясы айқындалады:

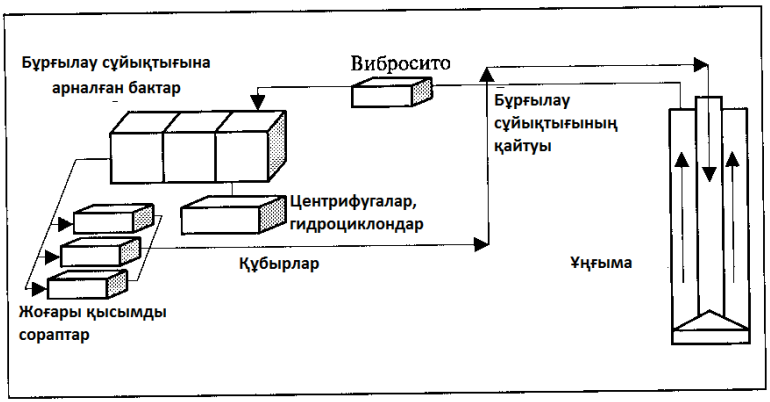
1. Су негізді сұйықтық. Ол тұщы су мен инертті материалдардан жасалады. Бұл материалдар ерітіндінің салмағын үлкейтеді. Ал түрлі химиялық реагенттер тұтқырлықты жоғарылатады, сонымен қатар ағып кетуді бақылайды.

2. Эмульсия негізді сұйықтық. Ол шикі мұнайдың, судың, инертті материалдардың түрлі концентрациясынан тұрады.

3. Синтетикаға негізделген сұйықтық, оны эмульсиялық ерітіндімен салыстыруға болады, бірақ бұл жағдайда эмульсиялық фаза синтетикалық және қоршаған ортаға сәйкесінше зияны төмен химиялық реагенттерден жасалады.

Эмульсия негізді сұйықтық ең тиімді болып саналады, бірақ шығындар мен экологияға зиянды әсеріне байланысты кемшіліктері бар.

Бұрғылау сұйықтығымен қатар айналым жүйесіне тұндырғыштар (отстойники), гидравликалық сораптар, бұрғылау сұйықтығын өңдеу мен араластырушы қондырғылар жатады (2.9-сурет). Қажет жағдайда тұндырғыштарда түрлі ерітінділерді сақтайды. Тұндырғыш бұрғылау сұйықтығының буфері ретінде істейді, жұмыс жасаған мезетте бұрғылау сұйықтығына химреагенттерді қосып, араластыруға мүмкіндік береді.



2.9-сурет. Айналым жүйесі

Гидравликалық сораптардың қысымы шамамен 345 бар, әрбіреуі айдау қысымына байланысты минутына 2000 л ерітіндіні ұңғымаға айдайды. Мұндай 2-3 сорап бұрғылау мұнараларына орнатылады. Сораптар ерітіндіні тұндырғыштардан сорып алады. Содан соң ерітінді бұрғылау алаңына айдалады да, бұрғылау колоннасымен құбыраралық кеңістікке төмен барып, бақылау жүйелерден өтіп, қайтадан тұндырғыштарға оралады.

Ертіндіні өндеу жүйесіне, ерітіндіні аурлататын және қоюлататын инертті материалдармен қатар, үлкен көлемді резервуарлар жатады. Түрлі қаптар мен күбілер химреагенттерді сақтау қолданылады. Химреагенттер мен метериалдар араластырғыш арқылы ерітіндіге қосылады. Жүйеде түрлі құбырлар мен центрге тепкіш сораптардың көп мөлшері қолданылады.

Бұрғылау кезінде пайда болған жыныстардың кесектері бұрғылау шламын бақылау жүйесінен өткен кезде тазаланады. Ол діріл-деуіш фильтрден (вибросито) және ұсақ бөлшектерді тазалауға арналған центрифуга гидроциклоннан тұрады. Ерітінді цистерна- қоймаларға оралып, қайтадан ұңғымаға айдалады.

Айналым жүйесінің келесі бір компонентті-цементтегіш қондырғы. Ол бастапқыда цемент ерітіндісін шегендеуші құбыр мен ұңғыма оқпаны арасына айдайтын жоғарғы қысымды араластырғыш пен сорап ретінде қолданылатын. Бірақ оларды тығыздау кезінде де пайдалануға болады.

Қысым бақылау жүйесі (2.10-сурет).

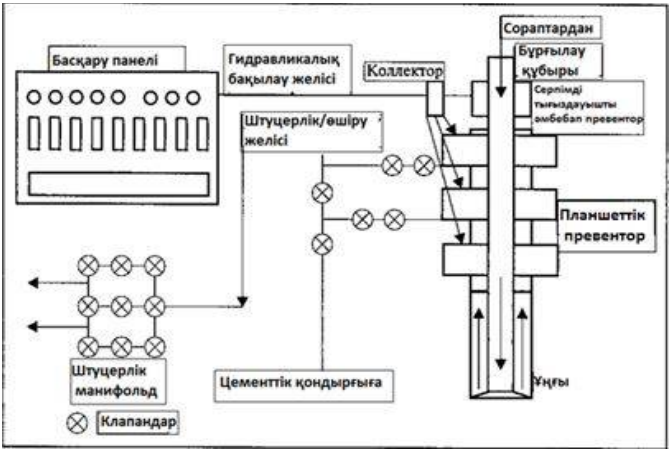
Қысымды бақылау жүйесін бұрғылау кезінде көмірсутектектердің жер бетіне ағылуына кедергі жасайтын қосымша кедергі ретінде қарастыруға болады. Алғашқы кедергі бұрғылау сұйықтығының гидростатикалық қысымы болып табылады. Алғашқы кедергі бірнеше себептерге байланысты жоқ болуы мүмкін:

– Қабатты қабаттың аномальды жоғары қысым кезінде бұрғылау (бұрғылау сұйықтығының гидростатикалық қысымынан жоғары);

– Жаман жоспарлау және жұмыс жасау, соның нәтижесінде көмірсутектер ұңғыма оқпанына өтеді;

– Ерітіндінің қабатқа енуі – ерітіндінің гидростатикалық қысымын төмендетеді. Осының нәтижесінде қабат қысымы ерітіндінің гидросатикалық арынынан жоғары болады;

– Көмірсутекке толы ұңғымада бұрғылау және жұмыстар жүргізу.



2.10-сурет. Қысымды бақылау жүйесі

Бұл жағдайларда қысым бақылау жүйесі қауіпсіздікті қамтамасыз ету үшін қажет. Бұл жүйе 3 негізгі компонеттерден тұрады:

- Превентор;
- Штуцерлер желісі мен ұңғымаларды өшіру желісі;
- Бақылау жүйесі.

Превенторлар платформада, жұмыстарды жүргізу кезінде құрлықта тікелей бұрғылау алаңының астында немесе жартылай суға бататын қондырғылар менбұрғылау кемелерінде теңіз түбінде орналасады. Ол серпімді тығыздауыш элементтер мен бұрандалардан құралған. Превенторлардың екі типі құбырды қоршап, жоғары гидростатикалық қысым тудырып, герметизациялайды. Превенторлар эмульсиялық сұйықтықтың немесе су негізді сұйықтықтың әсерінен гидравликалық тәсілдің жұмысы арқылы іске қосылады. Сұйықтықтар тиісті бұрандалардың немесе серпімді тығыздаушы элементтердің цилиндрлерін қозғалтады [5].

Превенторлардың блогында бірнеше бүйір тетіктері бар. Олар көмірсутектердің және жоғары қысымдағы судың сарқылуын бақылау үшін ұңғымадағы ерітіндінің айналымына жағдай туғызады. Бөгде тармақтармен (приток) күрескен кезде ұңғымаға бұрғылау ерітіндісі бұрғылау колоннасымен төмен айдалады, кейін құбыр сыртына жоғары, соңында қысымды төмендететін клапан-бітеуішке барады. Бітеуіштің саңылауын бақылау осындай әрбір тармақтарды айналымға келтіріп, ұңғыманы жалпы бақылауға мүмкіндік береді.

Превенторлардың бақылау жүйесі жоғары қысымды жұмысшы цистерна-қоймалардан, сұйықты бағыттайтын дистанциялық басқарма құралы мен бақылау клапандарынан тұрады.

Егерде бұрғылау кезінде алғашқы (бұрғылау ерітіндісі) және қосымша (превенторлар жүйесі) бақылау механизмдері істен шықса, ұңғымадан мұнайдың атылуы мүмкін.

Шегендеуші құбыр

Шегендеу құбырларын ұңғымада әркелкі қызметтерді атқару үшін орналастырады. Олар түрлі көлемдер мен массалардан, алуан түрлі болат маркаларынан, қысымның әркелкі режимдері мен қабат сұйықтарының химиялық құрамына төзімді дайындалады. Шегендеу құбырларының негізгі міндеттері:

– Ұңғының конструкциялық беріктілігін қамтамасыз ету;

– Төмен жатқан өнімді қабаттарға жете алатын қабаттар мен тау жыныстарын оқшаулау;

– Шегендеу құбырының башмағының астында орналасқан потенциалды жоғары қысымды ағын тармағының жоғары қабатқа енуін алдын алу;

– Ұңғымаға кіріп, айналымға түскен әрбір сұйықтық тармағының, соған байланысты шегендеу колоннасының жоғары қысымға тұрақтылығын қамтамасыз ету;

– Жергілікті суменқамтамасыз ету жүйесіне экологиялық зиянын болдырмау себебімен, сулы қабаттарды оқшаулау;

– Сорапты компрессорлы құбырларды түсіру мақсатымен, оқшауланған «канал» орнату.

Шегендеу колоннасының көлемі құбыр диаметрлеріне байланысты болады. Ал ол өз кезегінде ұңғыманы өндіру кезіндегі ұтымды сипаттамалары мен экономикалық тұрғыдан тиімділікке негізделген.

2.6.1. Бағытталған бұрғылау

Соңғы 15-20 жылда қазіргі заман технологиялары ұңғыма оқпанының бағыты мен көлбеулігін аз шығындарсыз реттеуге мүмкіншілік алды. Бұл бағытталған және көлденең пайдалану ұңғылар санының артуына әкеліп соқты. Бағытталған бұрғылаудың артықшылықтары:

– Бір орталық позициядан бұрғыланған ұңғылар торы қабаттың қоршап алуын жақсартады;

– Бір ұңғының қабатта өндіру ұзындығы үлкейеді. Көлденең ұңғылардың шығымы тігінен ұңғылардың шығымынан 2-4 есе артық;

– Бұрғылау кезінде қауіп-қатерден, мысалы, газ немесе басқа ұңғылардың траекторияларынан ұңғыны керекті бағытта ауытқуға мүмкіндік береді;

– Бүйірлік оқпандарды жеңіл және қарапайым бұрғылауға мүмкіндік береді. Мұндай бүйірлік оқпандар мұнайқанықкан линзалар, өнімділігі жоғары потенциалды аймақтарда, күтпеген техникалық проблемаларда, т.б. бұрғыланады.

Қазіргі заманғы бағытталған бұрғылау қондырғысы ауытқымасы бар ұңғының түп маңы двигателі (забойный двигатель) мен ұңғының түп маңы параметрлерін бұрғылау кезінде өлшейтін құралдан тұрады. Ұңғының түп маңы двигателі айналым кезінде пайда болатын ерітіндінің гидравликалық күшінен жұмыс жасайды. Двигатель бұрғылау колоннасының стационарлы режимінде қашауды іске қосады. Двигательдің ауытқымасы бұрғылау колоннасын жоға-

рыдан басқару арқылы керекті бағытта айналады. Бұдан кейін колоннаны жоғарыдан айналдырмай-ақ бұрғылау жұмыстарын бастауға болады. Бұрғылау құрылғысы кейін керек бағытта иіледі. Иілуге қажет бұрыш таңдалғасын, барлық колонна айналып, бұрғылайды. Егер ұңғы керек бағыт пен көлбеулігін алса, двигательді алып, ал бағытын колоннадағы тұрақтандырғыш (стабилизатор) құрылғысы арқылы сақтауға болады. Тұрақтандырғыштардың орны мен көлемі «ұстау бұрышы», «құлау бұрышы» мен «өсу бұрышын» сақтай алатын жерде орналастырады. Ұңғы түбінің параметрлерін өлшеуіш құрал жер бетіне қатысты иілу, көлбеу және ұңғы азимуты жөнінде ақпараттарды тіркейді. Ол ұңғы түбі датчиктері мен бұрғылау ерітіндісінің пульсациялық жүйесі арқылы жүзеге асады. Пульсациялық жүйе ерітіндінің айналым жүйесінде пульсациялық қысым туғызады. Қысым датчиктері мен компьютерлер пульстік қысымды қажетті деректерге ауыстырады.

Бағытталған бұрғылаудың соңғы технологиясы – ротациялық реттеу жүйесі (РРЖ). Бұл приборлар бір мезетте жер бетінен қашауды айналдырып, сонымен қатар ұңғыны берілген нысанаға бағыттап тұрады. Алдағы уақытта РРЖ бағытталған бұрғылаудың технологияларын жақсартады деп болжайды.

Ұңты түбі ақпараттарды өлшеуге арналған құралдардың соңғы заманауи технологиялары қабат сипаттамаларын бұрғылау кезінде жер бетіне жеткізіп, анықтай алады. Ол гамма сәулелендіру, меншікті кедергі, нейтрондық кеуектілік пен акустика туралы ақпараттар болуы мүмкін. Мұның бәрі, әдетте, бұрғылау кезіндегі каротаж деп аталады (БК). Бұл мәліметтер күнделікті бұрғылау жобалауда қолданылады, сонымен қатар әртүрлі мәселелер туған жағдайда, нақты уақытта алынған БК ақпараты ұңғыдан алынған жалғыз петрофизикалық деректер болуы мүмкін. БК мәліметтері стандартты каротаж арқылы алынған, дәстүрлі петрофизикалық бұрғылау рапортын алмастыра алмайтындығымен, ұңғының көптеген аралық интервалдары БК арқылы зерттелуде.

2.6.2. Бұрғылау қашауы

Жыныстардың көп түрлерін бұрғылауға арналған көптеген бұрғылау қашаулары бар. Тау жынысының физикалық параметрлері оның жасынан, типінен, жату тереңдігі мен географиялық орнына байланысты өзгереді. Қазіргі кезде бұрғылау қашауларының 3 негізгі түрі бар:

– Үш шарошкалы қашау, шарошканың үстінде тістері орналасады. Тау жынысын тиімді үгіп, шарошкалар қашаудың өзі айналғанда айналады. Тістер әртүрлі ұзындықты, түрлі металдардан, алуан-алуан қабаттарға арналып жасалады.

– Поли Даймонд Кристалин (ПДК) қашауы. Қашау стационарлы шарошкасы бар, бұрғылау кезінде жынысты қырады. ПДК қашаулары бұрғыланатын қабатқа байланысты әртүрлі кескіш конструкциялардан, шарошка көлемі мен санынан, жасанды алмаздардан жасалады.

– Алмаздық қашау. Ол үшін жыныстарды ұсақтап-ұнтақтауға арналған шағын өндірістік алмаздар маркаларын пайдаланады. Бұл қашау ерекше қатты жыныстарда қолданылады.

Қашаулардың барлық түрлерінде жоғары жылдамдық пен үлкен қысыммен айдалатын, бұрғылау ерітіндісін өткізетін, арнаулы конструкциялы қақпақтар бар. Қақпақтың көлемі ұңғының гидравликалық талаптарына сай өзгеріп отырады.

Қашаулардың аталған 3 негізгі түрлерінің сан-алуан нұсқалары бар. Мысалы, ПДК мен үш шарошкалы қашауларда кейбір параметрлерді жақсарту мақсатында табиғи алмазды қолданады. Қашаудың конструкциясы көптеген шөгінді тау жыныстарын бұрғылауға мүмкіндік береді.

2.6.3. Ұңғыны аяқтау

Пайдалану ұңғысы бұрғыланғаннан кейін, ол жер бетіне шығарылған пайдалану колоннасы арқылы көмірсутектердің еркін, барынша аз тәуекелмен жер бетіне көтерілу, яғни ұңғыны аяқтау кезеңін өтеді (2.11-сурет). Ұңғыны аяқтау әдісін таңдауда көптеген факторлар әсер етеді:

– Ұңғы типі: өндіру, айдау немесе кәсіпшілік суларды тастау;

– Пайдалану құбырының көлеміне әсер ететін, ұңғының болжамды потенциалды шығымы;

– Металдардың сортын таңдауға әсер ететін, көмірсутектердің және коррозиялық компоненттердің түрлері;

– Қабатта ұңғының аяқтау сипатына әсер ететін, құмның мүмкін шайылуы;

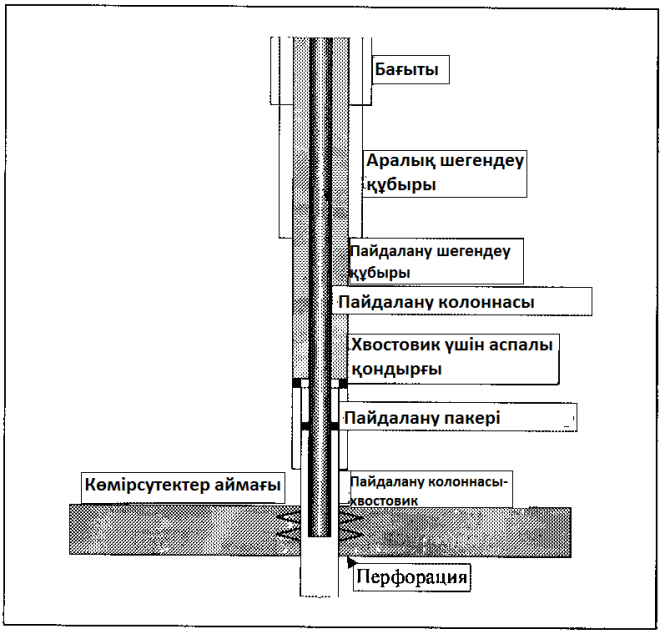
– Қабатта ұңғының аяқтау сипатына әсер ететін, су немесе газға толы ерекше аймақтардың болуы;

– Бүйірлік оқпан немесе ұңғыны жаңаша аяқтау жобалары;

– Ұңғының кеңістікте бағыты: тігінен (тік), көлбеу немесе көлденең ұңғы;

– Ұңғыдағы болжамды операциялар.

Жобаның негізі дайын болғанда пайдалану колоннасының өлшемі мен ұзындығы таңдалынады. Оқшаулану талабына сай, әр түрлі аймақтар арасында оқшаулану жабдығының қондырылуы да, алдын-ала жобалануы мүмкін.



2.11-сурет. Ұңғыны аяқтаудың үлгісі

Нақты тереңдіктер мен талаптар әдетте ұңғы бұрғыланып, каротаж барлық ұзындығынан өткеннен кейін ғана анық болады. Өнімді аймақтардың тереңдіктері датчиктер арқылы, олар перфорацияға келетін интервалдарды шегендеу құбыры орнатылғаннан кейін ажыратады.

Пайдалану колоннасындағы арнаулы ниппельдер, клапандар және көмекші құралдар қауіпсіздік пен потенциалды болашақ жөндеу жұмыстарын жеңілдетеді. Көп жағдайда мұндай көмекші құралдар өндіруге, ұңғының өмірлік циклі бойыша қысым туралы мәліметтерді жинайды. Төмен қысымды қабаттар үшін көтерілудің жасанды әдістері қолданылуы мүмкін, мысалы, батырмалы сораптар немесе газлифт әдісі [7].

Цементтелмеген құмтастар жағдайында гравийлі фильтрлер/экрандар қондырғысы қажет болуы мүмкін. Қабаттардың төмен өткізгіштігі немесе қабаттардың табиғи жарықшақтылығында өндіру қарқындылығын ұлғайту мақсатында қабатта гидрожару өткізеді.

Ұңғы қабатпен байланысудың жалғыз амалы екені белгілі, сондықтан ұңғыларды орнату мен оларды аяқтау, кен орнын игеруге қатысты ең негізгі шығындардың бірі саналады. Ұңғыны орнату мен бұрғылаудың негізгі мақсаты, барлық кен орындарын игеру үрдісінде максималды пайда әкелетін құрылыс орнын (яғни, ұңғы) тұрғызу болып табылады. Ұңғыны аяқтаудың, қойылған мақсатқа өте жақсы жауап беретін, тиімді түрі келесі тәсілмен анықталады:

Аз шығынмен, (жабдықтарды қондыру мен оның қызметіне кеткен бастапқы шығынды есептегенде) барлық өмір сүру кезеңдерінде ұңғыны толықтай немесе шамамен толық пайдалану талаптарына сай, ұңғыны аяқтау – ұңғының мінсіз аяқталуын білдіреді

Ұңғының аяқталуына әсер ететін факторлар

Ұңғыны аяқтау тәсілі көптеген факторларға тәуелді, оның ішінде ең маңыздылары келесілер:

– жинау қарқыны немесе ұңғы шығымы –ұңғының аяқталуы мен құрылысының жеткізілетін нүктесі;

– көпқабатты кеніштер – бірнеше сорапты компрессорлық құбырлардың немесе тұтас шегендеу тізбегінің ішіндегі кішідиаметрлі цементтелген пайдаланушы тізбектердің орналасуы, әр түрлі көпоқпанды және тармақталған ұңғылардың түрі, бірге немесе бөлек бірнеше қабаттарды пайдалану сияқты комбинациялы аяқталулар;

– игеру режимі – перфорация аралығы газ мұнайлы және су мұнайлы байланыстың жағдайының ықтимал өзгеруін есепке ала отырып орналасуы тиіс. МАТ-ты қолдану кезінде айдау мен жинаудың таңдаулы интервалдары қарастырылуы тиіс;

– өндіруді интенсификациялау әдістері – интенсификациялау әдістерін қолданған кезде жекелеген интервалдарды селективті оқшаулауды жүргізу, сонымен қатар жинау немесе айдаудың жоғары қарқынын және қабат қысымының өсу мүмкіндігін болжау керек;

– құмның шығарылуын бақылау – таңдалған ұңғының аяқталуының түрі, түпке дейінгі аймақтың бұзылуынсыз және құм шығармай, ұңғының максималды шығымын қамтамасыз етуі тиіс;

– ұңғының кешенді жөндеу жұмысын жүргізу жиілігі –ұңғыны аяқтау түрі, тросспен түсірілетін перфоратордың немесе

құбырішілік перфораторлардың көмегімен, қабатты қайта ашу мүмкіндігін ескеруі тиіс.

Ұңғыны аяқтау түрі конструкциялық көзқарасы бойынша:

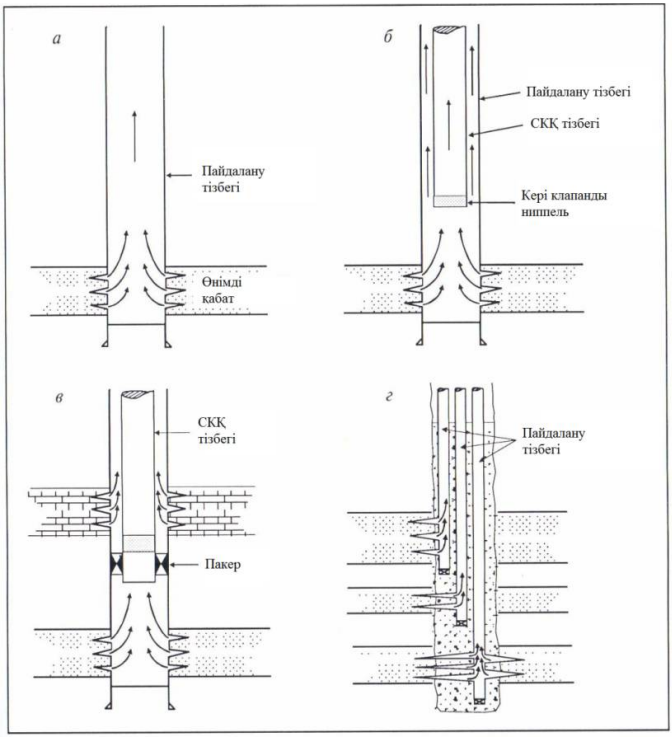
– пайданы максималды жоғарылату;

– конструкцияның қарапайымдылығын қамтамасыз ету;

– пайдалану мен жөндеу жұмыстарының қауіпсіздігі мен сенімділігіне кепілдік беруі;

– пайдалану жағдайының ықтимал өзгеруін болжауы тиіс.

2.12-суретте пайдалану ұңғыларының аяқталуының кейбір түрлері көрсетілген.



2.12-сурет.Ұңғыны аяқтаудың түрлері:

а – қарапайым аяқтау. Өнімді пайдалану тізбегімен өндіру; б – қарапайым аяқтау. СКҚ тізбегімен өндіру; в –пакер мен СКҚ қондырғыларымен кешенді аяқтау. Өнімді СКҚ арқылы және құбыраралық кеңістікпен өндіру; г– жалғыз ашық оқпанда цементтелген бірнеше пайдалану тізбегі қондырғыларымен кешенді аяқтау

2.7. Әртүрлі жұмыстарды орындауға арналған кен орындағы ұңғылар түрлері

Ұңғылардың көбі құрлықта орналасқан. Олардың көбі арзан ұңғылар, олардың өндіру қарқындылығы сәйкесінше төмен болғанымен, бұрғылауға жеткілікті шарттарға ие болады. Сонымен қатар жердегі жұмыстарды жүргізу қамтамасыздандыру жағынан ыңғайлы, ал осы ұңғымаларды пайдалану аз шығындармен жүргізілуі мүмкін.

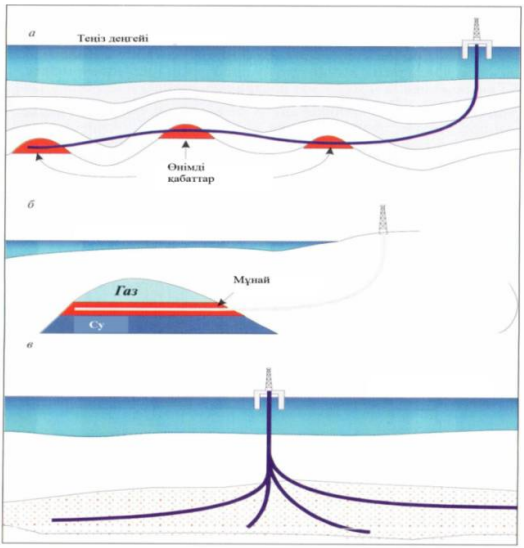
Шельфтегі бұрғыланған ұңғыларды су асты аяқтау ұңғылары мен платформада орналасқан ұңғыларға бөлуге болады. Платформалық ұңғылар платформада жайғасқан сыртқы клапандар мен құбырлармен салынады, олар өз кезегінде жөндеу жұмыстарын пайдалануды жеңілдетеді. Су асты аяқталған пайдалану ұңғылары бұрғыланып, теңіз түбінде клапан, құбырлармен жабдықталуы мүмкін. Олар клапан реттегіштері мен құбырлар желісімен инфрақұрылымға, кейін белгілі бір қашықтықта негізгі платформаға бекітіледі. Су асты ұңғылары экономикалық тұрғыдан, егер көмірсутектердің шағын шоғырлары инфрақұрылымның маңында, негізгі платформадан алыс орналасса, не платформаның барлық саңылаулары бос болмаған жағдайда тиімді. Қазіргі кезде өңделетін бірқатар кен орындарда тек су асты ұңғылары қолданыста, олар S тәріздес жоғары қысымды құбыр арқылы өндіру мен сақтауға арналған жүзбелі қондырғыға тіркеледі. Ірі және уақты су асты ұңғыларының жөндеу жұмыстары жүзбелі бұрғылау қондырғысын қажет етеді. Бұл өндірудің тоқтатылуын білдіруі мүмкін, себебі мұндай қондырғының жөндеу жұмыстарын күту айтарлықтай шығындарға әкеледі және оның техникалық қамтамасыздандыруы қымбатқа түседі.

2.7.1. Көлденең, көпоқпанды және тармақталған ұңғылар

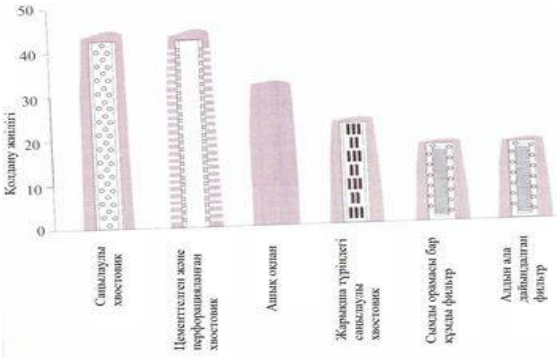
Көлденең бұрғылау алғаш рет бұрынғы Кеңес Одағында 60-жылдардың басында бірнеше көлденең ұңғылардың бұрғылануымен жүзеге асты. Алайда көлденең бұрғылау технологиясы жетілмеген, әрі дәстүрлі бұрғылаумен салыстырғанда айтарлықтай қымбат еді, сондықтан бұл технология 80-жылдардың ортасына дейін «ұмытылып» келді.

Бұрғылаудың заманауи технологиясы орталық ұңғы оқпанынан 10000 м дейін түпкі қабатты жоюға мүмкіндік береді. Басым жағдайда созылыңқы ұңғылар континентальды шельфті кен орындарында теңіз платформасынан бұрғыланады. Алайда, соңғы кездері динамикалық позицияланатын бұрғылау кемелерін пайдалану созылыңқы көлденең оқпандардың ұзаққа созылу рекордын азайтты. Көп жағдайда бұрғылау кемелерін қолдану қозғалмайтын платформалардан бұрғылаумен салыстырғанда экономикалық тиімді болып табылады. Соған қарамастан, көп жағдайда (ұсақ сулы жағдайда арктикалық шельфте ж.т.б) бұрғылау созылыңқы ұңғыларды платформада немесе шашыраңқы бұрғылау және басқа да жасанды негіздер негізгі әдіс есебінде қолданыла бермек.

2.13-суретте көлденең ұңғыларды аяқтаудың жиі қолданылатын түрлері бейнеленген. Бұл суретте көрсетілгендей, көлденең ұңғыларды аяқтауда, не болмаса алдын ала тесілген хвостовик, немесе перфорацияланған және цементтелген хвостовик қолданылады. Дегенмен, ұңғыны аяқтаудың түрі ұңғыны пайдалану жағдайларына сай болуы тиіс екенін ұмытпаған жөн.



2.13-сурет. Созылыңқы ұңғыларды қолдану мысалдары:
а – бір көлденең ұңғы арқылы бірнеше мұнайлы қабатты пайдалану;
б – көлденең оқпанды мұнайға қаныққа кеніш бөлігі арқылы өткізу;
в – теңіз платформасынан бұрғыланған тармақталған ұңғы нұсқасы



2.14-сурет. Көлденең ұңғыларды бұрғылау кезіндегі аяқтау технологиясы

2.4-кесте жиі қолданылатын көлденең ұңғыларды аяқтаудың түрлерінен хабар береді.

2.4-кесте

Көлденең ұңғыларды аяқтаудың көптеген түрлерінің артықшылықтары мен кемшіліктері

Аяқтау түрлері	Артықшылықтары	Кемшіліктері
Ашық (шегенделмеген) ұңғы	Конструкциясының қарапайымдылығы, бағасының арзандығы, каротажға интерпретация жасалады	Қолданудың жоғары қауіптілігі
Тесілген саңылаулары бар хвостовик	Конструкциясының қарапайымдылығы, бағасының арзандығы, каротаж жүргізгенде «өткізгіш» немесе арна ретінде қолданылады	Оқшаулау қарастырылмайды, жөндеу жұмыстары жиі жүргізілуі мүмкін, нашарлығы сенімділік, құм шығуы мүмкін
Тесік саңылаулары бар хвостовик	Конструкциясының қарапайымдылығы, бағасының арзандығы, каротаж жүргізгенде арна ретінде қолданылады, құм шығаруды бақылайды	Оқшаулау қарастырылмайды, жөндеу жұмыстары жиі жүргізілуі мүмкін, нашарлығы сенімділік, қолданыстың шектеулілігі
Алдын ала құрастырылған және сымды орамасы бар құмды сүзгі	каротаж жүргізгенде арна ретінде қолданылады, құм шығаруды бақылайды	Шығынның жоғары болуы,оқшауланбайды, жиі жөнделмейді, тығын пайда болуы мүмкін
Цементтелген және перфорацияланған хвостовик	каротаж жүргізгенде арна ретінде қолданылады, конструкциясы оңай бейімделеді, ұңғы жағдайын бақылайды, каротажға интерпретация жасалады	Бағасы қымбат
Сызаттарды ашатын агенті бар гидрожарылыс	конструкциясы оңай бейімделеді, жоғары таңдаулылығы, ұңғыдағы жағдайын бақылайды, каротажға интерпретация жасайды	Операция жүргізу қиын, бағасы қымбат

Көпоқпанды және тармақталған ұңғыларды аяқтау

Көп оқпанды және тармақталған ұңғыларды аяқтау келесі сатыларды қанағаттандыру тиіс:

– кезекті тармақты цементтеу мақсатымен, ұңғыдағы бүйірлік оқпанның және негізгі оқпанмен жалғанатын жерінің тұтастығын сақтау;

– жабдықты қондыру, негізгі және бүйірлік ұңғы оқпандарында жөндеу жүргізу мүмкіндігін қамтамасыз ету;

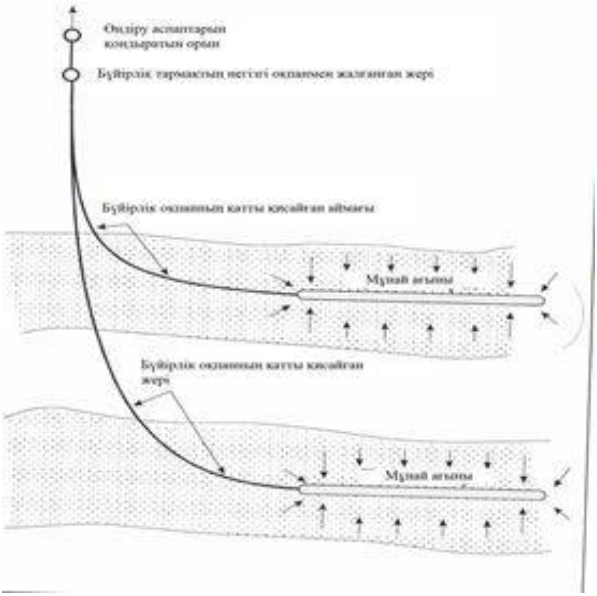
– бүйірдегі тармақтарда жекелеген жұмыс жасау қажеттілігін болжау;

– бүйірлік оқпандарда толығымен немесе олардың жеке интервалдарының оқшаулау мүмкіндігі;

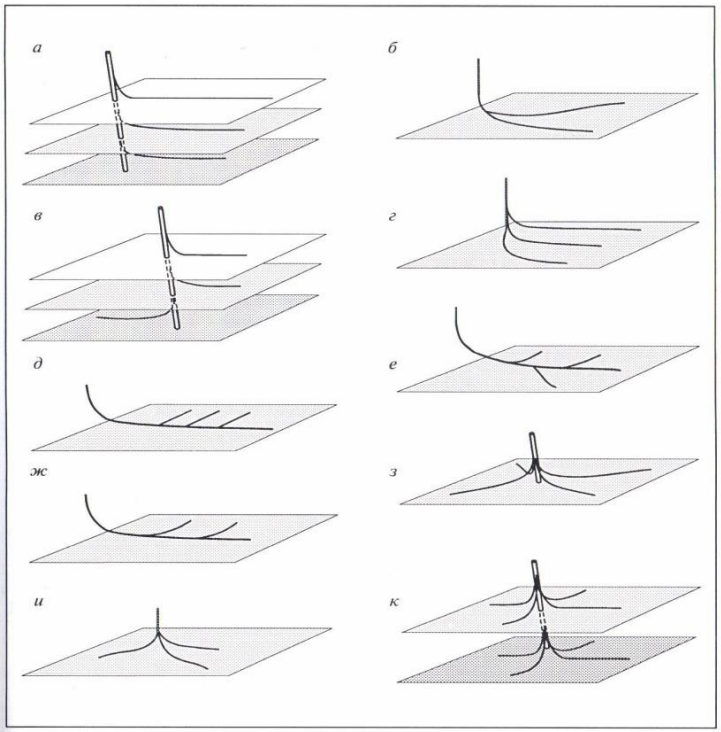
– бүйірлік оқпандарда перфорациялау аралықтарын ұлғайту немесе өзгерту мүмкіндігі.

2.15-суретте негізгі ұңғыдан екі бүйірлік тармақталған көпоқпанды ұңғыма сұлбасы бейнеленген.

Тармақталған ұңғылардың түрлері сурет 2.15-суретте бейнеленген.



2.15-сурет. Негізгі оқпаннан тармақталған
екі бүйірлік оқпанды ұңғы



2.16-сурет. Ұңғының тармақталуының әр түрлі конструкциялары: *а – үш оқпанды; б – бір қабатқа бұрғыланған екі тармақты; в – қарама-қарсы бағытта тармақталған үшоқпанды; г – бір қабатқа бұрғыланған үш тармақты; д – «гребенка»; е – «балық қаңқасы»; ж– қисық бүйірлік тармақталған үшоқпанды; з – радиалды үшоқпанды; и – негізгі оқпаннан бұрғыланған радиалды төртоқпанды; к – екі радиалды төрт оқпаннан құралған қиын ұңғы*

2.8. Ұңғымаларды шоғырландыру жүйесі және теңіз платформаларына жабдықтарды орналастыру

Шектелген платформа ауданы мен эстакадаалды аудандарды рационалды пайдалану үшін ұңғымаларды шоғырландыру жүргізіледі, ол бір жағынан, гидротехникалық ғимараттар саны мен олардың құрылыс шығындарын азайтады, ал басқа жағынан, түптерді

тіктемеу қажеттілігі туындаған соң ұңғыманың ұзындығы, бекіту шығындары артып бұрғылау шығындары көбейеді. Кен орындарындағы шоғырлар саны құрылыс пен бұрғылау шығындары минимал болатындай таңдалуы керек. Табанның бағасы құрылыс нүктесіндегі теңіз тереңдігіне, шоғырдағы ұңғыма санына және бір уақытта жұмыс істейтін станоктар санына тәуелді. Бұл қатарға монтаждау-демонтаждау жұмыстарының бағасы мен бір табан шеңберінде мұнараны жаңа нүктеге тасу шығындарын қосу қажет.

Мұндай мәселенің кешендік шешімі жеке міндеттерге бөлу, яғни еңкіш ұңғымалар бағасының түп мен саға координаталарына және ұңғымаларды шоғырландырудың оңтайлы сұлбасына тәуелділігін анықтауарқылы жүргізіледі. Соңғыны шешу үшін еңкіш ұңғымалар бағасының түбі мен саға координаталарына, ұңғыма торына, теңіз тереңдігінің картасына, түпке байланысты табан құнына, жұмыс істейтін бұрғылау станоктарының санына және табандағы ұңғымалар санына, монтаждау-демонтаждау жұмыстарының бағасына және мұнараларды тасу бағасына тәуелділігін зерттеу керек.

Оңтайландыру критерийі ретінде табан құрылысы мен ұңғымаларды жүргізудің жалпы шығындарын алады. Сонымен қатар, табандағы максимал ұңғымалар саны мен вертикальдан максимал ауытқуға шектеулер қойылуы мүмкін.

Бұл мақсаттар үшін НИПИ «Гипроморнефтегаз» М-200 электронды есептеу машинасы үшін алгоритмдер мен бағдарламалар құрастырған.

Мәселенің шешімі табан түрі, олардың саны мен құрылыс орны, әрбір табандағы ұңғымалар саны болуы мүмкін. Айта кететін бір жайт алгоритм соңғы шешім іздеу барысында аралық нәтиже – шоғырландырудың сұлбасын алуға болатындай құрастырылған.

Бірінші кезеңде еңкіш платформалардың оңтайлы профильдері есептелген және осы ұңғымалар бағасының ауытқуға тәуелділігі алынған, ол шоғырландыру мәселесін шешуде пайдаланылған. Екінші кезеңде тереңдігі 4750 м гипотетикалық кен орын үшін ұңғымаларды шоғырландырудың оңтайлы сұлбасы есептелген. Есептеулер нәтижесі көрсеткендей, шоғырлардағы ұңғымалардың оңтайлы саны 35-40 арасында болады. Сонымен қатар, ұңғымаларды қызметтің барлық кезеңдерінде қалыпты үздіксіз пайдалану мен жөндеу мәселесі туындайды.

Қазіргі уақытта «Нефтяные Камни» және «Дарвин» кен орындары аудандарында орналасқан пайдалану ұңғымаларының максимал саны 24-ке жетеді.

Стационарлық платформадан немесе эстакадаалды аудандардан шоғырлық бұрғылау кезіндегі ұңғыма сағаларының орналасу сұлбасын қарастырайық. Нефтяные Камни және Дарвин кен орындарындағы стандарты эстакадаалды ауданының өлшемі 30*30 $м^2$, ал жеке стационарлы платформалар аудандары – 40*50 $м^2$. Соңғылары ауданы бойынша қосымша блоктар мен олардың арасына аралық бөлімдер салу арқылы артуы мүмкін. Бір шоғырландыру ауданында сағада 2-ден 24-ке дейін ұңғымалар орналастырылады.

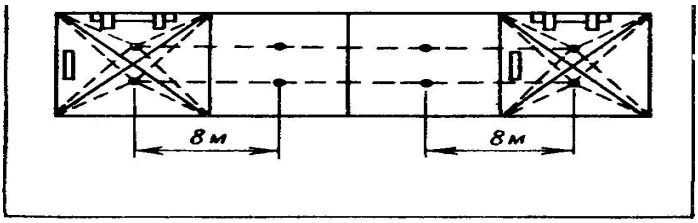
Ұңғымаларды шоғырлап орналастырудың кемшіліктеріне олардың сағаларына тербелмелі-станоктарды орнату қолайсыздығы мен ұңғымалар бір-біріне жақын орналасқандықтан оларда жөндеу жұмыстарын жүргізуге қолайсыздығын жатқызуға болады.

Ұңғыма сағасын біртекті орналастыруда ұңғымалар бір қатарда бір-бірінен 8-10 м қашықтықта орналастырылады. Алайда, техника-экономикалық зерттеулер бойынша, материалдық-техникалық құралдар мен МНС металын үнемдеу үшін, олардың сағасының арасындағы қашықтықты техника қауіпсіздігі ережелерін сақтай отырып 1,3-1,5 м-ге дейін қысқартады.

Бұрғылау кезінде ұңғыма сағаларын орналастырудың: екіоқпанды параллель, екіоқпанды кезекті, төртоқпанды параллель, төртоқпанды кезекті, арнайы мұнара қолданумен көпоқпанды кезекті әдістерін бөледі.

Біроқпанды кезекті әдісте әрбір көтерілген табаннан бір ұңғыма бұрғыланады. Бұл әдіс ұңғымаларды шоғырландыру дами бастағанда кең таралды. Ұңғыма сағаларының орналасуы бірқатарлы немесе екіқатарлы болуы мүмкін.

Екіоқпанды сұлба бойынша (2.17-сурет) ұңғыма оның осінің ұңғыманың төменгі табанының геометриялық центрінен шығыраға қарай 0,6-0,75 м қашықтыққа жылжуымен бұрғыланады. Мұнараны төсенішпен биіктігі 0,146 м жүктердің алдыңғы аяқтарына иеді. Бірінші оқпанды бұрғылау аяқталғаннан кейін екіншісіне көшеді.



2.17-сурет. Екіоқпанды ұңғымаларды платформада орнатылу сызбасы

Ол үшін мұнараның артқы аяқтарына төсеніштер қояды. Екінші ұңғыманың сағасын біріншісінің центрінен 1,2-1,5 м жылжытады, желобты жүйеден басқа барлық құрылыстар өзгеріссіз қалады. Бұл әдістің артықшылығы металды, материалдық-техникалық құралдарды үнемдеу және жұмысты ұйымдастыруды оңайлату болып табылады. Көпоқпанды бұрғылаудың әрі қарай дамуы бір табаннан бұрғыланатын ұңғымалар санының артына байланысты.

Сонымен қатар келесі нұсқалар мүмкін.

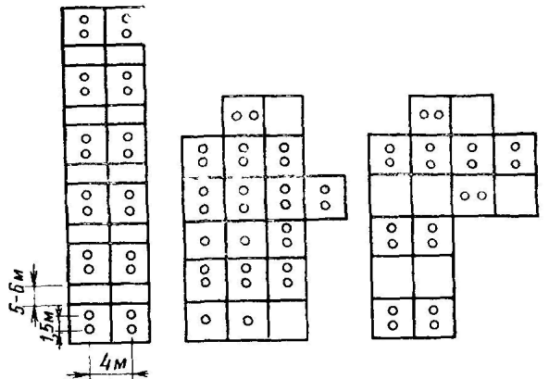
Бірінші және екінші оқпандарды бұрғылау үшін сәйкес жаққа иетін ВМ-41 мұнарасын пайдаланады, ал үшінші және төртінші оқпандарды бұрғылауда мұнараларды июмен және шығыр мен күштік агрегаттарын ротормен бірге бір уақытта мұнара орталығынан оңға немесе солға 0,75 м жылжыту арқылы жүргізеді.

Бірінші және екінші оқпандарды екіоқпанды әдіске қарай иілетін ВМБ-150 мұнарасын қолданып бұрғылайды, ал үшінші мен төртіншіні – мұнараның тік жағдайында кронблоктың, лебедканың және күштік агрегаттың мұнара орталығынан сәйкесінше, 0,75 м солға және оңға орын ауыстыруымен бұрғылайды.

Бұрғылауды шатырасты табаны кеңейтілген ВМ-41 мұнарасының көмегімен жүргізеді: әрбір екі минут сайын жаңа оқпандарды бұрғылау үшін мұнараның аяғының астына қосымша свайлар толтырады. Бұл сызбада пайдалану жағдайлары қатты қиындайды және шатырасты табан мен толықтай платформаның құрылысының бағасы артады.

Келтірілген нұсқаларды талдау, теңіздік мұнай газ кен орындарын игеру мен пайдалану тәжірибесі көрсеткендей кең таралған ең жақсы әдіс ретті екіоқпанды бұрғылау болып табылады.

Осы «Артемнефтегаз» МГӨБ платформаларының көбісінде, шатырасты табандар арасында трактор-көтергіш немесе «Бакинец» агрегаты үшін ені 5-6 м өтістер, сондай-ақ, топтық өлшеу – сепарациялық қондырғыларды, мұнай өндіруді автоматтандыру құралдарын және басқа да жабдықтарды орнатуға арналған өлшемі 6Х10 м^2 алаң қарастырылған.



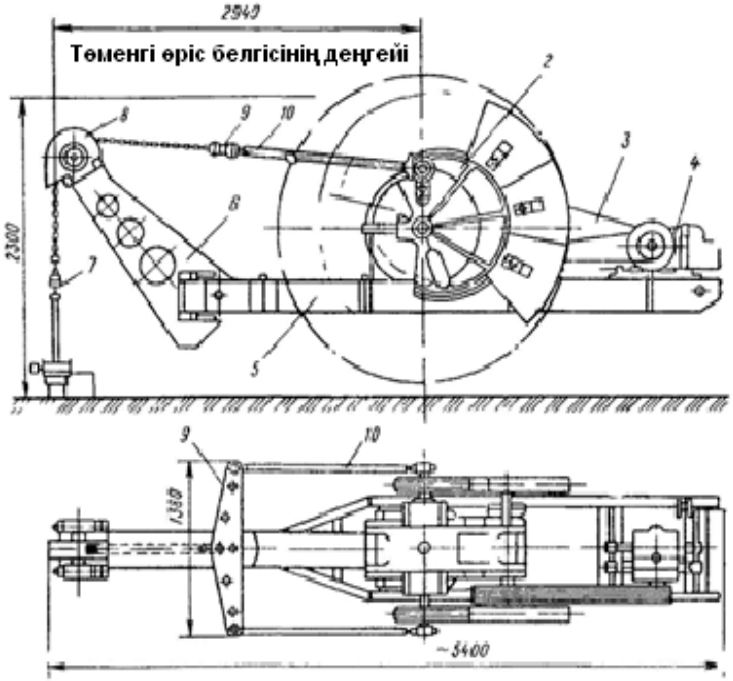
2.18-сурет. Ұңғымаларды төртоқпанды шоғырландыру, шатырасты табанды және жабдық орналастыруға арналған аудандарды кеңейту

Бір шатырасты табаннан екі- және төртоқпанды әдіспен бұрғыланған ұңғымаларды пайдалану және жөндеу жабдықтарын осылай орналастыруға, олардың технологиялық процестерді еркін жүргізуге мүмкіндік беретін конструктивті модификациясына арнайы талаптар қояды, мысалы: ШСН-ды басқалардың жұмысына зиян келтірмей бір немесе бірнеше ұңғымаларда бір уақытта қозғалту, жөндеу және пайдалану.

Артем, Гюргян-теңізі, Мұнайлы Тастар кен орындарында көптеген ұңғымалар бір шатырасты табаннан қатарлар арасындағы қашықтық – 1,5, қатардағы ұңғымалар арасындағы қашықтық – 4 м екі ұңғыманы бұрғылау сызбасымен бұрғыланған. Алаңдағы шатырасты табандарының осылай орналасуы мен ұңғымалар арасындағы қашықтық осындай болғанда дұрыс пайдалану мен ұңғымалардың біреуін жөндеу келесі шарттарды сақта-

ғанда ғана мүмкін болмақ. Шатырасты табандар трактор-көтергішке алдыңғы және артқы жақтардан еркін өтуі керек, ал ұңғыма астында көтергіш мұнара орналасса, құбырларды төсеу, жабдықтау мен аспап қарастырылуы керек.

Штангілі сорапты ұңғымаларды жабдықтауда тербелмелі-станоктарды металл рамалардан немесе брусты рамалардан құрастырады. Металл рама диаметрі 0,15 м бұрғылау және шегендеу құбырларынан жасалған құбырлы тұтастай пісірілген конструкция. Тербелмелі-станокты бойлық рамамен монтаждық раманың көлденең швеллерлеріне орнатады және оған бірыңғай конструкция құра отырып болттармен тартады. Тербелмелі-станок астына ірге тас ретінде ағаш бөренелерді де қолданады. Платформа еденіне екі параллель кесек, екібалансирлі болса, өзара бекітілген төрт кесек төсейді.

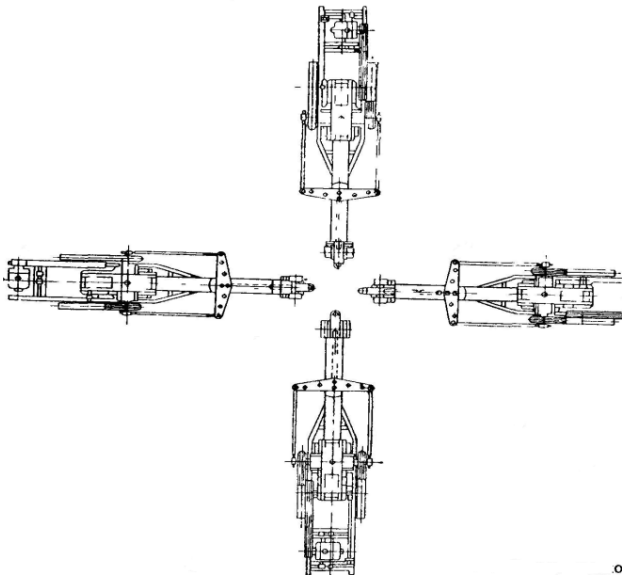


2.19-сурет. Шоғырлы платформаларда балансирсіз тербелмелі-станоктардың орналасу сұлбасы

Оларда станок-качалканың рамасын құрастырады. Ұңғыма астындағы диңгекті созылмалы арқандар көмегімен орталықтандырады.

Ауданды үнемдеу мен платформада жабдықтарды дұрыс орналастыру, ұңғыма шоғырын бір уақытта пайдалану мәселелерін шешетін станок-качалканың басқа түрі балансирсіз станок-качалка болып табылады. Азинмаш 20-2 (2.19-сурет) типті балансирсіз станоктың негізгі түйіндеріне бәсеңдеткіш 1, тежегіш 4, жікбелдікті беріліс 3 жатады, олардың СКН-3-915К станогының сәйкес түйіндерінен айырмашылығы жоқ. Станок рамасының алдыңғы бөлігіне 5 шкивпен 8 шарнирлі бұрау тілі (кронштейн) бекітіледі. Шкив арқылы сағалық сальникті штангінің 7 ілмегін кривошипті-шатунды механизмнің 10 траверсасымен 9 байланыстыратын блокты-роликті шынжыр ЦГ-1ілінеді [7].

Теңестіру тербелмелі-станоккривошипінің доғасында бекітілген жүктердің орындарын ауыстыру арқылы роторлық әдіспен жүргізіледі.



2.20-сурет. Шоғырлы платформаларда балансирсіз станоктардың орналасу сұлбасы

Шоғырлық ұңғымадағы ағымдық жөндеу жұмыстарында тілшенің 90° бұрылуы ұңғыма сағасының астындағы кеңістікті босатады және ұңғымаларды жөндеуге мүмкіндік туғызады.

«Артемнефтегаз» МГӨБтеңіздік шоғырлы платформаларындағы (4.10-сурет) балансирсіз станок-качалкаларды пайдалану тәжірибесі олардың жоғары нәтижелігін көрсетті.

2.9. Ұңғымалардың сағалық жабдықтарының түрлері

Жүзбе бұрғылау қондырғыларынан (ЖБҚ) бұрғылау кезінде сағалық жабдық теңіз бетіне байланысты әртүрлі орналасуы мүмкін. Сағалық жабдық пен олармен байланысты конструкцияларды орналастырудың: платформадағы суүсті, арнайы платформадағы тірексіз суүсті және суастытәсілдері қолданылады.

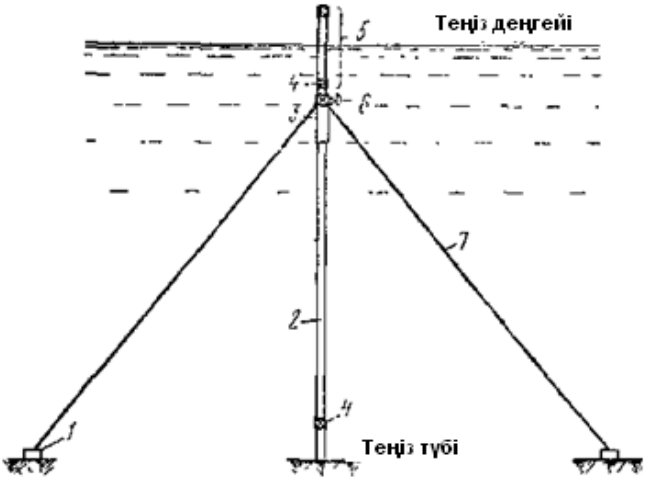
Осы жағдайлардың әрқайсысы белгілі бір артықшылықтар мен кемшіліктерге немесе шектеулерге ие.

Суүсті платформасы сағалық жабдықты теңіз бетіне орнату үшін қолданылады. Мұндай орналасуда жабдықты бақылау мен жөндеу қиын да, оны құрастыру бағасы мен уақыты үлкен де емес. Суасты жиынтыққа қарағанда, аса күрделі емес жабдығы бар суүсті жиынтығын дайындау оңай.

Суүсті платформасы бар сағалық жүйені қолдану теңіз тереңдігі мен бұрғылау ауданының метеорологиялық жағдайларымен шектеледі. Теңіздің үлкен тереңдіктерінде суүсті платформалы ЖБҚ (БК, ЖБЖБҚ) ауытқу салдарынан бұрғылау, субөлгіш бағаналарға тік және көлденең күштер түсіруге болады.

Арнайы платформаға сағалық жабдықты тірексіз суүсті орналастыруда субөлгіш бағана ЖБҚ-на дейін жеткізіледі және бұрғылау стационарлы теңіздік қондырғылардағыдай жүреді. Бұрғылау аяқталғаннан кейін ұңғыма жабылады, ал субөлгіш бағана арнайы қамал көмегімен түптен ЖБҚ бортына көтеріледі. Егер ұңғыма өнімді болса, ол арнайы превенторлар көмегімен теңізден оқшауланады, ал субөлгіш бағананың жоғарғы бөлігі ажыратылады.

Ұңғыманы осылай орналастыру су бетінен суасты сағалық жабдығынсыз ұңғыманы қарапайым жүргізуге мүмкіндік береді. Одан басқа, ерекше якорьленген алаңдар көмегімен ұңғыманың төмендегідей суасты пайдалану мүмкіндігі бар.



2.21-сурет. Сағалық жабдықтың алаңға тірексіз суүсті орналастырылуы:

1 – зәкір, 2 – субөлгіш колонна, 3 – керілмелі су бөшкесі; 4 – жекеленген қосылыс, 5 – бағананың ажыратылатын бөлігі; 6 – дистанционды превентор; 7 – байытты созынды

Суасты орналасу ұңғыманы бұрғылаумен аяқтауға және тиімді сүңгуірлі тиеу (су бетінен 15-30 м төмен) шегінде суасты сағалық жабдықты орнатуға мүмкіндік береді. Суүсті жүйесімен салыстырғанда, бұл әдіс толқындық жүктеменің төмендеуі мен конструкция өлшемдерінің қысқаруы арқасында әлдеқайда үнемді. Суасты жабдығын қамтамасыз ету мен жөндеу тонналы сағасы бар жабдықты қамтамасыз ету мен жөндеуге қарағанда қымбаттырақ болады.

2.9.1. Сағалық жабдықтың арналуы мен түрлері

Тәжірибеде ұңғымаларды ЖБҚ (БК, ЖБЖБҚ) бұрғылауда теңіз түбіне орнатылатын суасты сағалық жабдығының (ССЖ) кешендері көп қолданылады. Мұндай орналасу жүзбе құралдарының ұңғыма орталығынан аз ығысуына мүмкіндік береді, ал теңіз түбіне орнатылған жабдық механикалық зақымдануларға аз ұшырайды.

ССЖ кешені:

– ұңғыманы бұрғылау кезінде толқындар мен БК немесе ЖБЖБҚ ағыстарының әсерінен теңіз түбіне орнатылған жылжымайтын, суасты сағасының арасында иілгіш тұйық технологиялық байланысты қамтамасыз етуге;

– ұңғымаға бұрғылау аспабын бағыттауға, бұрғылау ерітіндісінің тұйық циркуляциясын қамтамасыз етуге, бұрғылау кезінде ұңғыманы басқаруға және т.б.;

– апатты жағдайларда немесе теңіздің қатты толқындануында бұрғылау қондырғысының істен шығу кезіндегі ұңғымадан тастандылардың шығуын болдырмау мақсатында бұрғыланушы ұңғыманы сенімді жабу үшін арналған.

Қазіргі уақытта кең қолданылатын ССЖ конструкцияларының ерекшеліктері:

1. Ұңғыма сағасын су астына теңіз түбіне немесе суасты жағдайда арнайы платформаға (құбырға) орнатады.

2. Суасты сағасы кememен арнайы субөлгіш бағана мен бағыттаушы арқандар (колонналар) көмегімен байланыстырылған.

3. Суасты кешенін басқару қашықтықтан негізінде гидробасқару көмегімен кемеден жүргізіледі.

4. Суасты жабдығының бөліктерін, солардың ішінде субөлгіш бағаналарды да бөлу мен жалғау арнайы қысқыштарды қолдану арқылы ЖБҚ-мен жүргізіледі.

5. ЖБҚ тік ауытқуларының әрекеттерінің компенсациясы үшін субөлгіш және бұрғылау бағаналарында арнайы ауытқу компенсаторларын қолданады.

6. Ұңғыманы бұрғылау, сондай-ақ, шахтаасты бағыттау құбырлық және роторлы әдістермен жүргізілуі мүмкін.

7. Барлық шегендеу колонналарын теңіз түбінде орналасқан сағалық басқа іледі.

ССЖ-ның 50-1800 м және одан артық теңіз тереңдіктеріндегі ұңғымаларды бұрғылауға мүмкіндік беретін бірнеше конструкциялары бар.

ССЖ қондырғысының үлкен тереңдігі оның беріктігіне, дірілдерге,сенімділігіне, үлкен сыртқы қысымдарды ұстап тұру қабілетіне, герметикалық және сенімді қашықтықтан басқарылуына жоғары талаптар қояды. Кешен түйіндерінің конструкциясы түй-

індердің монтаждау кезінде түйісу дәлдігін және демонтаждау кезінде ажырауын қамтамасыз етуі, түйісу сапасы ССЖ жұмысы мен басқарылуын қамтамасыз ететіндей жоғары болуы керек.

Байланыс механизмдерінің орналасуына, баса яғни: БК немесе ЖБЖБҚ-да орнатылған, толқындар, ағыстар мен желдер әсер ететін керу қондырғыларына баса назар аударады.

Теңіз түбінде ССЖ-ның жеткіліксіз орналасуы – басқару, пайдалану мен жөндеу қиындығы.

Тәжірибеде теңізде БК және ЖБЖБҚ арқылы бұрғылау жұмыстарында ССЖ-ның бірблокты немесе екіблокты конструкциясын қолданады.

Кейбір бірблокты конструкцияларды терең суларда, ұңғымалардың қарапайым екі- және үшколонналы конструкцияларында және бұрғылаудың аз тереңдігінде пайдаланады.

ССЖ бірблокты конструкциясының артықшылығы – кешенді орнату мен монтаждау уақытын қысқарту, себебі ССЖ-ның орнатылған бірблокты кешені ұңғыманы бұрғылаудың барлық уақытында қолданылады. Бірблокты ССЖ кемшіліктерінің қатарына массасы шамамен, 80 т екіблоктымен салыстырғанда оның салмағының ауырлығын (200 т-ға дейін) жатқызуға болады.

Екіблокты конструкцияларды қатты терең емес суларда, ұңғымалардың күрделі төрт – және бесколонналы конструкцияларында және бұрғылаудың үлкен тереңдіктерінде пайдаланады.

Екіблокты конструкцияның артықшылықтарына оны күрделі конструкциялы терең ұңғымаларды бұрғылауда қолдану мүмкіндігі, тастандыға қарсы жабдықтың әрбір блогының салмағының салыстырмалы төмендігі және еркін блокты жөндеу мүмкіндігі, алкемшіліктер қатарына ұңғыманы бұрғылау процесінде біріншіні демонтаждау мен екіншіні орнату мен монтаждауға кеткен уақыт шығынын, жұмыс істемейтін блокты сақтау үшін қосымша орынның қажеттілігі жатады. Қазіргі уақытта шетелде ССЖ-ның диаметрі 476,24 мм өтпелі саңылауы бар бірблокты конструкциялары қолданылады, олар күрделі конструкциялы терең ұңғымаларды бұрғылауды қамтамасыз етеді.

Шетелде монтаждау түрі мен технологиясына байланысты ССЖ-ның түрлі кешендері қолданылады. ССЖ кейбір түрлерінің айырмашылық сипаттары ең бірінші шахталық бағыттың конструкциясымен және оны орнату әдісімен байланысты. Кейбір

ЖБҚ-да суасты кешенінің табаны – теңіз түбіне орнатылатын және кememен арқан арқылы байланысқан монолитті плита. Теңіз түбінің тегіс емес және әртекті болуына байланысты мұндай табандарды көлденең орнату және шахталық бағыттың тік болуын қамтамасыз ету қиын.

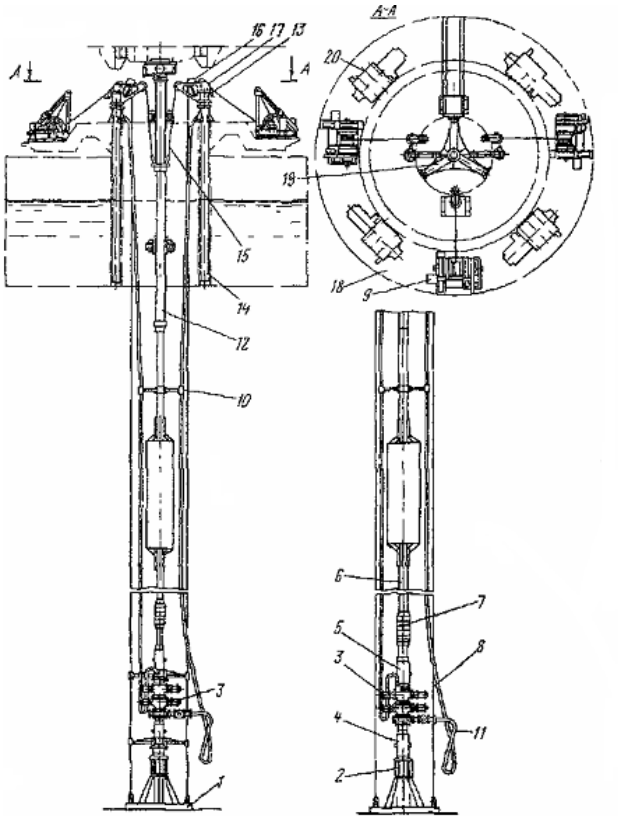
ЭБСЗООО/150 жобасында қолданылған, шетелдік суасты кешеніне ұқсас және негізінде конструктивті бірдей безендірілген түйіндері бар ССЖ кешенінің барлық элементтерімен бірге конструкциясы көрсетілген.

Суасты саға жабдықтың кешені жинақы түрде: ССЖ,су бөлетін бағана (колонна), кеменің өзіндегі жабдықсияқты негізгі жүйеден тұрады.

ССЖ (2.22-сурет) мыналардан тұрады: су асты жабдықтың грунтына жүктеменің берілуі үшін тірек тақта 1 (плита), және саға басы (головка) 2 байлам және барлық шеген құбыр тізбектерінің герметизациясы үшін және атылуға қарсы жабдығын 3 жалғау үшін, төменгі біріктірме қосылыс 4, СГ-2 типті тез ажырымалы жалғау 5 және су бөлетін бағана 6 су бөлетін бағананың аяғында ГС-406 немесе ГС-305 типті жіңішке жалғау 7 орнатылған, ол бағана төменгі аяғының қатты бітеуінен құтылуға мүмкіндік береді.

Тақтаның формасы алтықырлы, оған үш бағана бекітілген, оның ішінен трос 8 жүргізіледі және оны жүкшығыр (лебедок) 20 арқылы кememен тартуға болады. Осы бағыттаушы бағаналар бойынша кемеге керекті құрал-жабдықтарды бағыттаушы үшқырлы рама 10 арқылы түсіреді және көтереді.

Бұрғылама кемеде су бөлетін бағанамен бірге тік тербелістің компенсаторы 12 бар, компенсатор тікелей кемеге бекітілген және ЖБҚ-ның тік тербелісі кезінде су бөлетін бағананың созылуы немесе қысылуы болмас үшін қызмет көрсетеді. Теңіздегі толқу шарттарындағы су бөлетін бағананың жұмыс жағдайларын жақсарту үшін арнайы керіп кигізілген құрылым 18 қызмет етеді, ол қарсы (ауырлық) салмақтардан 14 тұрады және кронштейндерде 17 арқандардың 15 көмегімен блоктан 16 жүкшығырлар 9 арқылы компенсатордың сыртқы құбырын тартады. Роторының білігі бар су бөлетін бағанасының центрге келтіру үшін турелдерге 18 орналасқан центратор 19 қызмет көрсетеді.



2.22-сурет. Теңіз ұңғымасының суасты саға жабдығы (ССЖ)

Барлық монтаждық жұмыстар су асты жабдығының құрастыру және бұзу монтаждық құрылғысы көмегімен орындалады, ол турелдегі саңылаудың үстінде орналастырылған монтаждық арқалықтан және тірек тақтадан тұрады.

Су асты жабдығымен басқару 11 бұрғылама кеменің палубасынан солқылдақ шлангтердің жүйесі арқылы іске асады.Шлангтер кеменің палубасында турел маңайында орналасқан арнайы жүкшығырларды барабандарға орайды. Бұдан басқа, кеме палубасында басқару жүйесіне және басқару пультіне сұйықтық беру үшін құбырды жөндейді, ол бұрғышының басқару орнының маңайында орнатылған.

«Шелл» фирмасының ЖБҚ «Блю Вотер» ұңғыманың негізі үш бағыттаушы бағаналар мен үш бағыттаушы арқандары бар металлконструкцияны көрсетеді. ССЖ-ның дистанциялы гидравликалық басқаруы және ұңғыманың бес бағаналы конструкциясы бар және фундаментті тақта бірінші бағанада (508 мм) орнатылған және бұрғылаудан кейін бөлшектей алады.

«Атлантик Рефайнинг» қондырғысында бірнеше өте жақсы конструкциясы болады. Бұл жерде қолданудың негізі ретінде – барлық құрастырылған саға жабдығындағы түптің үстінде бірнеше ондаған метрлерге көтеретін бірінші шеген құбыр тізбегі (914 мм). Қондырғымен басқару – дистанциялы гидравликалық. Мұндай конструкция, сүңгуір қызмет көрсету аймағында сағаны орналастыруға және саға жабдығын бақылау үшін телекамералардың жұмысын жақсартуға мүмкіндік береді [12].

2.9.2. Суасты саға жабдығының (ССЖ) екі блокты кешені

ССЖ-ның екі блокты кешені:

– Саңылауы (540 мм) бар бір корпусты плашка превентор блогы, әмбебап сфералық немесе басқа превентор конструкцияның 540 мм саңылауы және 21 МПа қысымы бар рама және басқа түйіндерді бағыттағыш, жалғағыш муфталар;

– Диаметрі 350 мм, қысымы 70 МПа саңылауы бар екі қосарланған плашка превенторларының екінші блогы, қысымы 70 МПа болатын саңылауы (350 мм) бар әмбебап превентор, тірек бағыттағыш жақтауды, жалғағыш муфталар және т.б.;

– Диаметрі 610 және 406 мм болатын екі су бөлетін тік құбырлары (стояк);

– V дистанциялық басқару жүйелері превенторлардың блоктері;

– уақытша тірек базасын;

– басқару жүйесімен ағынның ауытқытушысы(дивертор); су бөлетін стояктарды тарту жүйесі;

– бағыттаушы арқандарды тарту жүйесі;

– атылуға қарсы жабдығының манифольдтері(реттеу және тұншықтыру);

– бұрғы бағананың компенсаторлары;

– авария аспалы және сағалық головканың компенсаторлары,олардың жіберу,сынау аспабы және қорғайтын төлкелері;

– теледидар камерасы;

– ССЖ комплектісіне кіретін басқа ұңғыма және палубалық жабдықтары негізінен ЖБЖБҚ-да қолданылады.

– Барлық кешен суасты және палубалық болып екіге бөлінеді.

Палубалық кешен ССЖ

ЖБЖБҚ палубада:

– су бөлетін құбырды үнемі тартылған күйде ұстап тұратын және ЖБЖБҚ-дың араласу орнын толтыратын,төменгі бөлікті атуға қарсы жабдықпен(ПО) бірлестіретін бағыттаушы дөңгелектері 2 бар тартылатын қондырғы 1;

– ССЖ қашықтықтан басқарудың көпарналы шлангаларды сақтау және орау үшін керек жүкшығыр 4;

– дистанциялы гидравликалық басқарудың коллекторларын 11, көпарналы шлангаларын 9 көтеру және түсіру үшін керек жүкшығыр.

– ССЖ басқару үшін бұрғылаушының басты электр панелі 3 және мини-панель 6, гидронасосты және пневмогидравликалық аккумуляторлы гидравликалық күш қондырғысы 7;

– ұңғыманың тұншықтыруды реттеу және дроссельді орнату манифольды 17;

– атылуға қарсы жабдығының блогі 18, 14 белгіде ілінген бұрғы бағананың тік ауыстыру компенсаторы;

– суасты сағалық құрылғысына қатысты платформа орын ауыстыруының орнын толтыратын және бағыттаушы арқандарды әрдайым керілуін қолдайтын кергіш құрылғылар 19 тұрақты құрастырылған (4.13-сурет).

Платформада бұдан басқа:

– ауа құрғатқыш блогы бар жоғарғы қысымды компрессорлік қондырғы;

– пневмогидроаккумуляторларға жұмыс сұйықтығын құю үшін насостық қондырғы;

– бағыттаушы арқандарды сақтау үшін және байлап орау үшін шығырлар;

– ССЖ қарау үшін телевизиялық камераны төмен түсіру үшін арналған барабан және шығыр;

– су асты телевизиялық камерадан сигнал қабылдап беру үшін арналған қабылдауыш телевизиялық қондырғы;

– шегендеу бағандарды байлау үшін аспалы және сағалық құрылғылар комплектісі бар баған бастамасы орналасқан.

Теңіз түбіне түсірмес бұрын превентор блоктарын сынау үшін панель ЖБЖБҚ палубасында, жұмыс алаңынан едәуір ұзақ қашықтықта бас панелге қол жеткізу мүмкін емес жағдайда ЖБЖБҚ басқаруының қосымша панелі орналасқан.

Палубада:

– превенторлы блок және платформамен байланысу үшін телескопикалық түйіні бар 610 мм диаметрлі теңіз стояктарының секциясы;

– телескопиялық түйіннің 406 мм ішкі құбырғысына жоғарғы жақтан, бұрғылаушы бағаналар және құрылғы корпусы арасындағы кеңістікті жабу үшін, құбыртүтікзгіш газ сепараторына жандырылу үшін жіберілетін газдың пайда болу жағдайында жұмыс зонасына газдың шығуының алдын алушы ауытқытушы құрылғы (дивертор);

– жалпы кергіш құрылғыларды басқару панелі;

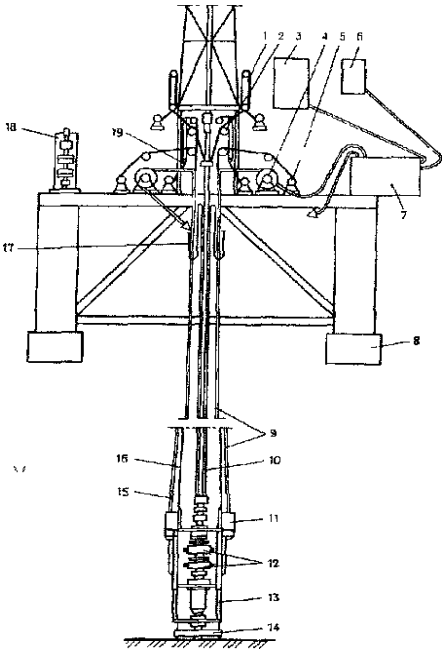
– эксплуатациялық қондырғы орнатпас бұрын ұңғыма жабу үшін монтаждық құрылым;

– сүңгуір жабдық;

– ССЖ пайдалану және жөндеуі үшін қажетті монтаждық, технологиялық аспаптар және жүк көтергіш крандардың құралсаймандар және басқа да жабдықтар комплекті орналасқан.

ССЖ суасты кешені

Суасты комплексі (2.23-сурет) су айырушы бағанадан (теңіз стоягы) 10, көпканалды шлангілерден 9, коллекторлардан 11, превенторлерден 12, тіректі-бағыттаушы негізден 13, тіректі тақта 14, бағыттаушы арқандардан 16, бұрыштағы компенсатордың шардық қосылуының жоғарғы және төменгі гидравликалық муфттен, телевизиялық камерадан, телескопикалық компенсатор және басқа түйіндерден тұрады.



2.23-сурет. ЖБЖБҚ-дағы су асты сағалық комплексінің орналасуының маңызды сұлбасы

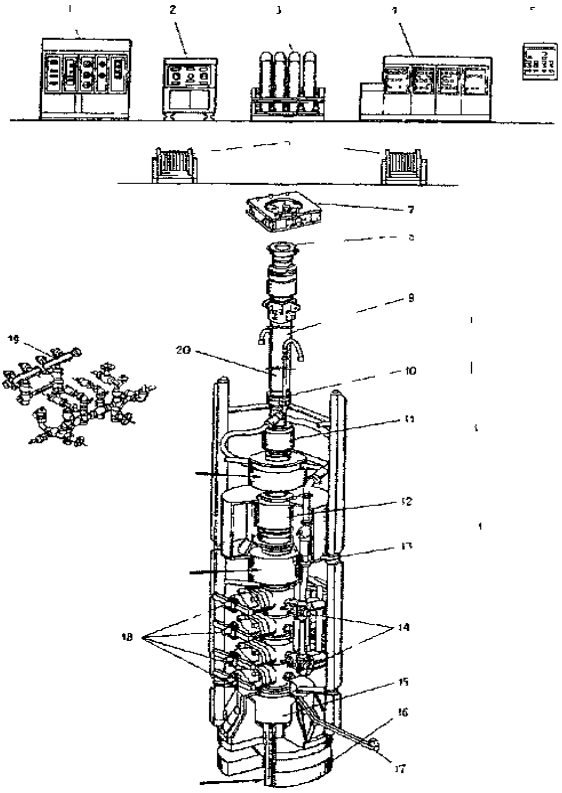
2.9.3. Суасты сағалық құрылғысының бірблокты кешені

2.24-суретте көпбағаналы терең ұңғымаларды бұрғылауды қамтамасыз ететін «Камерон» (АҚШ) фирмасының ССЖ-ның бірблокты конструкциясы келтірілген.

Жұмыс қысымы 70 МПа және 476,24 мм диаметрі бар өтпелі тесігі бар превенторла блогын ауыстырусыз жоғары пластылы қысымды ұңғымаларды бұрғылауға мүмкіндік береді.

V-II типті превентор V типті превенторлердің конструкциясынан өзгешелігі оның қалпағының қысқа жолды болуы. Оның конструкциясына гидрокерілгіш қалпақ болттары енгізілген. Жаңа конструкцияда қалпақтардың тығыздалуы қолданылған.

Превенторда превенторлар блогына қосымша превенторлардың қосылуына жол бермейтін универсалды плашкалар қолданылады, өйткені плашка констукциялары 60,3-ден 193,7 мм-ге дейінгі құбыр бағаналарын жабылуларын қамтамасыз етеді.



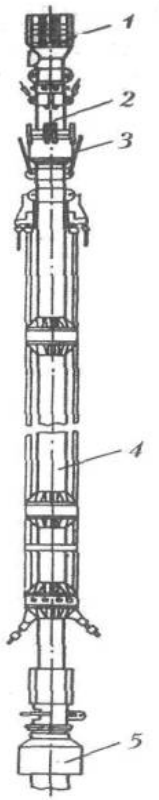
2.24-сурет. Бірблокты суасты сағалық кешені
1 – бұрғылаушы пульті, 2 – штуцерлі манифольд басқару пульті, 3 – аккумуляторлық құрылғы, 5 – гидравликалық күштік құрылғы, 6 – шлангтік барабандар, 7 – гидравликалық спайдер, 8 – теңіз стоягының жоғарғы қосылуы, 9 – телескопикалық компенсатор, 10 – қосылу, 11 – бұрыштық компенсатор, 12 – теңіз стоягының төменгі түйіні, 13 – бағыттаушылар, 14 – су асты ысырмалары, 15 – цанговты муфта, 16 – тіректі тақта (фундаменталды), 17 – акустикалық датчик, 18 – превенторлар, 19 – штуцерлі манифольд, 20 – теңіз стоягы

Конструкцияға 177,8 мм дейінгі диаметрдегі УБТ кесетін және 339,7 мм-ге дейінгі құбырлар мен бұрғылаушы құбыр құлыптарын кесетін аса өткір плашка қосылған.

Диаметрі 476, 24 мм 70 МПа қалыпты қысымды ұстап тұра алатын D18 % – 10000 типті саңылауы бар әмбебап превенторы.Превентордың тығыздағышы, осы фирманың мәліметі бойынша, диаметрі 127 мм трубада 365 жабуды 70 МПа қысымда қамтамасыз етеді.

Теңіз тұрағы (2.25-сурет).

Теңіз тұрағы жалпы суасты саға қондырғысының негізгі және жауапты бөлшегінің бірі болып саналады. Бұрғылау жұмыстары кезінде теңіз тұрағы өте күрделі жағдайларда пайдаланылады. Тәжірибеде белгілі, мұндай жұмыс жағдайында пайдалану бірнеше жеке тармақтардың бұзылуына әкеледі.



2.25-сурет.Теңіз тұрағы

Теңіз тұрағының бұзылу себептері, ол – күрделі теңіз жағдайлары ұзақ уақыт әсер етуі, үлкен тығыздықты бұрғылау ерітінділерін қолдану, қосылулардың сенімді емес тармақтарын қолданудың дұрыс жұмысын бақыламау, т.с.с.

Жетістіктің маңызды факторлары

Бұрғылау жұмыстарын қауіпсіз және тиімді өткізілуіне бірқатар ұсыныстарды көрсетуге болады. Оларды бұрғылауға дейін, бұрғылау кезінде ұстанған жөн:

– Ұңғыны жобалау кезеңі үлкен сақтықпен жүзеге асырылуы қажет. Барлық мәліметтер зерттеліп, ұңғы құрылыс орны мен мұнара түріне байланысты ерекше шектеулермен жобалануы тиіс;

– Жобалау процессінде барлық мүдделі билік органдарымен байланыс орнату қажет. Олардан рұқсат беру қағаздары алдын ала берілуі жөн;

– Бұрғылау мұнараларында тиісті қызметтердің және мердігерлік ұйымдардың қауіпсіздікпен қамтамасыз ету жүйесі болуы тиіс;

– Жұмыстарды ұйымдастыру кезінде қауіпсіздікпен қамтамасыз ету жүйесі ескерілуі қажет;

– Бұрғылау мұнарасы мен қызметтерде профилактикалық жөндеу мен барлық қондырғыларды бақылау жүйелері болуы керек;

– Қарапайым және төтенше жұмыстарды жүргізуге арналған жақсы жабдықтау жүйесі болуы қажет;

– Айқын есеп беру жүйесі болуы тиіс;

– Жақсы байланыс жүйесі орнатылуы қажет;

– Қызметшілердің жұмысқа сәйкес керекті дағдысы мен талап етілетін дайындықтары/квалификациясы болуы керек;

– Қызметшілер жұмыстың ең жақсы орындалуына ұмтылуы тиіс.

Бұрғылау тәжірибеге негізделген. Оқу құралдары жұмыс басында пайдалы болуы мүмкін. Бірақ бұрғылау процесінің барлық қиындылықтарын түсінуге әр жақты практикалық тәжірибе мен жақсы теориялық дайындық қажет [12].

2.10. Денсаулық сақтау, қоршаған ортаны қорғау, қауіпсіздікпен қамтамасыздандыру шаралары

Бұрғылау мұнаралары қауіпсіздікке тәуекелмен байланысты болады: ауыр механизмдердің қолданылуы, үлкен қондырғыларды қолмен басқару, қиын өндіріс жағадайлары. Жоғары аталған сұрақтарға көңілдің ерекше бөлінуі, жұмыс кезінде мейлінше көп бақылауға алынды. Қауіпсіздікті қадағалау жүйесі бұрғылаудың ажырамас бөлігі бола бастады, ал қоршаған ортаны қорғау шараларының деңгейі тұрақты түрде жоғарылауда.

Бұрғылау жұмыстарының негізгі қалдықтары бұрғылау ерітіндісі мен ұсақталған тау жынысы (шлам) болып табылады. Шламды, әдетте, борттың сыртына, немесе құрлықтағы бұрғылау кезінде, үлкен шұңқырға тастайды.

Операторлар қалдықтардың азаюына немесе химреагенттердің улылығын төмендеуіне назарларын аудартады. Оған шламды сол жерде өндеуге, түп маңынан шламды жоюға арналған жабдықтар, бұрғыланған жыныстарды уатуға орталық қондырғылар, экологиялық зиянсыз ерітінділер өз үлесін қосады. Қоршаған ортаға зиян келтіретін пайдаланған ерітінділер, әдетте қондырғыға жіберіліп, қайта өндіріледі.

Экологиялық міндеттер құрылыс мекеніне байланысты өзгереді. Мысалы, тұз ерітінділері шельфтерді бұрғылауда ешбір проблема туғызбаса, бірақ егер бұрғылау күріш далаларының маңында жүргізілсе, экологиялық мәселені көтереді. Сондықтан бұрғылау ерітіндісінің дұрыс түрін таңдау үшін құрылысқа дейін экологиялық жағдайды зерттеу қажет.

Көп жағдайда бұрғылау тиімділігі сәйкесінше бұрғылау ерітінділерінің зиянды түрлерінен артады. Басқа жағынан, бұрғылаудың жоғары тиімділігі қалдықтарды азайтады. Орталық қондырғыда бұрғыланған жыныстарды уату қанағатты болуы мүмкін, бірақ оларды жағаға тасымалдау қызметшілердің қауіпсіздік тәуекелін арттырады.

Бұл сұрақтар әрдайым күрделі болғанымен, әрқашан қосымша шығындармен байланыспайды. Операторлардың экологиялық проблемаларға назарының артуы үлкен прогреске жетті, ал мұнай өнеркәсібінің қоршаған ортаға қауіпті деген мәселесі қазіргі кезде көп жағдайда өзекті емес.

Бақылау сұрақтары

1. Теңізде бұрғылаудың ерекшелігі неде?
2. Теңізде бұрғылаудың қандай түрлері бар?
3. Бұрғылау әдісінің өнімділігін қандай көрсеткіш арқылы бағалауға болады?
4. Теңіздегі бұрғылауға қандай талаптар қойылады?
5. Геологиялық ақпараттылық бұрғылау әдісін қалай анықтайды?
6. Ұңғылардың тармақталуы не мақсатпен жүргізіледі?
7. Бұрғылау кезінде ұңғы сағасын орнластырудың қандай әдістері қолданылады?
8. Ұңғылардың тармақталу сызбасын тиімді түрін таңдау неге байланысты?
9. Ұңғыларды тармақтап орналастыру кемшіліктеріне не жатады?
10. Теңізде бұрғылау ерекшеліктері неде ?
11. Теңізде қандай бұрғылау түрлері кездеседі?
12. ССҚ не үшін тағайындалған?
13. ССҚ-ның қандай түрлерін білесіз?
14. Бірблокты ССҚ-ның ерекшелігі неде?
15. Бірблокты ССҚ-ны қандай тереңдікте қолданады?
16. Теңіз тұрағы деген не?

3. ТАБИҒИ КӨМІРСУТЕКТІ ШЕЛЬФ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ

3.1. Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеру

Мұнайбергіштікті арттырудың екіншілік және үшіншілік әдістерін енгізгенге дейін мұнайды өндіру қабаттың табиғи энергиясы мен оны қанықтыратын флюидтер есебінен жүргізілді. Сұйық пен газдың ұңғыға табиғи (немесе «алғашқы режим» деп те аталатын) ағылу режимі келесі жағдайлармен жүзеге асырылады:

– серпімділік күші әсерінен (фильтрацияның серпімді және серпімді суарынды режимдері деп аталатын);

– мұнайда алғашқы еріген газдың бөлінуі мен ұлғаюы әсерінен (еріген газ режимі);

– қабаттың газға қаныққан бөлігінде газдың ұлғаюы (газ шапкасы режимі);

– ауырлық күшінің әсері (гравитациялық режим);

– коллектор жыныстарына тым артқан тиімді кернеудің әсерінен, жыныс қаңқасының беріктігінің біртіндеп жоғалуы кезінде, коллекторлы жыныстардың тығыздалуы.

Серпімді режим кен орынын пайдаланудың бастапқы кезеңдерінде толық шыға бастайды. Фильтрацияның серпімді режимі кезінде мұнайдың қабаттан ұңғыға қозғалуы, өнімді қабатты қанықтыратын, мұнай мен судың сығымдылық қасиеттерімен байланысты болады. Қабат қысымының түсуі кезінде, флюидтер көлемінің ұлғаюына және кеуекті кеңістік көлемінінің азаюына әкеліп соғады. Таза серпімді режим кезінде қабаттың мұнайбергіштігі, әдетте 1-2 %-дан аспайды.

Мұнай қабатының айналасында суға қаныққан аймақтың орналасуы, нұсқа сыртындағы судың (яғни, мұнайлылықтың ішкі нұсқасының сыртындағы сулар) және сулы қабаттың серпімді қасиеттері қолданылатын, серпімді режимнен серпімді суарынды режимге өтуге мүмкіндік береді. Өз кезегінде бұл режим қатаң суарынды режимге ауысуы мүмкін. Бұл кезде ұңғыдан алынатын өнім (мұнай, газ, су) көлемі нұсқа сыртындағы сумен толтырылады. Осының арқасында кеніштегі қабат қысымы бірқалыпты деңгейде тұрады да, мұнай өндірудің тиімділігін арттырады. Фильтрацияның серпімді және қатаң суарынды режимдері қабатта мұнайдың 35-тен 75 %-ына дейін алуға мүмкіндік береді [5].

Қабат қысымының қанығу қысымынан төмен азаюы кезінде, мұнайдан еріген газдың бөлінуі басталады. Қысымның бұдан ары төмендеуі кезінде газ көпіршіктері ұлғайып, кеуекті ортадан мұнайды ығыстырады. Бұл процесс мұнайда еріген газдың көп мөлшерде мұнайдың ұңғыға ағылуын әкеліп, оны өндіруді қамтамасыз ететіндіктен, еріген газ режимі деген атқа ие. Еріген газ режимі стратификацияланған қабаттарда немесе тік бағыттағы өткізгіштігі төмен қабаттарда ұзағырақ өмір сүреді. Бұл жағдайда мұнай мен газдың тығыздықтарының айырмашылығынан, газдың салыстырмалы жылдам сегрегациясын сақтап қалады. Кейбір жағдайларда газдың «қалқуы» *екіншілік газ шапкасының* түзілуіне әкелуі мүмкін. Әдеттегідей, еріген газ режимі тиімділігі ең төмен фильтрация режимінің бірі болып табылып, 5-тен 25 %-ға дейін қабат мұнайын игеруге мүмкіндік береді.

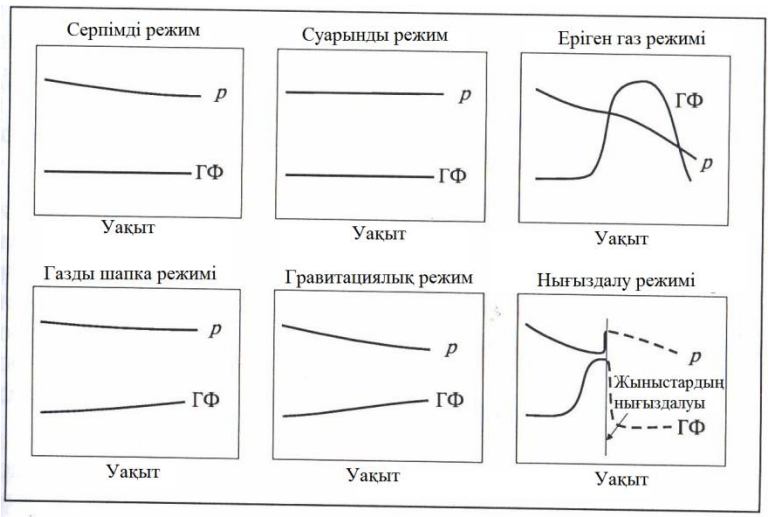
Кеніште газ шапкасы (яғни, қабаттың мұнайға қаныққан бөлігінің үстінде газдың жиналуы) бар болса, мұнай өндіру негізінен *газ шапкасы* мен *газарынды* режим есебінен жүзеге асады. Газдың жоғары сығылғыштығы мен газға қаныққан қабат бөлігінің айтарлықтай көлемі тиімді, әрі ұзақ өндіруді қамтамасыз етеді: қабатта жатқан мұнайдың 40 %-ға дейін газарынды режимі кезінде өндіріледі.

Қуаты үлкен мұнай шоғырлары мен құлау бұрышы үлкен мұнайлы қабаттарда мұнай қорының айтарлықтай бөлігі *гравитациялық күштер* есебінен өндірілуі мүмкін. Жекелеген жағдайларда фильтрацияның гравитациялық режимі ерекше жоғары көрсеткіштерге қол жеткізуге мүмкіндік береді.

Коллекторлы жыныстардың қайтадан тығыздалу үрдісі мұнай мен газдың сарқылуы режимі кезінде, немесе жынысқа түсетін тиімді күш айтарлықтай болса, (яғни, таудың қысымы мен оған қарсы әсер ететін қабат қысымы арасындағы айырма) қабаттың беріктік шегінен асуы мүмкін, оның нығыздалуы немесе біртіндеп бұзылуы мүмкін. Бұл, өз кезегінде, қабат немесе кеніштің кеуектілік көлемінің тез арада немесе біртіндеп қысқаруына соқтыруы ғажап емес. Бірінші жағдайда айтылғандай кеуектілік көлемінің қысқаруы Жердің беткі бөлігінің отыруымен жалғасуы мүмкін (Калифорниядағы Уилмингтон кен орны, Венесуэладағы М-6 жер телімі). Шельфті кен орындарын игеру жағдайында теңіз түбінің шөгуі, әсіресе, кен орынының эпицентрінде байқалатын

теңіздің тереңдеуіне, ал ол теңіз платформасының батуына әкеледі (норвегиялық континенталды шельфіндегі Экофиск кен орны). Кеуекті кеңістіктің күрт азаюы кезінде кеніштің игерілуі, әлсіз жер сілкінісіне ұқсайтын, кішігірім дүмпулермен бірге жүруі мүмкін. Айтарлықтай жер сілкінісі игерудің әсерінен кен орны аймағындағы геодинамикалық жағдайдың бұзылуы кезінде туындауы мүмкін (Татарстандағы Ромашкинское, Баку қаласы аймағындағы Старогрозненское, Орта Азияның Ферғана жазығындағы кішігірім кенді орындар). Игеру үстінде пайда болған анағұрлым ірі жер сілкінісіне, мамандар 1974 ж. Өзбекстандағы Газли кен орнында болған жер сілкінісін жатқызады.

Ереже бойынша, табиғи көмірсутекті кен орындарын игеру бірнеше фильтрация режимдерінің пайда болуымен жүзеге асады. Сонымен қатар, өндіру үрдісін нақты баяндау үшін және соңғы игеру көрсеткіштерін бағалау үшін бір немесе бірнеше негізгі фильтрация режимін бекіту керек. 2.6-суретте әртүрлі режим туындағанда, қабат қысымы *p* мен газды фактордың (ГФ) қалай өзгеретіні көрсетілген.



3.1-сурет. Әртүрлі фильтрация режимдері кезіндегі газды фактор мен қабат қысымының (*p)* динамикасы

Игерудің жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізу мақсатында (жоғары экономикалық тиімділік, жоғары мұнай бергіштік, аз уақытта пайдалану және т.б.) *екіншілік* және *үшіншілік* мұнай өндіру, кейде, *мұнай бергіштікті арттыру тәсілдері*(МАТ) деп те аталатын әдістер қолданылады. Ереже бойынша, МАТ, қабатқа су қоюлатқыштар (полимерлер), беттік белсенді қоспалар (ББҚ) сияқты су мен әртүрлі белсенді заттардың қоспасы, сонымен бірге, ауа, көмірқышқылды еріткіштер, қабаттық газ және т.б. жұмыстық агенттерді айдауға негізделген. Екіншілік және үшіншілік әдістердің арасындағы айырмашылық оларды қолдану уақытында жатыр: екіншілік әдісті игерудің басынан бастап, ал үшіншілік әдіс мұнайдың айтарлықтай қоры игеріліп болғанда қолданылады.

Игерудің екіншілік және үшіншілік әдістердің қолданылуы келесі мақсаттарды көздейді:

– Қабат қысымын ұстап тұру. Қабатқа жеткілікті су мен газ мөлшерін айдағанда, игерудің жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізуге қажетті қабат қысымын бір деңгейде (мысалы, мұнайдың газға қанығу қысымынан бірнеше есе артық деңгейде) ұстап тұра алады;

– Мұнайды ығыстырудың жоғары деңгейі үшін. Қабатқа жіберілетін кейбір агенттер (еріткіштер, ББҚ және т.б.) қалған мұнайқанықтылықтың азюына әкеліп, мұнайды ығыстыру дәрежесінің артуына мүмкіндік туғызады;

– Мұнайды ығыстыру үрдісімен қабатты қамту көлемін арттыру. Полимерлі ерітінді айдау, су мен газды кезекпен айдау, (пена) көбік айдау, қабатқа жылу беру (ыстық су мен бу айдау) немесе қабатішілік жылу генерациясы (қабатішілік жану) сияқты технологиялар қабатта фильтрацияланатын мұнай мен су немесе мұнай мен газдың қозғалмалы байланысын жақсартуды мақсат етіп, ығыстыру үрдісімен қабатты қамтуды арттырады.

Игерудің дәстүрлі әдістері, әдетте, қабаттағы алғашқы мұнай қорының 45 %-нан артық өндіруге мүмкіндік бермейді. Осылайша, қордың үлкен бөлігі алынбай қалады. Алынбаған қордың мөлшері кен орнының құрылым ерекшеліктеріне, оның орналасуына, игеру стратегиясына және қолданылатын игеру әдістеріне байланысты, және айтарлықтай дәрежеде игерудің рентабельділік (тиімділік) деңгейімен немесе экономикасымен анықталады.

Мұнайбергіштікті арттыру әдістерін қолданудың мақсаты, жалпы айтқанда, мұнайды ығыстыру үрдісімен, қабатты қамту есебінен және қабаттан мұнайды ығыстырудың дәрежесін өсіру есебінен арттыратын, дәстүрлі әдістермен салыстырғанда экономикалық жағынан тиімді игерілетін қордың мөлшерінің өсуі болып табылады.

Өндірудің көптеген классификациялары, түрлі анықтау технологиялары мен әдістері бар. Бұл әсіресе мұнайбергіштікті арттыру тәсілдеріне (МАТ) байланысты. Төменде Норвегияның мұнай директораты берген мәліметтер негізінде, әдістердің классификациясын анықтайтын МАТ-тың анықтамасы келтірілген:

> МАТ термині, қазіргі уақытта қолданылатын дәстүрлі мұнай алу технологиясымен салыстырғанда, алынатын қорды барынша арттыруға мүмкіндік беретін өндіру технологияларына қатысты қолданылады

МАТ-тың сипаттамаларына, дәстүрлі су мен көмірсутек газынан бөлек, қабатқа агенттерді айдау мен тәжірибелі-кәсіптік жұмыстарды өткізу болып табылады.

Мұнайбергіштікті арттыру тәсілдері келесі мұнай өндіру технологияларынан тұрады (бірақ осылармен шектелмейді):

– мұнай мен газдың алмасып немесе кезектесіп айдалуы;

– физика-химиялық МАТ (полимерлер, ББҚ, гельдер, көбік айдау, т.б.)

– көмірсутектерден басқа газдарды (мысалы, көмірқышқыл газы, азот, түтінді газдар ж.т.б.) айдау;

– микробиологиялық әдістермен арттыру;

– термиялық әдістері.

Соңғы екі онжылдықта МАТ терминімен қатар, барлық мұнай өндірудің тиімді, белгілі әдістері мен технологияларын біріктіретін, *мұнайбергіштіктің жетілдірілген әдістері* атты тағы бір термин қолданыла бастады. Норвегия мұнай директоратының анықтамасына сәйкес:

> *Мұнайбергіштіктің жетілдірілген әдістері* термині, белгілі бір уақытта мұнайды өндірудің дәстүрлі технологиялармен салыстырғанда, жоғарырақ мұнайбергіштік көрсететін барлық әдістерді біріктіреді

Мысалы, жоғары мұнайбергіштікке, кенішті сапалы игеруді басқару мен бақылау нәтижесінде, дәстүрлі игеру технологияларын тиімді үйлестіру, шығындарды азайту арқылы, сонымен қатар мұнайбергіштікті арттыру әдістерін қолдану арқылы қол жеткізуге болады [5].

Әдетте, қолданыстағы мұнайбергіштіктің жетілдірілген әдістері келесі технологиялардан тұрады және бұлармен шектелмейді:

– мұнай мен газ айдау;

– кенішті қосымша бұрғылау;

– жұқа қабатшалар мен мұнайы алынбаған қабат «қалталарынан» мұнай алу үшін көлденең ұңғылардың бұрғылануы;

– қабаттың алыс аудандарынан мұнайды өндіру мақсатында, терең ұңғыларды бұрғылау (үлкен созылымды) (бұл технология, әдетте, шельфті кен орындарын игергенде немесе жаңа бұрғылау алаңын орнатылуы көп уақыттық және заттай шығындардың салдарынан ақталмаған кезде қолданылады);

– мұнай, су, газды жинау мен дайындау жүйесінің жетілдірілуі;

– өндіру ұңғыларында сағалық қысымды азайту;

– ұңғыларды аяқтаудың мықты стратегиясын қолдану.

МАТ-ты қолдану объектілері:

– алғашқы және екіншілік игеру әдістерін қолданғаннан кейін, қабатта қалатын мұнай қоры;

– өндіруі қиынға соғатын мұнай қоры (ауыр және тұтқыр мұнай, өткізгіштігі нашар қабаттар, құрылымы күрделі геологиялық кеніштер, т.б.)

Екі жағдайда да МАТ қолдану объектілері экономикалық жағынан ұтымды шығарылатын мұнай қоры болып табылады. Бұл дегеніміз, МАТ арқылы өндірілген мұнай мөлшері, экономикалық жағдайға, саясаттық ақуалға, технологиялық деңгей сияқты кейбір шарттарға байланысты болады және бастапқы геологиялық мұнай қоры сияқты, өзгермейтін шамадан тұрмайды.

3.2. Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі

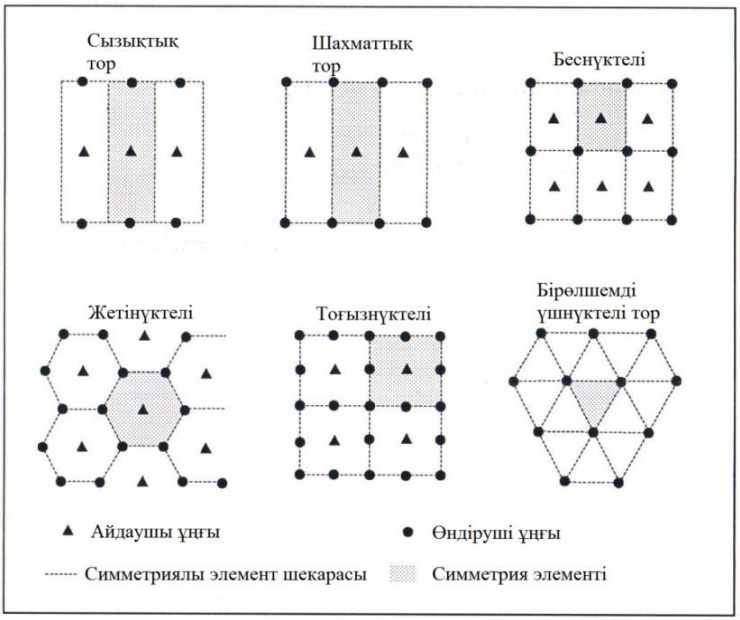
Көмірсутектерді өндіру үшін ұңғыларды орналастырудың әртүрлі жүйесі бар. Мұнай кен орындарын игергенде келесі орналастыру жүйелері немесе *ұңғы торлары* жиі қолданылады:

– сызықтық;

– шахматтық;
– беснүктелі;
– жетінүктелі;
– тоғызнүктелі;
– біркелкі немесе үш/төртнүктелі;
– перифериялық.

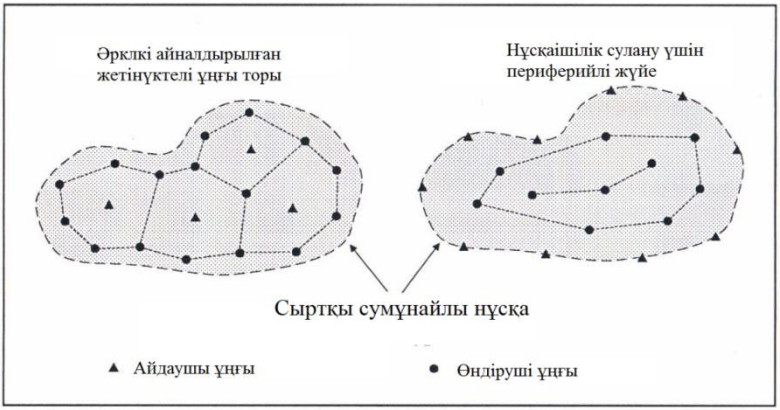
Ұңғыларды біркелкі және әркелкі орналастыру жүйелері

Ұңғыларды біркелкі орналастыру жүйесі аумағы жағынан үлкен және мұнай мен газ кен орнының фильтрациялық қасиеті жағынан салыстырмалы біртекті және әртекті жағдайда қолданылады. Кейбір сондай ұңғыларды орналастыру жүйелері 3.2-суретте бейнеленген.



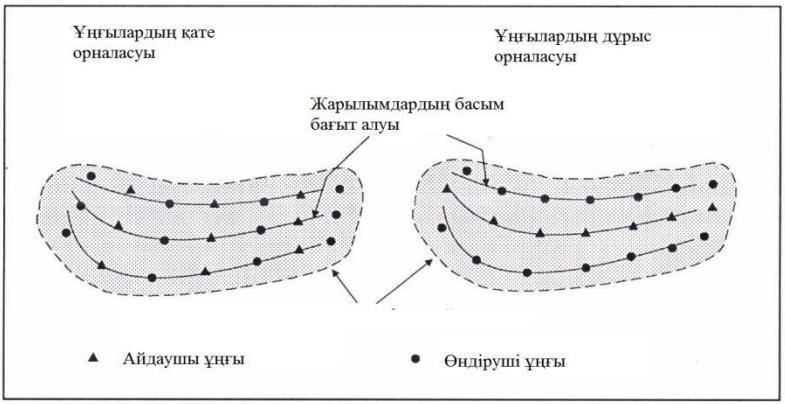
3.2-сурет. Ұңғыларды біркелкі орналастырудың жүйелері

Тәжірибеде бұл орналастыру жүйелері ұңғылардың әркелкі немесе таңдамалы орналасу жүйелерінің прототиптері (түп нұсқасы) ретінде жиі қолданылады (3.3-сурет).



3.3-сурет. Ұңғыны әркелкі орналастыру жүйесінің мысалдары

Ұңғыларды орналастырудың тұрақсыз жүйесі, фильтрациялық-сыйымдылық қасиеті бойынша, әртекті өнімді жыныстары бар кеніштерді игеруге қолданылады. Жарылымды қабат жағдайында жарылымдардың бағыттары, 3.4-суретте көрсетілгендей, ұңғыны аймаққа орнату кезінде ескерілуі керек.



3.4-сурет. Жарылымды мұнай қабаттын игеру кезіндегі ұңғыларды бұрыс орналастыру жүйесінің мысалдары

Егер кейбір себептермен (стратиграфиялық немесе структуралық бұзылу, әртекті коллектор және т.б.) ұңғының орналастырылуы нақты жүйемен анықталмаса, онда таңдамалы деп аталатын жүйені қолдануға болады.

Кез келген ұңғыны орналастыру жүйесін келесі параметрлермен сипаттауға болады:

– ұңғылар торының тығыздығы. S_p параметрі – қабат ауданының жалпы айдау және пайдалану ұңғылар санына қатынасы, яғни: $S_p = A/n$;

– бір ұңғыға келетін, мұнайдың өндірілетін қорымен N_r анықталатын параметр S_K: $S_K = N_r / n$;

– айдау ұңғыларының өндіруші ұңғылар санына қатынасының параметрі $w = n_i / n_p$.

Бұл параметрлер (көрсеткіштер), әдетте, кен орнын игеруді жобалау сатысында қолданылып, игеру жүйесінің сапасын бағалауға мүмкіндік береді.

Сонымен қатар, тағы басқа кен орнын игеру жүйесін сипаттайтын, мысалы, ұңғылар арасындағы орташа қашықтық, айдаушы және өндіруші ұңғылар қатары арасындағы қашықтық және қатардағы ұңғылардың өзара арақашықтығы, резервтегі ұңғылар санының ұңғылардың жалпы қорына қатынасы сияқты, басқа да көрсеткіштер бар.

Ұңғылар торының тығыздығы – S_p көрсеткіштерінің мәні кен орнындағы қабат пен оны қанықтыратын флюидтердің сипаттамасына, кен орнының орналасуына, экономикалық шарттарға, саяси ахуалдарға, т.б. байланысты айтарлықтай деңгейде өзгеріп отырады. 3.1-кесте S_p көрсеткіштерінің кейбір сипатты мәндерінен тұрады.

3.1-кесте

S_p- көрсеткіштеріне тән мағыналар мен соған сәйкес ұңғылар арасындағы арақашықтықтың мәні

Қабаттың сипаттамасы				
S_p=10⁴м²/ұңғы	Ауыр мұнай	Төмен өткізгіштік, K<50мD	Жоғары өткізгіштік, жеңіл мұнай	Жоғары өткізгіштік, жарылымды жыныс
	1-2	10	20-30	100
Ұңғылар арасындағы арақашықтық	100-150	300	400-700	1000

Норвегиялық континентальді шельфтегі кен орындар үшін S_p көрсеткіштерінің орташа мәні, ұңғылар арасындағы арақашықтық 600 м-ге жуық болғанда, шамамен 36 га/ұңғы құрайды.

Сонымен бірге, S_K көрсеткіштері, игеру жағдайына байланысты, бір ұңғыға он мыңнан миллиондаған текшеметр мұнайға дейін өзгереді.

w көрсеткішінің мәніне байланысты ұңғыларды орналастыру жүйелері интенсивті

(*w*-1) және орташа интенсивті (*w*-0,5) болып классификацияланады. 3.2-кесте кейбір орналасу жүйелері үшін *w* көрсеткіштерінің мәндері.

3.2-кесте

Кейбір ұңғылардың орналастыру жүйелерінің *w* көрсеткіштерінің мәндері

Ұңғылардың орналасу жүйелері				
Сызықтық	Шахматтық	Беснүктелі	Жетінүктелі	Тоғызнүктелі
1	1	1	0,5	0

Ұңғыларды орналастырудың қарқынды жүйелері, әдетте, өткізгіштігі нашар әртекті қабаттарды игеру үшін қолданылады. Бұл су айдау мен сұйықты (мұнай мен газ) кеніштен өндірудің, салыстырмалы, жоғары деңгейін ұстап тұруға мүмкіндік береді. Қарқынды жүйелердің кейбірі, қажетті жағдайда сәл өзгеруі мүмкін. Мысалы, сызықтық және шахматтық ұңғы торлары, жоғары игеру нәтижесін көрсету үшін, әр қатарда әртүрлі мөлшердегі ұңғы санын орната алады. Екінші жағынан, бес, жеті және тоғызнүктелі жүйелер екіншілік және үшіншілік өндіру әдістерін кеніш аймағында бірқалыпты қолдануға мүмкіндік береді. Бұл жағдай, әсіресе, әртектілігі жоғары қабаттарда маңызды. Бұл жүйелердің басқа артықшылықтары, олардың конверсиясының мүмкіндіктерімен сипатталады. Мысалы, беснүктелі жүйе, өз кезегінде бүйірлік төрт өндіру ұңғысын бұрғылау арқылы тоғызнүктелі жүйеге, ал соларды қайтадан тоқтату арқылы, беснүктелі жүйеге оңай айнала алады [7].

3.3. Ығыстыру үрдісімен қабатты қамтудың тиімділігін бағалау

Игерудің маңызды сипаттамасының бірі, ығыстыру үрдісімен қабатты қамту коэффициенті, қысқаша, *қамту коэффициенті* – E_A,игеруге белсенді қатысатын кеніш көлемімен анықталады. Осыған байланысты Уиллхайт ерекше анықтама енгізген: қамту коэффициенті деп, мұнай қалдық қанығуға дейін өндірілген барлық кеніш ауданының бөлігі деген. Кез келген жағдайда қамту коэффициенті E_A тұрақты шама емес, яғни ол уақытқа байланысты өзгеруі мүмкін, және айтарлықтай деңгейде ұңғыны орналастыруына тәуелді екенін айта кеткен жөн. Оның мәні, пайдаланудың алғашқы кезеңінде, ұңғыларды орналастыру жүйесінің сапасын көрсетеді.

Мұнайды өндіру үрдісін стохастикалық үлгілеу (модельдеу) нәтижелеріне сәйкес, қабатты қамту коэффициенті ұңғылар арасындағы арақашықтыққа L байланысты болады:

$$d_f = D \cdot C, \tag{3.1}$$

мұндағы d_f – *фрактальді өлшемділік*;

D = 1, 2, 3 сызықтық, екі, үш өлшемді сұйық ағындары үшін;

C – ұңғының орналасуы және қабат пен оны қанықтыратын флюидтердің қасиеттеріне тәуелді тұрақты.

Сандық эксперименттер келесідей *фрактальді өлшемділіктерді* d_f көрсетеді: сызықтық суландыру: $d_f = 1{,}11 \pm 0{,}05$;

аудандық суландыру: $d_f = 1.70 \pm 0{,}05$;

беснүктелі жүйе: $d_f = 1.61 \pm 0{,}05$.

Осы нәтижелерді назарға ала отырып, сызықтық және аудандық суландыру жағдайларын келесідей теңдеуге келтіруге болады:

$$E_{A,Lin} \propto C \cdot L^{0.11}; \tag{3.2}$$

$$E_{A,Areal} \propto C \cdot L^{-0.5}. \tag{3.3}$$

(3.2) қатынасы, мұнайды сумен түзусызықты бірөлшемді ығыстыру кезінде (мысалы, ығыстыру үрдісін кернде зерттеу кезінде) қамтудың тиімділігі ұңғыаралық арақашықтықтың (кернде мұнайды сумен ығыстыру кезіндегі үлгі ұзындықтары) үлкеюімен

артады дегенді білдіреді. (3.3)-те анықталғандай, аудандық суландыру жағдайында қамту коэффициентінің E_A мәні, ұңғылар арасындағы арақашықтықтың өсуіне байланысты қысқарады.

E_R мұнайбергіштік коэффициенті, қамту коэффициенті E_A мен ығыстыру коэффициентінің E_D жуықтаған туындысы деп, ескерсек:

$$E_R = E_A \cdot E_D, \tag{3.4}$$

мұнайбергіштік коэффициенті, ұңғылар арасындағы арақашықтықтың өсуіне қарай азаяды деген қорытындыға келеміз. Бір жағынан, L-дің үлкен мәні ұңғыға келетін мұнайдың көп қоры барын білдіреді (яғни, S_K көреткішінің үлкенірек мәні). Осы талдау, ұңғылардың арасы қашық болған кезде (ұңғылар торы сирек болғанда), жекелеген ұңғылардан мұнайдың өндірілуінің жоғарылығына қарамастан, қабаттан шығарылған мұнайдың мөлшері салыстырмалы кішігірім болып шығуы мүмкін екенін көрсетеді. Басқа жағдайда, ұңғы торы өте тығыз болғанда, мұнайбергіштік өте жоғары болуы мүмкін, бірақ, жекелеген ұңғылардан мұнай өндіру, бірінші жағдаймен салыстырғанда, айтарлықтай аз болуы мүмкін. Бұл, ұңғыларды орналастыру жүйесі таңдалып, кен орнының жақсырақ игеру көрсеткіштерін қамтамасыз ететін ұңғыаралық арақашықтықтың (немесе ұңғы торының тығыздығының параметрі) оңтайлы мәні бар екенін білдіреді.

Осы мәннің дәл анықталуы қиын, және бұл сандық үлгілеу мен оңтайландыру (оптимизация) пәніне жатады. Алайда, ұңғыларды орналастыру жүйесінің тиімділігін жуықтап бағалауға келесі қарапайым әдістеме қолданылады. Игерудің статистикалық сараптамасына сәйкес, мұнайбергіштіктің ұңғыаралық арақашықтыққа L тәуелділігі келесі түрде жазылады:

$$E_R = E_D \, e^{-bl(\square^2)}, \tag{3.5}$$

мұндағы b – қабат немесе сұйықтықтың қасиетіне және таңдалған ұңғыны орналастыру жүйесіне тәуелді коэффициент.

Меншікті шығарылатын қорды S_K, ұңғылар арасындағы арақашықтық L және мұнайбергіштік E_R арқылы өрнектейміз:

$$S_K \approx aE_R L^2, \tag{3.6}$$

a параметрі, өз кезегінде, келесі түрде есептеледі:

$$a \approx h\phi S_{oi}, \tag{3.7}$$

мұнда, өрнектің оң жағында қабаттың тиімді мұнайқанықтылық қуаты, оның кеуектілігі мен есептеу жүргізілетін қабат бөлігіндегі, бастапқы мұнайқанықтылықтың орташа мәні көрсетілген.

Әрі қарай, мұнайбергіштік коэффициенті мен ұңғыға келетін меншікті мұнай қорын есептей отырып,(3.5), (3.6) қатынастарына сәйкес *L*-дің мәні үшін, екі параметрдің де жоғары мәндері – игерудің ең жақсы көрсеткіштеріне сәйкес екенін ескеріп, S_K-ның E_R-ге тәуелді графигін тұрғызуға болады.

Айта кету керек, екі көрсеткіштер де *оңтайландыру критерийі* ретінде қолданыла алады: мұнайбергіштік мұнай бағасына көбейтіліп, *толық кірісті* береді, ал S_K шамасы мұнай бағасына көбейтіліп, капиталды қаражат пен пайдалану шығындарына бөлініп, *табыс* пен *инвестиция* қатынастарын көрсетеді[5].

Қорытындыда, өзіміз ұңғыаралық арақашықтық пен норвегиялық континентальді шельфті кен орындарының меншікті шығарылатын қорының орташа мәндерінің жуық бағасын береміз. Норвегиялық мұнай директоратының мәліметтері бойынша, 2000 жылға қарай норвег континентальді шельфінің жалпы шығарылатын мұнай қорының шамамен 44 %-ы өндірілуі тиіс. Осы кеніштердің ұңғыларының арасындағы орташа арақашықтығын шамамен 600 м деп анықтап, мұнайды су мен керннен ығыстырушы коэффициент шамамен 0,65 құрайды дей отырып, (3.5) қатынасы арқылы, E_D мен b көрсеткіштерінің келесідей мәндерін алу қиын емес:

$$E_R = 0.65 \cdot exp(-1.08 \cdot 10^{-6} L^2). \tag{3.8}$$

Ұңғыға келетін меншікті мұнай қорының S_K мәні келесідей:

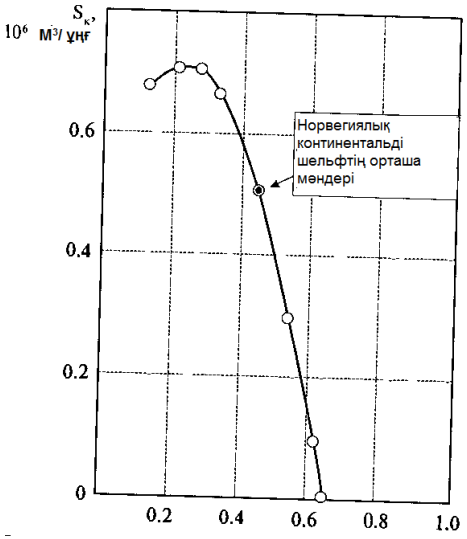
$$S_K = 3.2 \cdot 10^6 E_R L^2 . \tag{3.9}$$

Әртүрлі ұңғыаралық арақашықтық үшін екі көрсеткіштердің есептерінің нәтижелері 3.3-кесте мен 3.5-суретте келтірілген.

3.3-кесте

E_R мен S_K-ның қатынасы

L,м	E_R	S_K, $10^6 м^3/ұңғы$
100	0.64	0.02
200	0.62	0.08
400	0.55	0.28
600	0.44	0.51
800	0.33	0.67
900	0.27	0.7
1000	0.22	0.71
1100	0.18	0.68



3.5-сурет. Өндірілетін меншікті мұнай қорының мұнайбергіштік коэффициентіне тәуелділігі

3.4. Кен орнын игеруді қиындататын факторлар

Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеруді қалай да болса қиындататын және оның тиімділігін төмендететін, көптеген түрлі факторлар бар. Соңғысы газды және газконденсатты кен орындарына қарағанда мұнайлы кен орындарына көбірек қатысты. Сондай факторлардың маңыздылары:

– кеніштің фильтрациялық-сыйымдылық қасиетінің әртектілігі;

– қабаттағы қозғалмалы фильтрацияланатын фазалардың жағымсыз әсері;

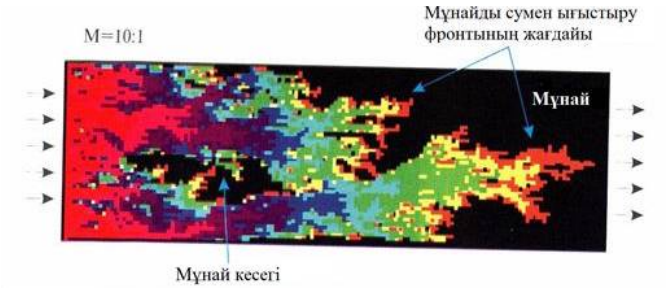
– қабаттың жоғарғы жағында газдың және төменгі жағында судың артық фильтрациялануына әкелетін, фазалардың гравитациялық ажырауы;

– сулы және газды конустардың пайда болуы.

Бірге немесе жекелеп білінетін осы барлық факторлар қабатты төмен макроскопиялық (яғни, кеніштің барлық шетінде байқалатын) қамтуға, сәйкесінше, нашар мұнайбергіштікке әкеледі. Мұнайбергіштікке әсер ететін басқа фактор болып, мұнайды сумен ығыстырудың тиімділігі табылады. Бұл факторды микроскопиялық қамту коэффициенті деп жиі айтады.

Мұнай кесектерінің қалыптасуы

Мұнай кесектерінің қалыптасуы (яғни, мұнай ығыстырылмайтын аймақтар) өткізгіштігі әртекті қабаттан мұнайды сумен және газбен ығыстыру үрдісімен жиі байланысты. Бұл әрекет, ығысушы (мұнай) және ығыстырушы (су, газ) фазалар қозғалысының жағымсыз арақатынасы өте айқын болып, жоғары тұтқырлықты мұнайды ығыстырған жағдайда айтарлықтай ұлғаяды. Өткізгіштігі бойынша қабаттың әртектілігіне байланысты, су өткізгіштігі нашар аймақтарды аралап, қалдық мұнайдан мұнай кесектерінің қалыптасуына әкеледі (3.6-сурет).

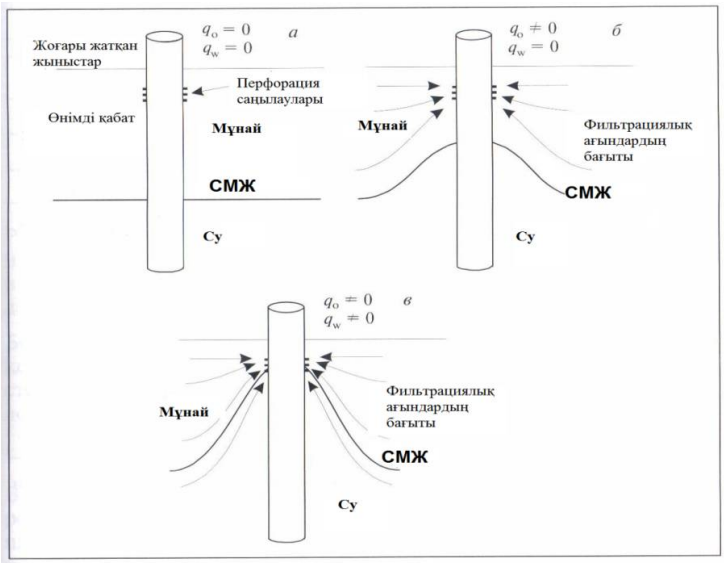


3.6-сурет. Мұнай кесектерінің қалыптасуы: мұнай мен судың арақатынасы 10:1 кезіндегі біртекті коллектордан мұнайды сумен ығыстыру үрдісін стохастикалық моделдеудің нәтижесі

Сулы және газды конустардың қалыптасуы

Статикалық тұрақты жағдайда, яғни ығыстыру үрдісі басталғанға дейін, газ, мұнай және су қабатта өз тығыздықтарына сәйкес орналасады. Еріген газ құрылымның жоғары жағында газ шапкасын түзеп, төменде мұнай мен су орналасады.

Өндіру үрдісінде, өндіруші ұңғылардың түбіне жақын аймақтарда ерекше мәнге ие болатын қысым градиентінің тууына байланысты бұл тұрақтылық бұзылады. Жоғары қысым градиентінің болуы, ұңғыдағы перфорацияланған, яғни, өнім өндірілетін саңылауларға қарай ойысуға фазаларды мәжбүрлей отырып, олардың бөліктерінің (яғни, су-мұнайлы және газ-мұнайлы байланыс/жапсар) шартты шекарасының пішінінің өзгеруіне әкеледі. Белгілі бір деңгейдегі қысым градиентінің өсуімен су мен/немесе газ ұңғыға қарай өтіп кетіп, нәтижесінде мұнай шығымы күрт қысқаруы мүмкін, ал су мен/немесе газ өндірілуі қисапсыз үлкен болуы мүмкін. 3.7-суретте осы сулы конустың қалыптасу үрдісінің көрінісі ретінде қарастыруға болады.

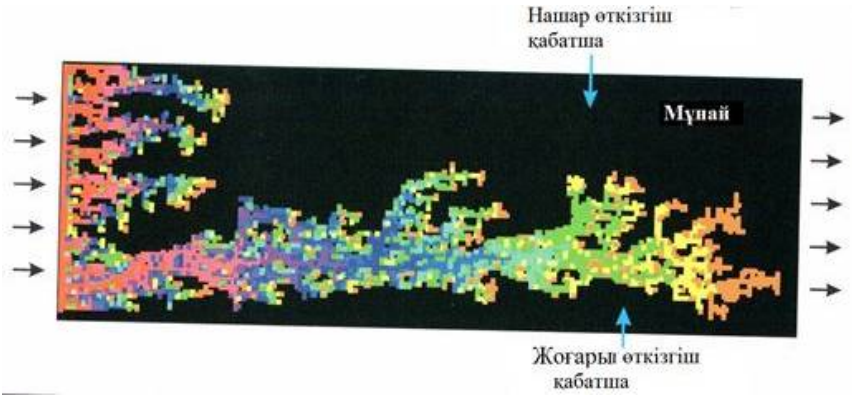


3.7-сурет. Су конусының қалыптасу үрдісі:
а – фазалардың стационарлы орналасуы; б – конустың қалыптасуының бірінші сатысы; в – конустың перфорациялық саңылауларға қарай өтіп кетуі, мұнай мен газды бірге өндіруді бастамасы

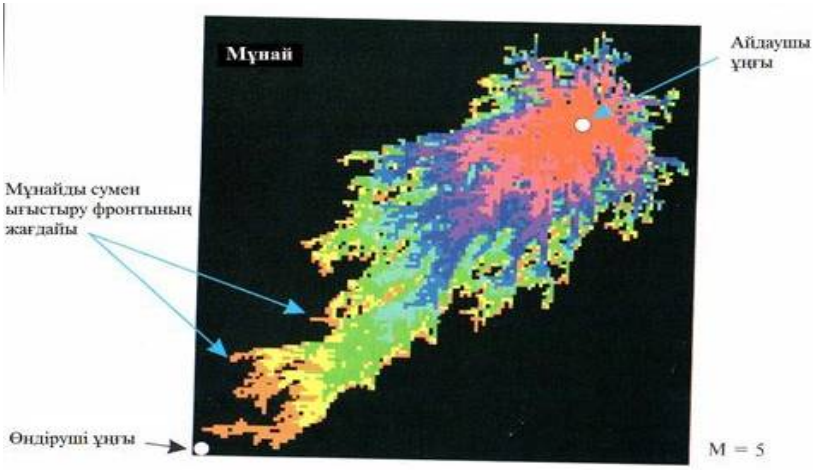
Мұнаймен салыстырғанда су мен газ жақсы қозғалатындықтан, конустың қалыптасуы ығыстыру үрдісінің қабатты қамту ұзақтығын көпке ұзартпай, мұнай өндіру жағдайының нашарлауына әкелуі мүмкін (жоғары газды фактор, өндірілетін өнімнің қатты сулануы, мұнайдың аз шығымы және т.б).

Қабатқа әсер етудің төмен қамту коэффициенті

Жоғарыда айтылғандай, қабаттың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерінің әртектілігі фильтрацияланатын фазалардың тығыздықтарының жағымсыз арақатынастарымен сәйкес келуі, қабатты нашар қамтуға әкеліп, игерудің жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізуге кедергі болады. Көрші қабатшалардың бір-бірінен өткізгіштік мәндері бойынша айқын ажыратылған, қатпарлы қабаттан мұнайдың сумен ығысуын көрсететін 3-суретті, уақыттың әр мезетінде қабаттағы бір өндіруші және бір пайдаланушы ұңғылар арасындағы мұнай мен судың қозғалыстарының жағымсыз арақатынасы кезінде мұнайдың сумен ығысу шекарасының жылжуын көрсететін 3.9-суретте айтылғандардың көрінісі ретінде қарастыруға болады.



3.8-сурет. Қабатшаларының өткізгіштігі әртүрлі, екі қатпарлы қабаттан мұнайды ығыстыру



3.9-сурет. Қозғалыстың қолайсыз жағдайы кезінде ұңғыларды орналастыру жүйесінен мұнайды сумен ығыстыру

3.4.1. Кен орындарында ұңғылардың орналасуы және перфорациялау аралықтарын таңдау

Мұнай кен орындарын игерудің ең жақсы нұсқасы қабаттан максималды мұнай мөлшерін, аз уақыт аралығында минималды ұңғы санымен алуға мүмкіндік беретін нұсқа екені анық. Игерудің өте жақсы көрсеткішін қамтамасыз ететін ұңғыларды кеніш ауданы бойынша тиімді орналастыру – ең қиынның бірі.

Ұңғылардың тиімді саны, олардың өзара орналасуы мен аяқталу сипаты, жалпы айтқанда, әртектілігі келесі жағдайларға байланысты:

– кеніш түріне (мұнайлы, газды, газды шапкасы бар мұнай кеніші);

– қабаттағы мұнай мен газ қорына;

– қабат және оны қанықтыратын мұнай мен газдың қасиеттеріне;

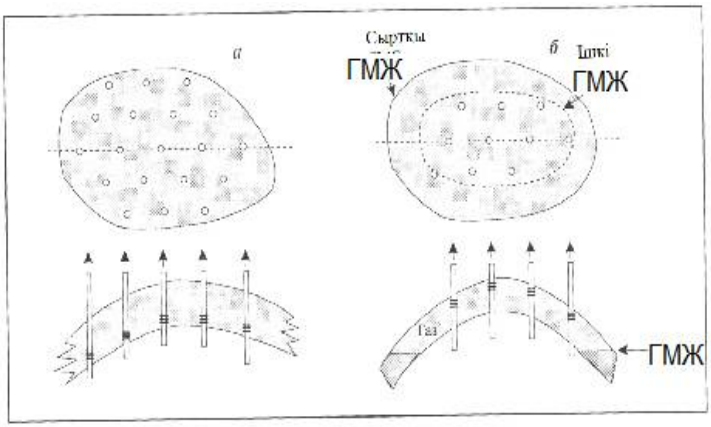
– кеніштің орналасуына (құрлық, шельф, тереңсулы шельф);

– саяси және экономикалық жағдайда.

Ұңғыларды өзара тиімді орналастыру, ұңғылардың жалпы санына, түріне (өндіруші, айдаушы, бақылаушы және т.б.) және ауданда өзара орналасуына, сонымен қатар, қолданылатын мұнай өндіру әдісіне байланысты. Төменде қысқаша сипатталған, жүздеген табиғи көмірсутекті кеніштерді игере жүріп, мамандардың жинақтаған кейбір стандартты ережелері мен амалдары көмектесе алады.

Газды кеніш

Газды кеніш таңбаланған (яғни, басқа коллекторлы жыныстардан оқшауланған) жағдайда орналастыру жүйелерін қолдана отырып, ұңғыларды аудан бойынша бірқалыпты орналастыру керек. Перфорация аралықтарын таңдау, бұл жағдайда игеру көрсеткіштеріне айтарлықтай ықпал жасамайды (3.10, а-сурет).



3.10-сурет. Газды кенішті игергенде ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:

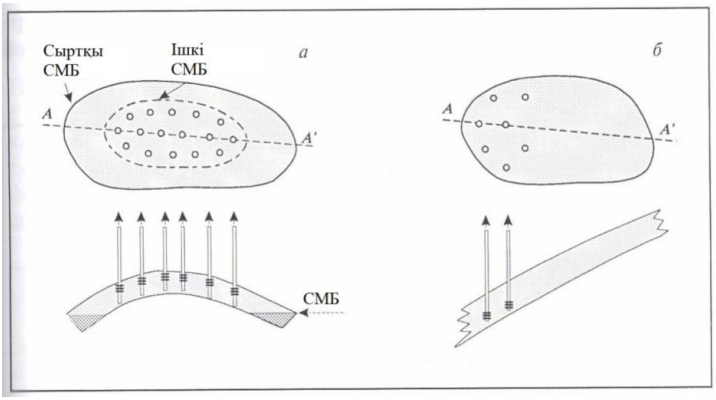
а– таңбаланған газды кеніш. Игеру әдісі – газ шапкасы режимі;
б– су үстінде орналасқан газды кеніш. Игеру әдісі – газ шапкасы мен суарынды біріккен режим

Газды кеніш табан судың үстінде орналасқан жағдайда, перфорация аралығын қолдан келгенше СМЖ-нан қашық, яғни қиманың жоғарғы жағына орналастырған дұрыс (3.10, б-сурет).

Мұнайлы кеніш

Табанында суы бар мұнайлы кеніште ұңғыларды орналастыру жағдайында кеніш пішіні мен (СМБ) су мұнай байланысын ескеру керек. Ұңғыларды былайша орналастыру батареялы деп аталады. Осындай батареялар мен ұңғылардың әрқайсысының саны кен орнын қорының мөлшеріне тәуелді. Сонымен қатар, кеніштің ортаңғы бөлігіне өндіруші (немесе айдаушы) ұңғылардың қиюшы қатар деп аталатын қатарын орналастырған жөн (3.11, а-сурет).

Таңбаланған қабаттардың құлау бұрышы үлкен болған жағдайда, мұнайлы кеніште өндіруші ұңғылар, бірыңғай үш және төртнүктелі торлармен, айтарлықтай аз перфорация аралығымен, құрылымның төменгі жағында орналасады (3.11, *б*-сурет). Ұңғылардың былайша орналасуы келесі себептер көмегімен, пайдаланудың жағымды шартарын қамтамасыз етеді:



3.11-сурет. Мұнайлы кеніште игеру кезіндегі ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:
а – су үстінде орналасқан мұнайлы кеніш. Игеру әдісі – табиғи суарынды режим; б – таңбаланған мұнайлы кеніш. Игеру әдісі – еріген газ және гравитациялық режимдердің бірігуі арқылы

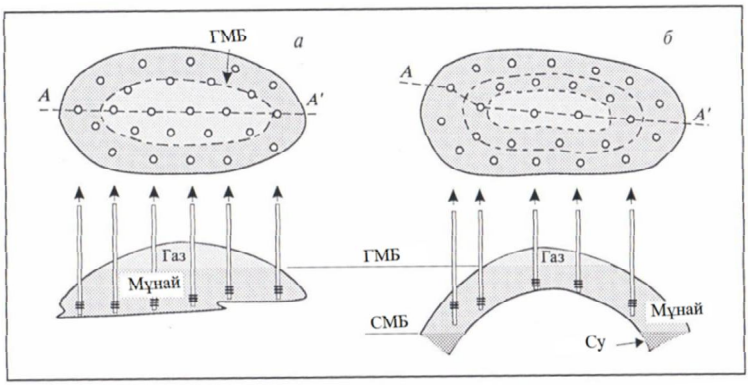
– қабат қысымының қанығу қысымынан азаюы кезінде, бастапқыда мұнайда еріген газ, әсіресе, ұңғының түбіне дейінгі аймағында және кеніштің жоғарғы жатқан бөлігінде, еріген газ режимінде өндіруге азды-көпті жағымды жағдай жасай отырып, мұнайдан бөлінеді;

– гравитациялық күштер, ұңғылардың осылай орналасуы кезінде тұтқырлық күштеріне көмкетесіп, ұңғыға мұнайдың ағылуын арттырады, ал сол кезде тұтқырлық күштерінің пайда болуына байланысты, газ жоғарыға қарай қабаттың жоғарғы жағына қарай ұмтылады. Кей жағдайларда осындай өндіру үрдісі *екіншілік газ шапкасының* қалыптасуына әкеледі.

Газды шапкасы бар мұнайлы кеніш

– Газды шапкасы бар оқшауланған мұнайлы кеніш жағдайында, ұңғыларды орналастыру үшін газ мұнайлы байланыстың (ГМБ) бастапқы орны ескеру керек (3.12, *а*-сурет). Сонымен қатар, табанындағы суы бар мұнайлы кеніш кезіндегідей, кеніштің күмбезді бөлігін оның өсі бойымен өндіруші ұңғылардың орталық қатары бұрғылануы тиіс. Перфорация аралығы өнімді қабаттың астыңғы бөлігінде орналасуы тиіс.

Мұндай түсініктер газды шапкасы бар және табанында суы бар мұнайлы кеніштерге ұңғыларды орналастыру кезінде, тек бір айтарлықтай ерекшелікпен қолданылуы мүмкін. Ол ерекшелік: перфорация аралығы бұл жағдайда құрылымның төменгі жағында және ГМБ-ға қарағанда СМБ-ға жақын болуы керек (3.12, *б*-сурет).



3.12-сурет. Газды шапкасы бар мұнайлы кеніштің игеру кезіндегі ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:

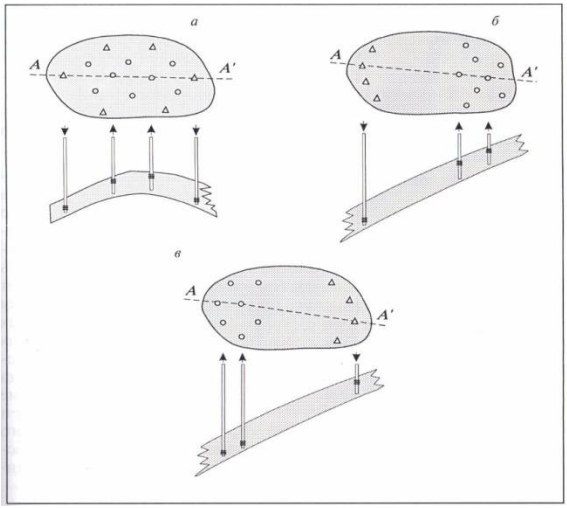
а – газды шапкалы таңбаланған мұнайлы кеніш. Игеру әдісі – газ шапкасы режимі; Перфорация аралығы – қиманың астыңғы жағында;
б – газды шапкалы суда жайғасқан мұнайлы кеніш. Игеру әдісі – газ шапкасы мен табиғи суарынды режим арқылы. Перфорация аралығы – СМБ жақын, қиманың төменгі жағында

Екіншіреттік және үшіншіреттік өндіру әдістері кезінде ұңғылардың орналасуы

Мұнайды табиғи режимде өндіру әдістерінің негізгі кемшілігі болып, өндіруші ұңғылардағы шығымның азаюына және нашар мұнайбергіштікке себепкер, еріген газ режиміне әкелетін қабат қысымының түсуі болып табылады. Тіпті, табиғи режимдердің арасындағы болашақ ең тиімдісі суарынды режимнің өзі де, нұсқаның сыртқы аймағынан айдалған сумен алынған мұнайдың орнын 100 %-ға толтыра алмай, қабат қысымын тиісті деңгейде ұстау үшін жасанды суландыруға мәжбүрлейді. Алдын ала өңделген теңіз суын айдау арқылы суландыру, шельфті кен орындарын игеруде, қабат қысымын ұстаудың жиі қолданылатын әдістердің бірі болып табылады. Еріткіштерді айдау, әртүрлі агенттердің қоспасымен су немесе газ айдау сияқты әдістер де теңіздің мұнайлы кен орындарын игеруде қолданылатын бәсекеге қабілетті технологиялар болып табылады.

Қоры бойынша салыстырмалы кішігірім кен орындарын, суды қабаттқа айдауға негізделген, екіншілік өндіру әдістерімен игеру кезінде, әдетте, нұсқа ішімен немесе нұсқа бойымен, кеніш немесе су мұнайлы байланыстың пішінін қайталайтын ұңғыларды орналастыру жүйесі арқылы суландырылады (3.13, *а*-сурет). Орташа мұнай қоры бар кеніштерде бес немесе жетінүктелі сияқты реттелетін және реттелмейтін аудандық орналастыру жүйелері, ереже бойынша, игерудің жақсы көрсеткіштерін қамтамасыз етеді. Ірі және алып кен орындарын игеру барысында кеніштер «кесуші» айдау ұңғыларымен бірнеше бөлікке бөлініп, әр бөлікке сәйкес келетін ұңғыларды орналастыру торларын қолдану арқылы игеріледі.

Бергіштігі жақсы мұнайлы және газды кеніштерді суландыру арқылы игеру кезінде айдаушы ұңғыларды құрылымның төменгі жағына орналастырады, ал өнімді жинау оның жоғарғы жағында жүргізіледі (3.13, *б*-сурет). Қабатқа қабаттық қысымды ұстап тұру үшін айдалатын газды агент ретінде қолдану кезінде, айдау ұңғылары құрылымның жоғарғы жағында орналасады, ал өндірушілер перфорация аралығымен өнімді қабаттың астыңғы бөлігінде орналасады (3.13, *в*-сурет). Соңғысы, қабатқа көмірсутекті еріткіштер айдау арқылы игеретін ұңғыларды кен орнына орналастыру кезінде дұрыс шешім болып табылады.



3.13-сурет. Екіншілік әдістерді қолданумен, мұнайлы кенішті игеру кезіндегі ұңғылардың аудан бойынша орналасуы:
а– суландыру режимінде мұнайлы немесе газды кеніште игеру;
б– бергіштігі жоғары кеніште суландыру режимінде игеру;
в– қабатқа газ айдау арқылы бергіштігі жоғары кеніште игеру

Ұңғыларды былайша орналастыру, кеніштен мұнайды ығыстырудың өте жағымды жағдайын жасауға мүмкіндік береді де, судың (газдың, көмірсутекті еріткіштердің) өндіруші ұңғыларға өтіп кетуін тежеп, мұнайды тұрақты өндіруге мүмкіндік жасйды. Құрылымның төменгі жағын мұнай тығыздығынан жоғары (мысалы, су) тығыздықтағы ығыстырғыш агенттерді айдау, оның қабаттың төменгі жағымен өте тез қозғалуына тосқауыл болып, барлық өнімді қабатта ығысу фронтының бірқалыпты қозғалуына мүмкіндік туғызады. Газ немесе көмірсутекті еріткіштерді құрылымның жоғарғы жағына айдау, олардың жоғарғы жақтағы жабынды бөлікте жылдам қозғалуын қысқартып, мұнайдың ығысу фронтының бірқалыпты қозғалуын қамтамасыз етеді. Фильтрация теориясына сәйкес, қабатта осыған ұқсас фильтрациялық ағындардың пайда болуы, ығыстырушы агенттердің өндіруші ұңғыға өтіп кетуін баяулатып, мұнайдың ығыстырушы флюид фронтымен толық ығысуын және игеру үрдісінің тиімділігін қамтамасыз етеді [5].

Бақылау сұрақтары

1. Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеру
2. Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі
3. Ығыстыру үрдісімен қабатты қамтудың тиімділігін бағалау
4. Кен орнын игеруді қиындататын факторлар
5. Кен орындарында ұңғылардың орналасуы және перфорациялау аралықтарын таңдау.
6. Көлденең, көпоқпанды және тармақталған ұңғылар.

4. ШЕЛЬФТЕ ҰҢҒЫЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ

4.1. Газсұйықты көтергіштердің жұмыс істеу теориясының жалпы нұсқасы

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

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

$$W_{\text{к}} + W_{\text{ж}} = W_1 + W_2 + W_3, \qquad (4.1)$$

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

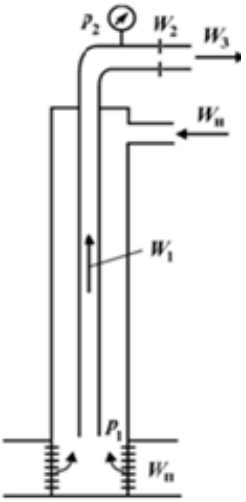
Ұңғы түбінде сұйық және газ потенциалды энергияға ие болады. Осы энергияның мөлшері сұйық энергиясы $W_{\text{с}}$ және газ энергиясымен $W_{\text{г}}$ анықталады (4.1-сурет). Потенциалды энергия (Джоульмен) – ол ұңғы түбінен бірнеше биіктікке h1 тонна сұйықты көтеруге жұмсалатын жұмыс энергиясы.

$$W_{\text{ж}} = 1000hg = 9{,}81 \cdot 10^3 h. \qquad (4.2)$$

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

$$h = (p_m - p_0)/\rho_c g, \qquad (4.3)$$

мұнда p_0 – атмосфералық қысым, Н/м^2; $p_{\text{ж}}$ – сұйықтың тығыздығы кг/м^3; g – еркін түсу үдеуі, м/с.



4.1-сурет. Ұңғыдағы энергия балансы

Сонда $W_{ж} = 10^3(\rho_T - \rho_0)\rho_c$. (4.4)

Изотермиялық үрдісте еркін газдың кеңеюінің энергиясы

$$W_г = \Gamma_0 p_0 ln\frac{\rho_T}{\rho_0}, \qquad (4.5)$$

мұнда Γ_0– 1 тонна сұйықтан еркін түрде ұңғы түбіне келетін газ көлемі, м^3.

(4.5) теңдеуінде Γ_0 мөлшері ұңғы оқпанында атмосфералық қысым және орташа температурада өлшенеді. Әрбір мұнай тоннасында еріген түрде газ мөлшері болады, ол p_T қысы-

мына тең болғанда ұңғы сағасына дейін қысымның төмендеуінде ерітіндіден бөлініп шығады.

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

$$W_n = 10^3(\rho_T - \rho_0) + \Gamma_0 p_0 ln\frac{\rho_T}{\rho_0} + W_0\,. \qquad (4.6)$$

Бұл энергияны барлығы пайдаланбайды, себебі сағада қарсы қысым p_2 болады. 1тонна сұйықты қысым $p_{\text{Т}}$-дан p_2-ге дейін өзгергенде көтеруге жұмсалатын газсұйықты қоспаның W_1 энергиясы келесідей анықталады:

$$W_n = 10^3(\rho_T - \rho_0)\rho_{ж} + \Gamma_0 p_0 ln\frac{\rho_T}{\rho_0} + A_1, \qquad (4.7)$$

мұнда A_1 – қысым $p_{\text{Т}}$-дан p_2-ге дейін өзгергенде мұнайдан бөлінген газдың энергиясы.Фонтанды ұңғыларды пайдалану кезінде түптегі қысым қанығу қысымынан жиі үлкен болады. Осы кезде Γ_0=0 , яғни сұйықтың көтерілуі сұйық энергиясының және ұңғы оқпанында бөлінген газдың энергиясының есебінен болады [6].

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

$$\Gamma_{01} = \Gamma_0 - \alpha\left(\frac{\rho_T - \rho_0}{2} - \rho_0\right), \qquad (4.8)$$

α – мұнайда газдың еру коэффициенті, м^3/(м^3·Па).

Егер $p_{\text{Т}}>p_{\text{кан}}$ болса, онда (4.8) формуласында $p_{\text{Т}}$ орнына $p_{\text{кан}}$ қою қажет. Ұңғының фонтандауы келесі шартты орындағанда болуы мүмкін:

$$W_n^{/} \geq W_1 + W_2 + W_3. \qquad (4.9)$$

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

$$(1 - n_B)\left[\Gamma_0 - \alpha\left(\frac{\rho_T - \rho_0}{2} - \rho_0\right)\right] \geq \frac{2.77\cdot 10^{-4}\rho_{ж}^2 L^2}{d^{0,5}(\rho_T - \rho_0) ln\frac{p_T}{p_2}}\left(1 - \frac{\rho_T - \rho_0}{\rho_{ж} g L}\right), \qquad (4.10)$$

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

(4.10) теңсіздігінен $\Gamma_0, d, L, p_2, \rho_{ж}, n_{в}$ сияқты берілгендердің комбинациясында фонтандауды қамтамасыз ететін қажетті ең кіші түптегі қысымды ρ_T анықтауға болады.

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

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

$$p_2 \geq p_{\text{қан}}, \qquad (4.11)$$

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

Артезианды фонтандау түп қысымы гидростатикалық қысымынан артқанда да болады, яғни

$$p_{\text{Т}} > g\rho_{\text{қос}}H, \qquad (4.12)$$

мұнда $\rho_{қос}$ – сумұнай қоспаның тығыздығы, кг/м^3; H – ұңғы тереңдігі, м.

Артезианды фонтанды көтергіштің жұмысында қысым балансының жалпы теңдеуі

$$p_{\text{с}} = p_{\text{гс}} + p_{\text{үйк}} + p_2, \qquad (4.13.)$$

мұнда pгс, pүйк – сәйкес ұңғыдағы сұйық бағанасының гидростатикалық қысымы және СКҚ-да үйкеліске кететін қысым шығыны; p_2– ұңғы сағасындағы қысым.

Үйкеліске кететін қысым шығынын Дарси-Вейсбах формуласымен анықтайды:

$$\rho_{үйк} = 8\lambda Q_{ж}^2 \rho_{ж} L/\pi^2 d^5. \quad (4.14)$$

мұнда λ – гидравликалық кедергі коэффициенті; $Q_ж$ – ұңғы дебиті; L – СКҚ ұзындығы; d – СКҚ-ның ішкі диаметрі.

4.1.1. Гидродинамикалық жүйе «Қабат (түп аймақ бойынша) ұңғымада - терең қондырғы - лифт». Ұңғыманың қысым сипаттамасы

Өндіру ұңғыма және бөлігі (ұңғы маңының аймақ) оған батырмалы тұтасатын мұнайға қаныққан пластина бұрғыланған жер бетінде жабдық тұратын жеке элемент біртұтас гидродинамикалық жүйе болады.

Жүйедегі мәлімет сипаттамасы үшін элементтердің әрқайсыларының жұмысын заңды білу керек. Жүйеде қаралатын бір элементтері әжептәуір толық, басқа – кішірек дәрежеде. Жұмыс жүйесінің негізгі көрсеткіші тұрақты тәртібінде болып көрінеді: Сұйық дебиті $Q_с$=const, қабат қысымы – $P_{каб}$=const, шығын кезінде $P_{шығ}$=const, сұйық деңгейінде $P_{ден}$=const,құбыр үшін – $P_{шығ}$=const және сағалы – $P_{сағ}$=const; жүйенің геометриялық сипаттамасы: ұңғыманың диаметрі $D_{ұңғ}$ және ұзындығы $L_{ұңғ}$, диаметрі $d_п$ және динамикалық деңгей – $H_{дин}$=const.

4.2. Бұрғылайтын ұңғымаларды пайдаланудың негізгі тәсілдері

Егер сұйық немесе қоспалар түптің бетіне көтерілсе тек табиғи қуатты әсерінен, осы әдісті фонтанды деп атайды. Ұңғыманың сағасында қысым қаныққан қысымнан жоғары болса, онда бос газ көтергіште болмайды, ал сұйық бетке тек өзінің потенциалды қуаты арқылы көтеріледі.Пайдаланудың осы тәсілі арте-

зианды фонтандалған немесе гидростатистикалық қабаттың қысымы деп аталады. Қазіргі уақытта осы тәсіл белгілі бір шекті таралатынын ескертеді.

Егер ұңғыманың өнімі бетке көтерілсе табиғи және жасанды қуаттың әсерінен болады, болмаса жасанды қуат арқылы, осы пайдалану тәсілін механизделген деп атайды.

1) Жасанды қуат бұрғылаушы ұңғымаға ортасынан беріледі, олардың бұрғылаушы ұңғымалардың арасында таратылуы шоғырда өтеді. Осы тәсіл қуатты шоғырға кірістіру және таралуы қабаттық қысымды ұстап тұру арқылы жүзеге асады. Егер белгілі бұрғалау ұңғыма тек колонналы сорапты-компрессорлы құбырдан жабдықталса, осы көрсетілген тәсілді жасанды-фонтанды деп атайды. Жасанды-фонтанды тәсілі бұрғылауы ұңғыманы пайдалануы бойынша көп тарапта танымал, әсіресе Ресейде.

2) Жасанды қуат әрбір белгілі бұрғылау ұңғымаға механикалық, электрлік және гидравликалық қондырғының көмегі арқылы кіреді. Ұңғымаға жасанды-қуатты әртүрлі тәсілдермен киргізеді: компримінді газбен (ауамен) немесе арнайы терең сораппен. Бірінші тәсіл бойынша ұңғымаға қуатты киргізу компрессорлы пайдалау тәсілін, ал екінші – терең сорапты тәсілді пайдаланады.

Бұрғыланған ұңғыманы пайдалану кейбір тәсілдері арнайы жерасты қондырғыны пайдаланған сұйық пен газды қуат көзі болып келмейтін табиғи қуатты пайдалана отырып жүзеге асырады. Оларға жататыны:

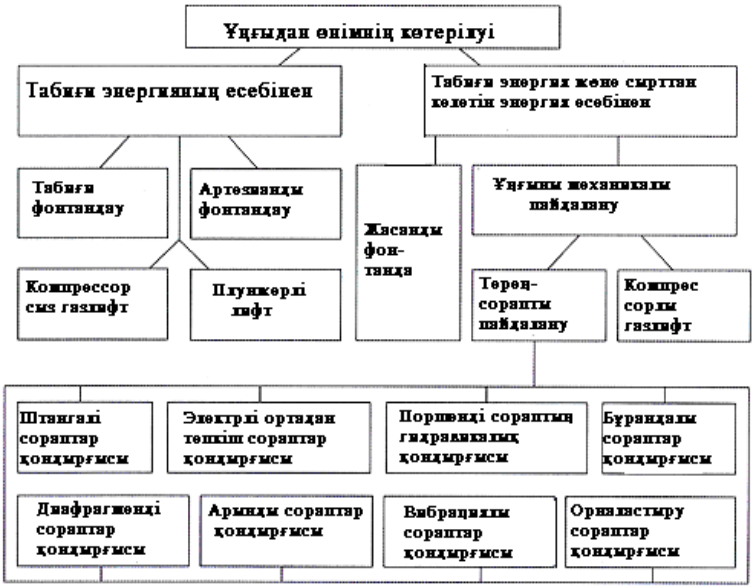
1. Ұңғыларды пайдалану (ұңғы ішіндегі) компрессорсыз газлифт, ұқсас осындай фонтанды-компрессорлық пайдаланудың жанында өнімнің көтерілуінің теориялық негіз. Айырмашылық өнімнің көтерілуі үшін газды пропластоктерден осы ұңғымалықта алып қойылатын жоғары қысымды будың газын пайдаланатын немесе жеке газ иірім болғандығында. Сығымдағыштарды пайдалануының қажеттілігі осы жағдайда түсіп қалады;

2. Көтерілудің жанында плунжер лифтінің ұңғыларын пайдаланып өнім арнаулы плунжерлердің қолдануымен сарапталып газдың мұнай есебінен табиғи қуатында болады. Ұңғылар өнімін көтеруді, қорыта келгенде, (демек, пайдаланудың тәсілдері) ұңғыларда өнімнің көтерілуі үшін сұлба түрі пайдаланылатын энергетикалық көз.

Егер сұйықтың немесе қоспаның жер бетіне көтерілуі табиғи энергияның $W_n (W_n = 0)$ есебінен болса, онда бұл тәсіл *табиғи-фонтанды* деп атаймыз.

Егер ұңғы сағасындағы қысым қанығу қысымынан үлкен болса $(P_c \succ Pк)$, онда көтергіште еркін газ болмайды, ал сұйық жер бетіне өзінің потенциал энергиясының арқасында көтеріледі. Пайдаланудың осы тәсілін артезианды фонтандау, не болмаса қабаттың гидростатикалық арынның есебінен сұйық көтеріледі. Қазіргі уақытта бұл тәсіл шектеулі тараған.

Егер ұңғы өнімінің жер бетіне көтерілуі табиғи және жасанды энергиялар есебінен, не болмаса тек ғана жасанды энергия себінен болса, онда осындай пайдалану тәсілін механикаландырылған деп аталады.



4.1-сурет. Пайдалану тәсілдерінің және ұңғылардан өнімді көтерудің әртүрлі энергетикалық көздерінің классификациясы

Пайдаланудың механикаландырылған тәсілі келесі вариант-тарда орындалады:

1. Жасанды энергия өндірілетін өнімге ортадан енгізіледі, ал оның өндіру ұңғылары арасында таралуы кеніште болады. Кенішке энергияны осылай енгізу тәсілі және оны тарату қабат қысымын ұстау әдістері қолданғанда жүзеге асырылады. Егер әрбір жеке өндіру ұңғы тек ғана сорапты компрессорлы құбырлар тізбегімен жабдықталса (ұңғы өнімін көтеруге механикалық құрылғылары жоқ болса), онда аталған тәсілді жасанды-фонтанды деп атаймыз. Жасанды-фонтанды пайдалану тәсілі көбінесе, Ресейде кеңінен қолданылады.

2. Әрбір өндірілетін ұңғыға жасанды энергия механикалық, электрлік немесе гидравикалық құрылғы арқылы енгізіледі. Ұңғыға табиғи энергияны енгізу әртүрлі тәсілдермен жүргізіледі: арнайы газ (ауа) немесе арнайы терең сораптармен ұңғыға энергияны енгізудің бірінші тәсілінде қарастырамыз.

Өндіру ұңғыларды пайдалану тәсілдерінің кейбіреулері ерекше орын алады, өйткені сұйық пен газдың табиғи энергиясын пайдалану арнайы жер асты (ұңғы ішінде) жабдықты қолдану арқылы орындалады.

Оларға келесілер жатады:

а) Ұңғыларды компрессорсыз газлифтен (ұңғы ішінде) пайдалану. Өнім көтерудің теориялық негіздері фонтанды-компрессорлы пайдалану сияқты. Тек ғана бір айырмашылық, ол – өнімді көтеру үшін сол ұңғының газды қабатшаларынан алынатын немесе жеке газ қолданылады. Осы жағдайда компрессорларды қолдану болмайды.

ә) Ұңғыларды плунжерлі лифтен пайдалану. Өнімнің көтерілуі мұнайдан бөлінетін газдың табиғи энергиясынан арнайы плунжерлерді қолданумен болады.

Ұңғының өнімін көтеру үшін пайдаланатын энергетикалық көздердің сұлбасын 4.1-суреттен көруге болады. Қарастырылған сұлба тек қана классификациялы түрде қарастырылады [6].

4.2.1. Фонтанды пайдалану тәсілі

Ұңғы өнімінің жер бетіне көтерілуі тек ғана қабат энергиясының есебінен болатын пайдалану тәсілді *фонтанды пайдалану тәсілі* деп атайды.

Егер қабат және түп қысымдар арасындағы қысым айырымы сұйық бағанасының қарсы қысымы және үйкеліске кететін қысым шығындарынан асатын болса ғана ұңғының фонтандауы болады, яғни фонтандау сұйықтың гидростатикалық қысым немесе кеңейген газ энергиясының әсерінен болады. Көп ұңғылар газ энергиясы және гидростатикалық арынның бірігу есебінен фонтандалады.

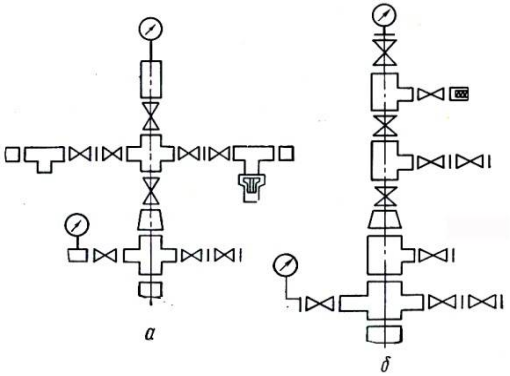
Мұнайда болатын газдың көтергіш қабілеті бар, ол мұнайға қысым көрсету формасында білінеді. Мұнайда газ неғұрлым көп болған сайын, коспаның тығыздығы аз болып, соғұрлым сұйық деңгейі жоғары көтеріледі.

Фонтанды ұңғылар жабдығы

Фонтанды пайдалануда ұңғының түбінен сағасына дейін газмұнайлы қоспаның көтерілуі ұңғыға меңгеруге дейін түсірілетін сорапты-компрессорлы құбырлар тізбегі арқылы болады. Газ энергиясын тиімді пайдалану, құмшығаруды жақсарту, газ сырғанауынан шығындардың азаюы және қабат қысымдарында фонтандаудың мүмкіндігін сақтау үшін олардың түсіру қажеттілігін тудырды.

Ұңғы сағасына әртүрлі үшжақтар, крестовиктер және жапқыш құрылғыларының қосылыстарынан тұратын фонтанды арматураны орнатады. Бұл арматура сорапты-компрессорлы құбырларды ілуге, құбырлармен шегендеу тізбек арасындағы құбыраралық кеңістікті герметизациялау, фонтанды ұңғы жұмысын бақылау және реттеу үшін тағайындалған.

Фонтанды арматуралар (4.2-сурет) крестпішінді және үшжақты болып дайындалады. Ол құбыр басы және фонтанды шыршадан тұрады. Құбыр басы сорапты-компрессорлы құбырларды ілу және құбырлар арасындағы кеңістікті герметизациялауға арналған. Фонтанды шырша ұңғы өнімін лақтыру желілеріне бағыттауға, ұңғы жұмысын бақылау және реттеуге арналған. Фонтанды шыршада екі немесе үш лақтыру желілері болады. Үшжақты арматурада артықшылығы төменгі лақтыру желісі. Жұмыс желіде (жоғарғы) жабу құрылғы әрдайым ашық болуы керек, ал артықшылығы – жабық болу керек.



4.2-сурет. Фонтанды арматура:
а – крест пішінді; б – үш жақты

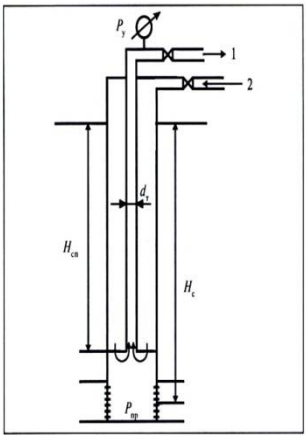
Оқпанды жабу құрылғылар ашық болу керек. Фонтанды арматура оқпанның төменгі жағында орналасқан жабу құрылғы – негізі деп аталады. Үшжақты арматурада лақтыру желілері бір жаққа бағытталған. Фонтанды арматураны таңдау кезінде, крестовиналар үшжақтыларға қарағанда, құммен тез желінетінін ескеру қажет.

МЕСТ 13846-74 сәйкес фонтанды арматуралар 70, 140, 210, 350, 700 және 1000 кг күш/см^2 жұмыс қысымына шығарылуы тиіс. Жабу құрылғылар арматурада екі түрлі: ысырма түрінде немесе кран түрінде болады. Арматураның түрін ұңғы сағасында мүмкін болатын ең үлкен қысым бойынша таңдайды.

Лақтыру желілерде жабу құрылғылардан кейін кейбір жағдайларда фонтанды ұңғы режимін реттеу үшін штуцерлер орнатады. Штуцерлер дөңгелек тәрізді ортасында тесігі бар құрылғы.

Арматурада фонтанды ұңғы жұмысынбақылау үшін екі манометр: бірі – буферде, екіншісі – құбыр басы крестовигінің кірісінде (құбыр сыртындағы қысымды өлшеу үшін)қондырады.

Фонтанды арматура топты қондырғылармен лақтыру желілері арқылы жалғанады. Дебитке, қысымға, құмның және парафиннің болуына байланысты фонтанды ұңғылардың жалғау сұлбаларын әртүрлі қолданады.



4.3-сурет. Газлифтілі ұңғы
1–өндірілетін газ;
2–айдайтын газ

Пайдаланудың газлифтілі тәсілі

4.3-суретте газлифтілі ұңғының принциптік сұлбасы келтірілген. Газлифтілі пайдалануда ұңғы өнімін көтеру үрдісінің маңызы, ол – көтергішке арнайы газды $V_г$ көлемінде айдау.

Газлифтілі пайдаланудың физикалық маңызы, ол айдалатын газ арқылы болатын газсұйықты қоспаның тығыздығын, қабылдау жеріндегі қысым $P_{пр}$ көтергіштегі барлық кедергілерді жеңетіндей төмендету қажет. Бұл тәсіл техникалық және технологиялық жағынан қарапайым болғанымен, кейбір жағдайларда экономикалық жағынан тиімсіз. Газлифтілі пайдалану пайдалы әсер коэффициентінің үлкен еместігімен, ұңғының суланuында өнім бірлігін көтеруге кететін меншікті газ шығымының өсуімен сипатталады.

4.2.2. Терең сорапты пайдалану

Қазіргі уақытта көп мөлшерде әртүрлі ұңғыманы терең сорапты пайдалану тәсілдері белгілі, оларды келесі түрлер бойынша кластауға болады

I. Терең сораптың әрекеті бойынша принциптері:

1. Плунжерлі (поршенді).
2. Ортатепкіш.
3. Винтті.
4. Сығылған.
5. Дірілді (дыбыстық).
6. Диафрагмалық.
7. Роторлы-поршеньді.
8. Гравитациялық, т.б.

II. Терең сорапқа қуатты беру типтері бойынша:

1. Механикалық.
2. Гидравликалық.
3. Пневматикалық.
4. Электрлік.

III. Терең сорапқа әкелгізетін кен орны бойынша:

1. Жердің бетіндегі жетегі.
2. Ұңғымалықта жетек.

Таралу ұңғымалар қор бойымен ең үлкен плунжер сораптармен қондырғылар жататын (ШТСҚ-штангалы терең сорапты қондырғы) ұңғыма штангі сораптарын қондыру, қуатты жеткізіп берудің механикалық тәсілімен терең ал жетекпен бет жағына орнатылған (штанг бағананың көмегімен) сорап. Ұңғыма плунжер сораптарын жіктеу

Ұңғыманың плунжерлік сораптарының классификациясы

I. Құрылым

1. Сорап (тұрақты диаметрдің бір плунжерімен) қарапайым.
2. Сорап дифференциалды (екі және плунжер аса әртүрлі диаметр).
3. Сораптың цилиндірі сорап керней ұңғыға ағытылады плунжерден бөлек сорапты-компрессорлық құбырлар,

II. Ұңғының өнімін сіңудің сипаттамасы

1. Сіңу жүрісте үстіне.
2. Сіңу жүрісте төмен.
3. Жоғарылы-төменді сіңу жүрісте.

III. Әрекет ету қағидаты

1. Жадағай әрекеттің сорғылары.
2. Екі түрлі әсердің сорғылары.

IV. Ұңғыма сорғысын тағайындау

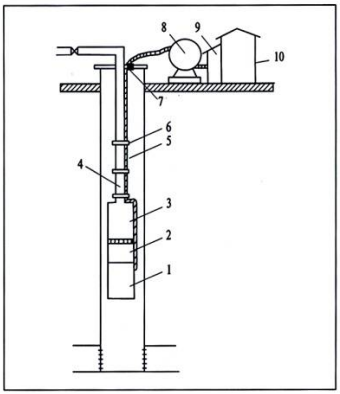
1. Әдеттегі шарттардағы сұйықтықтың көтерілуі үшін.
2. Онда елеулі ұстаумен сұйықтықтың көтерілуі үшін еркін газ.
3. Сұйықтықтың байлауы көтерілу үшін.
4. Сұйықтықтың үлкен дебиттерін таңдау үшін.
5. Елеулі ұстаумен сұйықтықтың көтерілуі үшін (құм) механикалық қоспалар.

Штангісіз сорапты қондырғыларды теңізден мұнайды алу кезінде қолдану. Штангілі сорапты қондырғыларда қолдану айма-

ғын шектейтін бірқатар кемшіліктер бар. Сорапты тереңдігі үлкен болған кезде қолдануға қолайсыз және ауыр қондырғыларды пайдалану талап етіледі, үлкен жүктемелер нәтижесінде штангінің үзілу қаупін тудырады. Бұл қондырғыларды пайдалану қойылған талаптарды әр кезде қанағаттандырмайды. Қазіргі штангілі жетегі бар сорапты қондырғылар осы кен орындарында ұңғымаларды пайдалану үшін бейімделмеген. Келтірілген жағдайларында ең перспективті болып плунжерлі лифт және штангісіз сорап болуы мүмкін. Плунжерлі лифт және штангісіз сораптың артықшылықтары ретінде қызмет көрсетуінің қарапайымдылығы салыстырмалы түрде күрделі жөндеулер арасындағы кезең. Оларды толығымен автоматтандыру, ұңғымалардағы сенімді жұмыс болады.

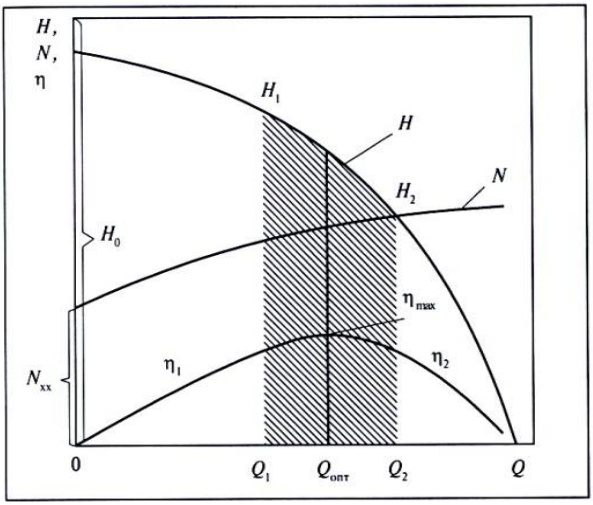
Штангасыз пайдалануда электрлі ортадан тепкіш сораптар жатады.

Біріншіден, олар өнім көтерілу биіктігі үлкен диапазонда болатын орташа- және жоғары дебитті ұңғыларды пайдалануға арналған. Екіншіден, тереңсораптың жетегі ұңғыда орналасқан электр қозғалтқыш арқылы жүзеге асады. Қозғалтқыштың қоректенуі күшті электрлі кабель арқылы болады. Қондырғының сұлбасы 4.4-суретте көрсетілген.



4.4-сурет. ОТЭС

Жер үстіндегі жабдыққа келесілер кіреді: кабельді барабан *8,* трансформатор *9* және басқару станциясы *10*. Батырмалы агрегаттың параметрлерін үлкен диапазондареттеу үшінқондырғы ток жиілігі түрлендіргішпен жабдықталады. Батырмалы электрқозғалтқыш және батырмалы ортадан тепкіш сорап кәдімгілерден өзгеше болып, ұзындығы үлкен және кіші диаметрімен сипатталады.



4.5-сурет. Батырмалы ортадан
тепкіш сораптың сипаттамалары

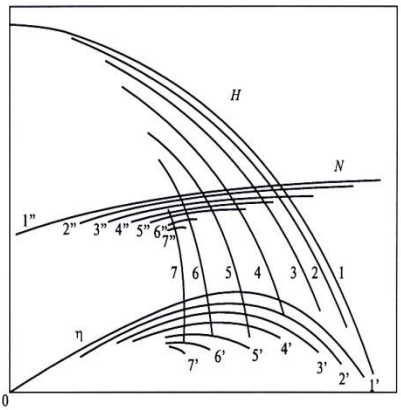
Батырмалы ортадан тепкіш сораптың сипаттамасы 4.5-суретте көрсетілген. Батырмалы сораптың әрбір өлшемдері сораптың тиімді беруіне $Q_{опт}$, ПӘК ең үлкен мәніне $\eta_{мах}$ сәйкес келетін ұңғыдан қажетті сұйық көлемін алуға арналған. Бұл шарт кәсіпшіліктен көп мөлшерде әртүрлі батырмалы сораптарды шығаруды талап етеді, ал ол экономикалы рентабельді емес болып саналады.

Әртүрлі өлшемді сораптың жұмыс аумағын кеңейту мақсатында, белгілі бір диапазонда оның жұмысы беру бойынша (Q_1 ден Q_2 дейін) және арын бойынша (H_1 ден H_2 дейін) келесідей формуламен анықталады $\eta_1 \div \eta_2$):

$$\eta_{1,2} = \eta_{\max} - 0.05 \,. \qquad (4.15)$$

Келтірілген диапазон *4.6-суретте* штрихталған. Қанығу қысымынан төмен болған қысым кезінде мұнайдан бөлінген еркін газ ортадан тепкіш сораптың жұмысына белгілі әсерін тигізеді, ол осы батырмалы ортадан тепкіш сораптың сипаттамаларының өзгеруіне әкеледі.

Сипаттамалардың өзгеруі сораптың кіріс жерінде көлемді шығынды газ құрамынан $\beta_{2вх}$ тәуелді.



4.6-сурет. Еркін газдың батырмалы ортадан тепкіш сорап сипаттамаларына әсері

4.6-суретте көрсетілгендей $\beta_{2вх}$ сораптың беруін арыннан және пайдалы әсер коэффициентінен күрт төмендетеді, яғни батырмалы ортадан тепкіш сораптың жұмыс тиімділігіне теріс әсерін тигізеді.

Ортадан тепкіш сорапқа еркін газдың кері әсерінен сақтау мақсатында сораптың қабылдау жерінде арнайы құрылғы – сорапты газосепаратор орнатады. Қазіргі уақытта Ресейде шығарылатын ең тиімді болатын газосепаратор – МН-ГСЛ.

Қарастырылған қондырғы штангілі сорапты қондырғыларға қарағанда,

– қондырғының жоғарғы ПӘК-і;

– қондырғының автоматизациялануының жоғарғы дәрежесі;

– ауаның төменгі температурасында жұмыстың жоғарғы беріктігі (сенімділігі);

– дебит және көтерілу биіктігі бойынша кең қолданылуы;

– жер үсті қондырғының ыңғайлылығы (икемділігі) сияқты жетістіктері бар. 02

$$1 - \beta_{гвх} = 0;\ 2 - \beta_{гвх_1};$$

$$3 - \beta_{гвх_2} ... \beta_{гвх_6} > \beta_{гвх_5} > ... \beta_{гвх_1}.$$

ОТЭС кеңінен қолдану және ұзақ қолдану нәтижелері көрсеткендей, бұл қондырғылармен өнімі бірнеше есе тұтқырлығы жоғары болатын ұңғыларда қолданады.

Жалпы осы қондырғылармен Ресейде мұнай өндіру жалпы өндірудің 60 %-ын құрайды. Сонымен қатар ОТЭС қондырғылары Арктикалық шельфте ең ыңғайлы және тиімді техникалық құрылғы болып табылады.

Мұнай өндірудің жаңа құрылғылары

Жаңа және келешегі жоғары болып орынды қондырғы есептеледі. Арынды аппараттар әртүрлі өндіріс салаларында қолданылады, ол: конструкциясының қарапайымдылығы, қозғалу бөлшектерінің жоқтығы, жоғары сенімділікте және келесі күрделі жағдайларда жұмыс істеу мүмкіндігі; механикалық қоспалардың және еркін газдың құрамда көп болуын, жоғарғы температура жағдайларын, мұнайдың жоғарғы тұтқырлығын және т.б.келесі жетістіктермен сипатталады.

Қазіргі кезде мұнай өндірудің көбісі күрделі табиғи-климаттық жағдайлармен сипатталатын көптеген елдерде жүргізіледі. Осы кезде өндіру ұңғыларын пайдалану үшін батырмалы қондырғылардың беріктігіне, жөндеу аралық кезеңді үлкейтуге үлкен талаптар қойылады. Осымен қатар, батырмалы қондырғы жоғары температуралы аумақтарда, еркін газды көп сұйықты алу, тұтқырлығы жоғары сұйықты ұңғыдан алу жағдайында жұмыс жасайды.

Жолдар, электрбергіш желілері және компрессорсыз газлифтіні қолдану мүмкіндігі жоқ алыстаған кен орындарды пайдалануда арынды қондырғыларды пайдаланады.

Қазіргі уақытта Ресей және АҚШ мамандарымен: күш жетегі батырмалы және күш жетегі беттік, (яғни күш сорабы жер бетінде орналасқан кезінде)сияқты әртүрлі арынды сораптар компоновкалары құрылған

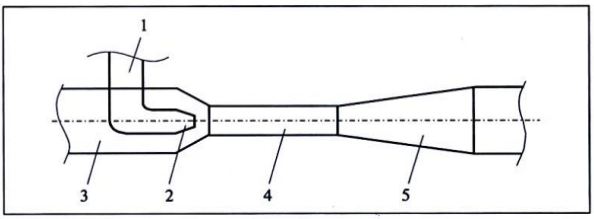
Батырмалы қондырғы стационарлы немесе салынбалы арынды сорап, пакерлі бірқатарлы құбыр тізбегі немесе екіқатар лифтен тұрады. Ұңғы сағасы ұңғыда жұмыс сұйығының циркуляция сұлбасын өзгертуге (сынбалы сорапты түсіру немесе көтеру кезінде) мүмкіндік беретін 4 жүрісті кранмен жабдықталады [7].

Арынды сораптың сұлбасы және жұмыс істеу принципі

Арынды сорап былайша айтқанда кәдімгі сорап сияқты шығару жерінде артық арынды құрмайды. Арынды сорапта гидравликалық энергияны екі есе түрлендіру болады. Жұмыс сұйықтау потенциалды энергиясы алғашқысында кинетикалық энергияға сұйыққа инжектрленген арынды орналастырудың арқасында

ауысады. Араласқан сұйық (жұмыс және инжектерленген) араласу камерасынан өтіп, диффузорға түседі. Онда араласқан арынның түрленген кинетикалық энергиясы потнциалды энергияға ауысады.

Арынды сораптың принциптік сұлбасы 4.7-суретте келтірілген. Сорап келесі негізгі элементтерден тұрады: жұмыс агентін жеткізу каналы 1, белсенді сопло 2, инжектрлі сорапты жеткізу каналы 3 (осы каналды көбінесе қабылдау камерасы деп атайды), араластыру камерасы 4 және диффузор 5.



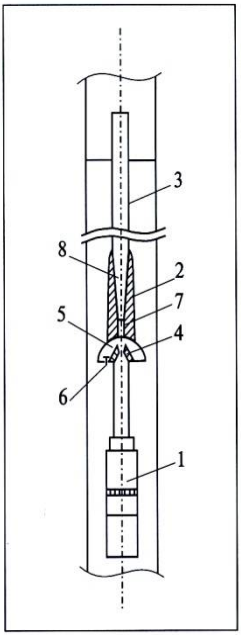
4.7-сурет. Арынды сорап

Арынды сорап келесідей жұмыс жасайды: өте жоғары потенциалды энергиямен жұмыс агент соплоға келеді, мұнда потенциалды энергия кинетикалыққа ауысады.

Соплодан жұмыс агенті шығын қабылдау камерасында қысымды төмендетеді, осыдан инжектерлі сұйықтың бөлігі (ұңғы өнімі) жұмыс агентінің арынымен араласып, орналасу камерасына түседі.

Араласу камерада жұмыс агенті және инжектрлі сұйық араласып, олардың жылдамдықтары мен қысымдары теңесіп, араласқан арын диффузорға түседі. Диффузорда араласқан арынның кинетикалық энергиясы жай төмендеп, потенциалды энергияның өсуі болады.

Диффузордың шығу жерінде араласқан арынның потенцалды энергиясы сұйықты көтеруге қажетті болады. Осы сораптың жұмыс істеу принципі түсінікті болғанмен, оның негізгі элементтерін есептеу өте күрделі, өйткені ол ұңғы өнімімен (инжектрлі арын) байланысты. Қазіргі жағдайда жобалаудың осы қиындықтарының алдын алып, осы сорап түрлері кеңінен пайдалануда [16].



4.8-сурет. Танемді қондырғы

Танемді қондырғы (4.8-сурет) келесідей жұмыс істейді: ортадан тепкіш сораппен алынатын ұңғы өнімі арынды сораптың соплосында беріледі, онда сұйық жылдамдығы өсіп, соплодан келетін арын қабылдау камерасына келіп, онда қысымды төмендетеді. Осы кезде қабылдау камераның кері қақпағы ашылып, қосымша ұңғы өнімі қабылдау камерасына келіп түседі. Қарастырылған танемді қондырғылар батырмалы қондырғыларды қолдану аймағын кеңейтеді, ал қосымша арнайы қондырғылар (мысалы, газосепараторлар) энергияны сақтаушы болып келеді. Пайдаланудың осы әдісі шельфті кен орындарды игеруде негізгі болып келетіні мәлім.

Батырылмалы ортадан тепкіш электрсораптарды пайдалану

Штангелі сораптардың өнімділігінің аз болатындығына және қондырғыға күрделі жабдықтарды қажет ететіндігіне байланысты, сонымен бірге терең ұңғыларға жіберілген штангалердің жиі үзілу қаупінің болуы және т.б. осындай кемшіліктері, штангелі сорапты қондырғыларды кері ауқымда пайдалануды азайтады.

Сондықтан соңғы жылдары мұнай ұңғыларын пайдалануға арналған штангісіз сораптар қолданыла бастады, оның ішінде кәсіпшілікте кең тараған, өте үлкен тереңдіктен мұнайды көтеру үшін жеткілікті жоғарылықты тудыра алатын батырылмалы ортадан тепкіш электросорап қондырғысы (БОТЭСҚ) қолданылуда (4.1-кесте).

Бұрынғы КСРО кезінде барлық өндірілген мұнайдың 50 %-дан астамы осы сораптардың үлесіне тиді.

4.1-кесте

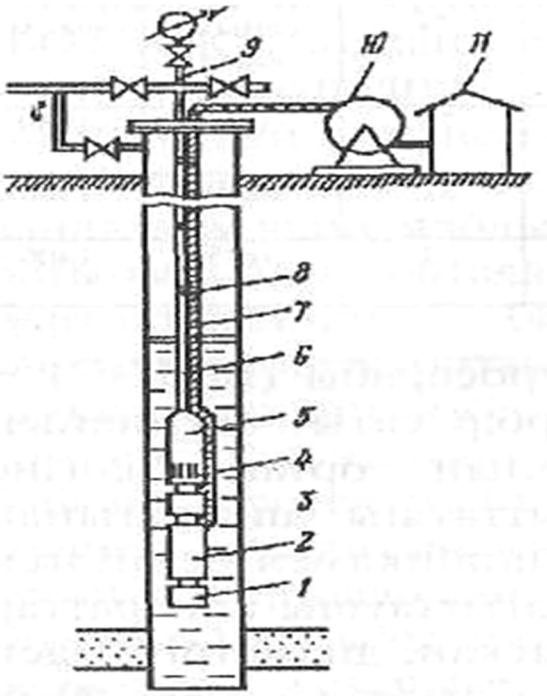
БОТЭСҚ сипаттамасы

Қондырғылар шифрі	Номиналды бергішті, $м^3/т$	Ағыны, м	Ұсынылатын жұмыс аумағы		Сорап	
			Бергіштігі Q, $м^3/тәу$	Ағыны, Н,м	ПӘЕ, %	Сатылар аны/секциялар саны
УПЭЦН 5-40-1750	40	1800	20-70	1850 1350	43	349/3
УПЭЦН 5-А-160	160	1755	125-205	1920 1290	61	346/3
УПЭЦН 6-1000-900	100	900	750-1300		60	208/4

4.9-суретте Ұңғыны БОТЭСҚ-ның көмегімен пайдалану үшін жабдықтарды жинастыру сызбасы көрсетілген. Батырылмалы ортадан тепкіш электросорап қондырғысы: майтолтырылған батырылмалы үш фазалы токты электроқозғалтқыштан (БЭҚ) 2, протектордан 3, ортадан тепкіш сораптан 5 тұрады. БЭҚ-тың төменгі бөлігіне компенсатор жалғанған. Электроқозғалтқыштың білігі сорап білігіне протектр (электроқозғалтқышты қабат сұйығының енуінен қорғайтын гидроқорғау қызметін атқарады) арқылы шлицті муфталардың көмегімен жалғанған. Сұйық қабылдау сеткасы 4 арқылы сорылады және сораппен 5 айдалып СКҚ 6 бойымен жоғарыға шығады. Саға, фонтандық түрдегі арматурамен 9 саңылаусызданады (герметизацияланады). Батырмалы электросорапты энергиямен қамтамасыз ету үшін брондалған үш желілі кабел 7 тағайындалған. Сорапты түсіру барысында кабелді құбырларға белдіктермен 8 бекітеді. Сорапты көтеру кезінде кабел барабанға 10 оралады. Басқару станциясы 11 агрегатты қолмен немесе автоматты іске қосып, оның жұмысын бақылап тұруға мүмкіндік береді.

Батырылмалы ортадан тепкіш электросорабы (БОТЭС) – көпсатылы, секциялы болып келеді. Әрбір саты, секцияның (немесе блоктың) барлық сатыларының ортақ білігіне орнатылған жұмыс дөңгелегі мен бағыттаушы аппаратынан тұрады. Жұмыс дөңгелегі білікке ортақ шпонкамен бекітілген және сырғанақты қондырмасы

бар, ал бағыттаушы аппараттар – сорап тұлғасында (корпусында) орналасқан, диаметрі 92-ден 114 мм-ге дейінгі құбырлардан тұрады. Сатылар саны 400-ге дейін жетуі мүмкін. Олардың әрқайсысы сорап тұлғасының диаметріне байланысты ағынның (суда жұмыс істеген кезде) қарқынын 3,8-ден 6,8-ге м дейін арттырады. Дөңгелек айналған уақытта ағын сорап арқылы жедел қарқын алып, қысымға айналады және сатылардың санымен, жұмыс дөңгелегінің айналу жиілігімен, сорап диаметрімен және бірқатар басқа да факторлармен анықталады.



4.9-сурет. БОТЭСҚ агрегатының жиналған сызбасы

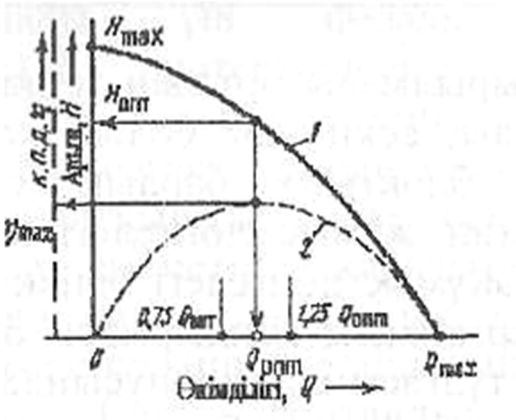
Қазіргі уақытта бергіштігі 40-тан (ОТЭС5-40-950) 3000 $м^3$/тәу. дейінгі сораптар жасалуда. Бұл сораптың шифры мынаны білдіреді: 5 таңбасы — топты (сорап тағайындалған шеген

құбырының дюймдегі диаметрі); 40-номиналды сұйық бергіштігі, $м^3$/тәу; 950-сорап тудыратын арын, м.

Көлденең өлшемі бойынша сораптар шартты топтарға бөлінген: 5,5А және 6,5 топтағы сораптар, шеген құбырының ішкі диаметрі 121,7 мм кем болмайтын пайдалану ұңғыларына арналған; 5А тобындағы – диаметрі 130 мм кем емес; 6 топтағы – диаметрі 144,3 мм кем емес.

4.10-суретте батырылмалы ортадан тепкіш электрсорабының гидравликалық сипаттамасы көрсетілген. Ысырма жабық тұрған кезде және сұйық бергіштігі Q=0 болғанда, сорап ең жоғарғы ағынды H_{max} тудырады (4.10-сурет, 1- қисығы). Бұл жағдайда п.ә.к. нөлге тең болады. Егер сорап сұйықты көтермей-ақ жұмыс істесе (ағын H=0, п.ә.к. =0), оның сұйық бергіштігі ең жоғары Q_{max} болып табылады.

Сораптың едәуір мақсатты ауқымды жұмысы – өте жоғары п.ә.к. аймағы болып табылады (4.10-сурет, 2-қисығы). H_{max} мәні 0,5-0,6 жетеді. Ағын $H_{опт}$және сұйық бергіштік $Q_{опт}$ өте жоғары (максималды) п.ә.к. нүктесіне сәйкес келсе сорапты пайдалану режимін оптималды деп атайды. Өндірісте қарапайым сораптардан басқа тоттануға өте берік, шыдамды келетін сораптарды да шығарады. Олар құрамында 1 %-ға дейін құмы бар сұйықты айдап шығара алады.



4.10-сурет. БОТЭСҚ гидравликалық сипаттамасы

Батырылмалы электрқозғалтқыш (БЭҚ) – бұл ротормен қысқа тұйықталған үш фазалы токты асинхронды электрқозғалтқыш. Оның ұңғы ішіне түсіруге мүмкіндік беретін тік бағытта (вертикалды) жасалған арнайы конструкциясы бар. Тұлға диаметрі 103-130 мм болғанда БЭҚ-тың ұзындығы 8 м және одан да жоғарыға жетеді. Бұл қуаттылығын арту мүмкіндігі оның ұзындығына байланысты болатындығымен түсіндіріледі. Сондықтан ротор мен статордың құрылысы секциялы болып келеді. Қозғалтқыш білігі статор секцияларының аралығында бекітілген радиалды подшипниктерге орталықтандырылады. Мұнай өндіруде қолданылатын кейбір БЭҚ параметрлері 4.2-кестеде келтірілген. Электрқозғалтқыш шифрі (мысалы, БЭҚ 65-117АВ5) мынаны білдіреді: 65-қуаттылығы, кВг; 117-тұлғасының диаметрі, мм; АВ5) қозғалтқыштың сериясы. Протектор – май толтырылған электроқозғалтқыш қуысын қабат суы мен мұнайдың енуінен сақтауға мүмкіндік беретін құрылғы. Қозғалтқыш қуысы трансформатор майымен толтырылған қаппен біріккен. Бұл ұңғыға батыру кезінде арнайы кері клапан арқылы ұңғыдағы сұйықтың қысым әсеріне ұшырайды.

4.2-кесте

Мұнай өндіруде қолданылатын кейбір БЭҚ параметрлері

Қондырғылар шифрі	Электроқозғалтқыштар					
	Шифр	Қуаттық Вт	Ортаның температурасы	ПӘЕ, %	Желі саны х қима ауданы	Ұзындығы, м.
УПЭЦН 5-40-1750	ПЭДС28 -103А82	32	70	76	3х16	1930
УПЭЦН 5-А-160	ПЭДС65 -117А85	63	70	81	3х10	1980
УПЭЦН 6-1000-900	ПЭДС50 -13085	250	90	84	3х25	1400

Нәтижесінде май біліктің саңылау бойымен БЭҚ-қа енеді. Бұл жағдайда қозғалтқыш қуысындағы қысым май толық жұмсалғанға дейін сыртқы қысымға (ұңғыманың сақиналы кеңістігіндегі) тең болып келеді. ГД түріндегі гидроқорғағышқа

протектор білігіндегі турбинка майы бар резиналы қапшық ішінде кейбір артық қысым тудырады.

Компенсатор БЭҚ-ғы май көлемін реттеуге арналған құрылғы. Ол, пайдалану уақыты кезінде козғалтқыштың едәуір қызуы әсерінен ұлғаяды. Трансформатордың майы иілмелі жұқа элементке құйылады, ол өз кезегінде ұлғая отырып, тұлғадағы тесік арқылы компенсатор тұлғасы мен май толтырылған элемент арасында болатын ұңғылы сұйықты ығыстырады. БЭҚ-тың салқындауы кезінде май сығылады және компенсаторға тесік арқылы енетін ұңғымалы сұйықтың қысымы әсерінен иілмелі жұқа элементтен БЭҚ-ның қуысына құйылады.

Басқару станциясы қондырғының жұмысын бақылау мен реттеуді, коллектордағы қысымға байланысты оны автоматты қосу мен айыруды, қысқа тұйықталу (замыкания) кезінде және қозғалтқышқа салмақ түскен кезде сөндіруді, ұңғыны мезгіл-мезгіл пайдалану кезінде сұйықтың жиналуы мен соруын берілген мезгіл ішінде автоматты тұрақты ұстап тұруды, қондырғыны іске қосуды және т.б. қамтамасыз етеді. БЭҚ жабдықтау жұмыс кернеуін (350-ден 2000 В, БЭҚ 125-138) реттейтін трансформаторлар арқылы жүзеге асады.

Ұңғыларды пайдалану үшін жабдықтарды таңдау

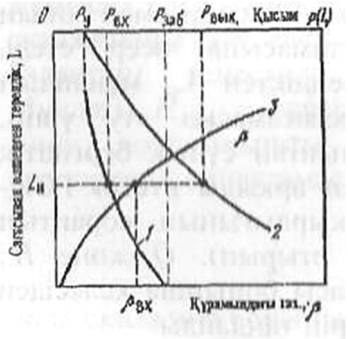
Есептің негізгі міндеті мынаған саяды, әрбір нақтылы ұңғы үшін, оның сипаттамасын ескере отырып, БОТЭСҚ-ның барлық тізбегін және сорапты түсіру тереңдігін таңдайды. Есептің шешімі ЭЕМ-ның көмегімен кең көлемде есептеу жұмыстарының орындалуына байланысты. Сондықтан, ұңғы сұйығының шығымы стандартты жағдайда ($Q_{\text{жсу}}$) берілген кездегі есептің қысқартылған варианттарының ішінен біреуінің ғана сызбасы мен принципін қарастырамыз (П. Д. Ляпков ұсынған).

Алғашында қажетті алынған мәліметтерді белгілейді: ағын теңдеуін таңдайды; ұңғыдан сорылып алынатын мұнайдың, судың, газдың және олардың қоспаларының қасиеттерін анықтайды; пайдалану шеген құбыры тізбегінің конструкциясын таңдайды. Сорапты түсіру тереңдігін L_{h} кіру аузындағы $\beta_{\text{вх}}$ мұнай-газды ағынның құрамындағы шығынды газды ескере отырып, методика бойынша табады, методикамен ұқсас келетіні штангілі сораптың түсіру тереңдігін анықтайды. Осыған арнап, белгілі шығым үшін ағын теңдеуі бойынша анықталатын берілген түп қысымынан бастап, түптен төменнен жоғары қарай

адымдап шеген құбыр бойындағы ағын құрамындағы шығынды газдың және қысымның таралу қисығын тұрғызады (4.11-сурет, 1 және 3 қисығы). Ағынның құрамындағы шығынды газ ұсақ кесіндідегі газдың көлемді шығынының V, газ бен сұйық қоспасының жалпы шығынына – q қатынасына тең және мына формула бойынша анықтайды.

$$b = V / (V + q), \qquad (4.16)$$

3-қисығы бойынша (4.11-сурет) сорапты түсіру тереңдігін (сораптың сұйықты қабылдауындағы мұнай құрамындағы көлемді газдың мүмкін мәні бойынша; $\beta_{вх} = 0{,}05 \div 0{,}25$ және қысымды (4.11-сурет, 1-қисығы) алдын ала бағалайды. Сорапқа кірер ауыздағы мұнай құрамындағы шығынды газдың шектері газдалған сұйықты сору уақыты кезіндегі БОТЭСҚ сыну мәліметтері бойынша анықталады. Егер $\beta_{âõ} = 0{,}\div 0{,}25$ болса, онда газ сорап жұмысына елеусіз әсер етеді, ал егер $\beta_{вх} = 0{,}25 \div 0{,}3$ болса, онда сораптың сұйық бергіштігінің жиі-жиі үзіліп қалуы болады. Сораптың сұйықты қабылдауындағы қысым 1-1,5 МПа аз болмаса орынды болар еді. Сораптың сұйықты шығару аузындағы $P_{\text{вых}}$, яғни СКҚ ең төменгі қимасындағы қысымды анықтау үшін жинау жүйесіндегі қысымға тең келетін сағадағы белгілі қысымнан $P_{\text{у}}$ жоғарыдан төмен қарай адымдау арқылы құбырдағы қысымының таралуын есептейді (4.11-сурет, 2-қисығы).



4.1-сурет. Кірердегі $P_{\text{пр}}$ шығардағы $P_{\text{вых}}$ қысымдар және кірердегі шығындалатын газ құрамы бойынша БОТЭСҚ батыру тереңдігін анықтауға арналған графигі

Бұл жағдайда сораптың сұйықты қабылдау аузында газдың жартылай бөліне бастауын ескереді, ол сорапты айналып өтіп сақиналы кеңістік бойынша жоғарыға қарай жылжиды және кері клапан арқылы шығару желісіне қарай бағытталады.

СКҚ-ғы қысымның таралуын есептеу кезінде олардың диаметрін *d* шығымды есептеу арқылы тағайындайды:

$$Q_{\text{æ åó}} < 150\text{ì}^3/\text{тәу}\; d = 60\text{ì ì};$$

$$150 < Q_{\text{æ åó}} 300\text{ì}^3/\text{тәу},\; d = 73\text{ì ì};$$

$$Q_{\text{æ åó}} > 300\text{ì}^3/\text{тәу}\; d = 89\text{ì ì};$$

1-және 2-қисығы бойынша сорапты түсірген тереңдіктен берілген шығымды алуға қажетті қысымның айырмашылығын анықтайды:

$$P_{\text{ñ}} = P_{\text{âûê}} - P_{\text{âõ}}. \qquad (4.17)$$

Стандартты жағдайда табылған $P_{\text{с}}$ мәні мен берілген шығым $Q_{\text{жеу}}$ бойынша жеткілікті дәлдіктегі сораптың орынды сипаттамасын таңдауға болмайды. Өйткені, су айдау үрдісінен алынатын мәліметтер бойынша жасалатын зауыттың сипаттамасында газсұйық қоспасы қасиеттерінің әсері мен агрегаттар жұмысының термодинамикалық шарты ескерілмейді. Сорап арқылы өтетін нақтылы сұйықтың шығыны берілген $Q_{\text{жеу}}$ мәнінен айырмашылықта болады, осыған байланысты сораппен сорылатын сұйықта газдың көп мөлшері еруі мүмкін. Сұйық электрқозғалтқышты жуа отырып жылытады. Бұдан өзге олардың құрамында елеусіз еркін газ мөлшері болады және осы факторлар сорап арқылы өтетін газды сұйық қоспасының (ГСҚ) көлемінің елеулі түрде ұлғаюына жағдай жасайды (стандартты жағдайда $Q_{\text{жеу}}$ берілген шығыммен салыстырғанда).

Сорап ұзындығы бойынша ГСҚ-ның шығыны, шығару желісіне карай қысымның өсуі мен сұйықтағы еркін газ мөлшерінің азаюына байланысты тұрақты болмайтынын ескеру қажет. Өз кезегінде сұйықтың қасиеті мен оның тұтқырлығы сораптың ағын сипаттамасына әсер етеді. Сондықтан одан әрі таңдалған тереңдіктен $L_{\text{н}}$ мұнайдың берілген мөлшерін $Q_{\text{жеу}}$ көтеруді камтамасыз ету үшін, сұйықты сору кезінде таңдалынып алынған сұйық бергіштік $Q_{\text{в}}$ пен ағынды $H_{\text{вс}}$ бағалаймыз (сорап

арқылы өтетін ГСҚ-дағы еркін газдың және оның тұтқырлығының сораптың жұмыс сипаттамасына әсерін ескере отырып). $Q_в$ және $H_{вс}$ мәліметтері мен паспорттық сипаттамасы бойынша келесідей жағдайды қанағаттандыратын сорап түрін таңдайды:

$$0,65 \text{J } Q_{â} / Q_{âîïò} 1,25 \qquad (4.18)$$

мұнда $Q_{вопт}$ – оптималды режимдегі сораптың паспорт бойынша сұйық бергіштігі,

$$H_{âñ} H_{ïâ} - \text{D}H, \qquad (4.19)$$

мұнда $H_{пв}$ – паспорттағы сипаттамасы бойынша сәйкесті өнімділігі; $Q_в$– тең сораптардың ағыны; ΔH – суда жұмыс істеген кезде $H_{пв}$ мүмкін арынға қайта есептеу үшін түзетулер:

$$\text{D}H = 0,92H_{âïò} / 3,9 + 0,023Q_{âïò}, \qquad (4.20)$$

мұнда $H_{вопт} Q_{вопт}$ – сораптың паспорттағы сипаттамасы бойынша оптималды ағын (м) мен оптималды шығын ($м^3$/тәу).

Паспорттық сипаттамалардың қандай да болмасын сорап партиялары үшін, суда жұмыс істейтін бірнеше сораптарды сынаудың орташа нәтижесі арқылы анықталатындығымен түсіндіріледі. Сондықтан жұмыс аппараттарының құрылымындағы кейбір геометриялық ауытқулардың әсерінен; судың тұтқырлық әсерінен, ұңғымадағы өнімнің тұтқырлық ерекшелігінен және т.б. сораптың нақтылы (мүмкін) сипаттамасы паспорттағыдан өзгеше болуы мүмкін. Белгілі мен $H_{вс}$, мен $Q_в$бойынша қозғалтқыштың қуаттылығын таңдайды.

Таңдалып алынған сорапты агрегат ГСҚ сору кезінде жұмыс ағынынан кажетті іске қосу ағынын $H_{осв}$ арттырған жағдайда жұмыс істеуі керек. Ұңғыны агрегатымен жұмысқа қосу мүмкіндігін, $H_{нQохл} - \Delta H$ өлшемімен ұңғыны іске қосу кезінде сорап тудыратын ағындар $H_{осв}$ балансын теңестіру нәтижесі бойынша тағайындайды. Мұнда $H_{нQохл}$ – сұйықтың минималды мүмкін шығымы $Q_{охл}$ және қозғалтқышты ұзақ үзіліссіз пайдалану кезіндегі паспорттық сипаттамасы бойынша сораптың ағыны. Егер

$$H_{\text{î ñâ}} \text{ і } 0{,}98\left(H_{\text{і Qâêë}} - \text{D}H\right) \tag{4.21}$$

онда ұңғы сораппен игерілуі мүмкін.

$Q_{охл}$ (сұйықтың минималды мүмкін шығымы) БЭҚ салқындатудың қажетті режимі қамтамасыз ету барысында электрқозғалтқыш тұлғасы мен шегендеу құбырының қабырғасы арасындағы сақиналы кеңістіктегі сұйықтардың минималды мүмкін шығынына сәйкес келеді:

$$Q_{\text{î ðê}} = 86400\pi\left(D_{\text{î ê}}^2 - D_{\text{Ä}}^2\right)/4\ , \tag{4.22}$$

мұнда $Q_{охл}$ – сақиналы кеңістіктегі сұйықтар қозғалысының минималды мүмкін жылдамдығы (арнайы кесте бойынша анықталады); $D_{эк}, D_{Д}^2$ – шеген құбыры мен электроқозғалтқыш тұлғасының сәйкесті диаметрлері.

Егер де (4.20) шарты сақталмаса, онда мүмкіндігі жоғары сорапты қайта таңдау қажет немесе оның сұйықты қабылдау аузында газайырғышты орнату керек. Ағын бойынша *H* сораптың қажетті сипаттамасы, параметрі бойынша ұқсас келетін сораптың паспорттағы сипаттамасымен сәйкес келмеуі мүмкін. Бұл жағдайда таңдалынып алынған сораптың арынын штуцердің көмегі арқылы сағадағы қарсы қысымды ұлғайту жолымен немесе сораптың кейбір (жекелеп алынған) сағыларының санын Δz олардың қаптамасын ауыстыра отырып азайту арқылы реттейді. Алынып тасталатын сатылар санын мына формула бойынша анықтайды.

$$\Delta z = z_0\left(\Delta H / H\right), \tag{4.23}$$

мұнда Z_0 – сораптағы сатылардың жалпы саны; ΔH және H – сатылар саны толық болған кездегі сәйкесті артық және үдемелі ағыны.

Егер штуцерді пайдаланса, онда қондырғының п.ә.к. төмендейді, бірақ бұл кезде реттеу нақтылы іске асады (сорапты бөлшектемей-ақ).

Ұңғыны пайдалану үрдісі кезінде, кейде агрегатты ауыстыру жұмысы кезінде ауқымды түсіп-көтеру (операцияларын жүргізудің қажеттілігі туындаған кезде, өнімінің сулануына, өнімнің құрамындағы газдардың өзгерісіне және т.б. жағдайларда алынатын

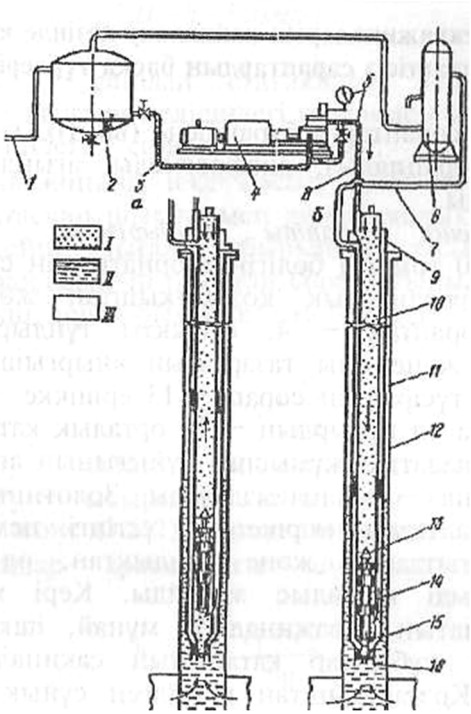
сұйық мөлшерінің өзгерісіне байланысты БОТЭСҚ-ның параметрлерін кең ауқымда реттеу қажет болады.

Сондықтан БОТЭСҚ-ның сипаттамасын реттеу мен арттырудың тәсілдері ұсынылады. Олардың ішіндегі біреуі – сораптың электрқозғалтқышының жиілігін реттеу жолы арқылы жұмыс істеп тұрған сорап білігінің айналу жиілігін өзгертеді (БЭҚ білігінің айналу жиілігі токтың жиілігіне пропорционал тіке байланыста болады), осының нәтижесінде сораптың сұйық бергіштігі мен ағыны кең ауқымда бір мезгілде өзгереді. Жиілікті реттеу БОТЭСҚ-ның өлшем түрлерінің қажетті санын қысқартуға мүмкіндік береді.

Тәжірибелер көрсеткендей (тиристорлы сериялы жиілік туғызатын ТПЧ-4 қолдана отырып), мысалы, ОТЭС 6-500 сорабын пайдалану, оның сұйық бергіштігін 220-780 $м^3$/тәу. аралығында өзгеруі мүмкін. БЭҚ жиілігінің 30-дан 70 Гц-ге дейін өзгеруіне байланысты ротордың айналу жиілігінің жылдамдығы да 1800-4200 $мин^{-1}$ аралығында өзгеруі мүмкін. Тәжірибелер бұл жағдайда жөндеу аралық кезеңнің елеулі төмендейтініне көз жеткізді (жоғары жиіліктегі тоқпен (70Гц) 1,5 жыл жұмыс жасаған соң сораптың тұрып қалу саны жедел өсе түседі, ал электрқозғалтқыш – 1 жылдан соң). Ортадан тепкіш электрсорапты кондырғысының сипаттамасын реттеу мұнай кәсіпшілігіне оларды пайдалану аумағының тез ұлғаюына байланысты – қабат қысымын ұстау жүйесінде (ағыны 2000 м дейін болғанда, сұйық бергіштігі 3000 $м^3$/тәу. дейінгі), су өндіретін және артезианды ұңғылардан суды көтеру үшін, ұңғыманың бір сеткасымен бірнеше қабаттарды бөліп пайдалану үшін үлкен мәнге ие болады.

Теңіз ұңғымаларын пайдаланудың гидропоршеньді әдісін пайдалану. Әзірбайжанда гидропоршеньді қондырғыларды пайдаланудың көп жылдық тәжірибиесі соңғысының терең ұңғымаларда сәтті жұмыс істеуі екендігін көрсетті. Гидропоршеньді сорғышты қондырғыны пайдалану оңай, толық автоматтандырылады, ол теңіз жағдайларында маңызды болып табылады. Қондырғы ұңғыма ішіндегі құрылғылардан тұрады. Беткі қондырғыларға электр жетектері бар күштік сорғыштар сұйық мұнайды тазалауға арналған резервуарлар, қабылдаушы және арынды труба құбырлар, тракт, қондырғылар арасындағы труба құбырлар жатады, ұңғыма ішіндегі қондырғы көлемді гидравликалық қозғалтқыштан тұрады. Оның жұмысын басқаратын ГП-нің маңызды

элементі ретінде золотникті қондырғы болады. Әрекет ету принципі бойынша ол төрт қадамды кранның әрекетіне ұқсас болып келеді. Золотниктің ішкі бөлігі каналдармен 90^0 бұрылуы екі жағдайда болуы мүмкін. Мұндай ауыстырып қосулар қозғалтқыш штокынан автоматты түрде іске асырылады.



4.11-сурет. Гидропоршенді сорапты қондырғының жабдықталу сызбасы

а – сорапты көтеру; б – сораптың жұмысы; 1 – құбыр желісі; 2 – жұмысшы сұйығына арналған ыдыс; 3 – сорғыш құбыры; 4 – айырғыш (сепаратор); 7 – шығару желісі; 8 – арынды құбыр; 9 – ұңғыма сағасының жабдықтары; 10 – 63 мм құбырлар; 11 – 102 мм құбырлар; 12 – шеген (абсадная) құбырының тізбегі; 13 – поршенді сорап; 14 – сорап ершігі; 15 – қондыруға арналған конус; 16 – кері клапан; I – жұмысшы сұйығы; II – өндірілген сұйық; III – өндірілген және жұмысшы сұйықтарының қоспасы

Гидропоршенді сорапты қондырғылар (4.11-сурет) құбырдың 10 төменгі бөлігінде орнатылған сораппен 13 поршенді гидравликалық қозғалтқыштан және жоғарыда орналасқан сораптан 4, сұйықты тұндыруға арналған ыдыстан 2 және оны тазартатын айырғыштан 6 тұрады. Құбырға 10 түсірілетін сорап 13 ершікке 14 (седлоға) отырады, мұнда ол құбырдың 10 орталық қатары бойынша ұңғыға айдалатын жұмысшы сұйығының ағыны әсерінен отыру конусына 15 нығыздалады. Золотникті қондырғы, сұйықты қозғалтқыш поршеннің үстіңгі немесе астыңғы кеңістігіне бағыттайды және сондықтан ол тік бағытта, қайтымды-түсімді қозғалыс жасайды. Кері клапан 16 арқылы сорылатын ұңғыдағы мұнай, ішкі 10 және сыртқы 11 құбырлар қатарының сақиналы кеңістігіне бағытталады. Қозғалтқыштан игерілген сұйық (мұнай) осы кеңістікке келіп түседі, яғни өндірілетін сұйық және жұмысшы сұйығы сақиналы кеңістік бойымен бір уақытта көтеріледі Сорапты көтеру қажеттілігі туындаған кезде жұмысшы сұйығын айдаудың бағытын өзгертеді –оны сақиналы кеңістікке жібереді (4.11-сурет).

Гидропоршенді сораптарды өндіру сұйығының жұмыс сұйығымен бірігіп немесе бөлініп қозғалуына және т.б. байланысты дара және қос әсерлі деп бөледі. Мұндай сораптар п.ә.к. 0,6-ға дейінгі өте үлкен тереңдіктен (4000 - 4500 м) сұйықты көтеруді қамтамасыз етеді [16].

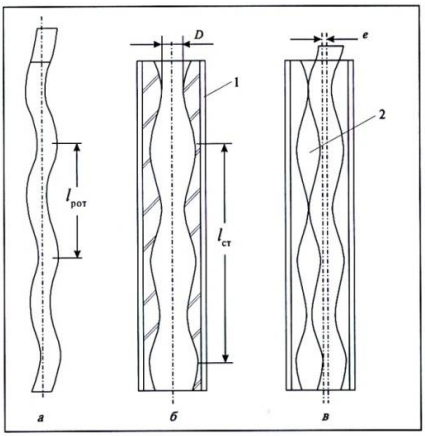
Гидропоршенді сораптардың артықшылығы – сорапты ауыстыру кезіндегі түсіріп-көтеру жұмыстарын автоматтандыру мен қашықтықтан басқару мүмкіндігінің болуы. Олардың кемшілігі гидравликалық қозғалтқыштың жақсы жұмыс істеуі үшін талап ететін ұңғыны ұқыпты тазалап тұру үшін оны жұмысшы сұйығымен жабдықтау жүйесін кәсіпшілікте орналастыру қажеттілігіне байланысты.

Бұрандалы сораптар қондырғылары

Шельфте ұңғыларды осы қондырғылармен пайдалану үлкен қызығушылықты тудырады.

Терең бұрандалы сорап (4.12-сурет) $L_{пот}$ қадамы бар қарапайым спираль (бұранда) түрінде болатын ротордан және $L_{ст}$ қадамы бар, ротор қадамынан екі есе үлкен болатын екіеселік спираль түрінде статордан (4.12, б-сурет) тұрады.

4.12, в-суретте сораптың жиналған түрінің бөлігі көрсетілген. Бұрандалы сораптың негізгі параметрлері: ротор диаметр D, статордың қадам ұзындығы $L_{ст}$ және эксентриситет L . Ротор және статор арасындағы қуыстар бөлінген. Ротордың айналу кезінде осы қуыстар радиус және ось бойымен "ығысады". Қуыстардың "ығысуы" сұйықты төменнен жоғары қарай итереді, сондықтан кей жағдайда осы сорапты ығыстыратын қуысы бар сорап деп атайды.



4.12-сурет. Терең бұрандалы сорап*: а – ротор; б – статор; в – сораптың жиналған түрі; 1 – сораптың тұлғасы; 2 – статор және ротор арасындағы қуыс*

Негізінен бұрандалы ротор үйкелуге қарсы хромдалған және басқа да жапқыштармен жабылған беріктігі өте жақсы болаттардан жасалады. Статор пластикалық материалдан дайындалып, тұлғада орналасады. Статордың материалы үшін өте қатаң талаптар қойылады. Осы сораптың жетегі тереңдік (батырмалы электрқозғалтқыш) немесе беттік болып келеді.

Батырмалы электрқозғалтқышты қолданғанда агрегат ұңғыға сорапты-компрессорлы құбырларда түсіріліп, ал оған қорек арнайы кабел арқылы жіберіледі (ОТЭС сияқты).

Жер үстіндегі жетекті қолданған кезде сорап роторына қозғалыс штанга тізбегі арқылы беріледі. Жетек қозғалтқышы ретінде электрқозғалтқышнемесе басқа қозғалтқыштар қолданады.

Жылдамдықты реттеу ретінде токты жиілікті түрлендіргіш қолданады.

Жоғарғы жылдамдықты қозғалтқыштарды көбінесе, өнімділігі жақсы және динамикалық деңгейлері өте үлкен емес ұңғыларда, ал кей жағдайларда жылдамдығы өзгеретін қозғалтқыштарды қолданады.

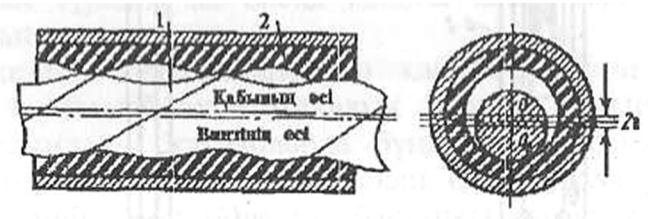
Бұрандалы сораптар қондырғылары келесі параметрлерде жұмыс істейді: беруі 20-дан 240 $м^3$/тәу. дейін, арын 2000 м-ге дейін және:

- мұнай тұтқырлығы – 20Па*с дейін,
- механикалық қоспалардың көп болуы (1 % дейін);
- еркін газдың көп болуы;
- вертикалдан ұңғының көп ауытқуы (70 % дейін) сияқты күрделі жағдайларда ұңғыларды пайдалануға тағайындалған.

Бұрандалы сорап қондырғысы төменгі күрделі қаржыны жұмсаумен, азгабаритті, шулау деңгейі төмен және жоғарғы ПӘК-пен сипатталады. Бұл қондырғылар теңіз платформаларда мұнай өндірудің жақсы құралдары болып табылады.

Бұрандалы сораптариілімді (резиналы) құрсаудағы 2 металды бұранданың 1 (4.13-сурет) айналуы әсерінен ағынды үдетеді. Бұл кезде олардың ұзындығы бойынша сораптың кіре беріс аузынан оның шығар аузына қарай жүріп отыратын сорылған сұйықпен толтырылған тұйық қуыстар пайда болады, бұдан әрі сұйық айдау желісіне қарай шығарылады. Бұранда тілімі 1, қалқымалы бұралу ұзындығы оның тілім (15-30) тереңдігіне үлкен байланыста болады, ал иілімді құрсаудың беті адымды бұранданың қос адымына тең болатын екі фазалы бұранданың бетімен сәйкес келеді. Бұранда қозғалысы күрделі; ол өз өсі бойымен және айналысы бойынша эксцентриситет *е*-ге тең болатын радиуспен айналады (*6.16-сурет*).

Күштерді теңестіру үшін бір бағытта және сол бағытта кері айналатын бірақ әртүрлі (оң және сол) бағыттағы спиралдары бар екі бұранда қарастырылған. Сұйық одан әрі сорап тұлғасы мен оның құрсауы арасындағы сақиналы саңылау бойымен СКҚ-ға көтеріледі. Сорапты түсіру кезінде СКҚ сұйықпен толып қалады және көтеру уақытында оны ұңғымаға ағызу арнайы клапан көмегімен іске асады. Сорапты жетектеу үшін айналу жиілігі азайтылған батырылмалы электрқозғалтқыш (БЭҚ) тағайындалған. Ол трансформатордан кабель арқылы қуат алған және гидроқорғаумен жабдықталған. Оның жұмысын бақылап отыру үшін басқару станциясы қызмет істейді.



4.13-сурет. Бұрандалы сораптың қабы – винтті элементінің сызбасы

Бұрандалы сораптар сұйық құрамындағы газға деген сезімталдығы төмен, жоғары тұтқырлықты мұнайды соруға қабілетті. Электрбұрандалы сорап (баяу жүрісті) ЭВНТ5А-100 м болған кезде 100 $м^3$/тәу өнім бере алады.

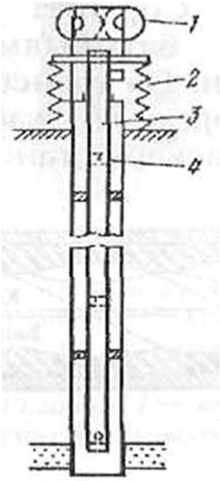


4.14-сурет. Ағынды сораптың сызбасы

Ағынды сорап (4.14-сурет) саптамамен 2 жалғасқан СКҚ 1 айдайтын жұмысшы сұйығының (су немесе мұнай) ағыны әсерінен жұмыс жасайды.

Саптаманың жіңішке қимасынан жүріп өткен кезде ағын, диффузор 4 алдында үлкен жылдамдыққа ие болады және соның әсерінен каналдарда 3 қысым төмендейді. Бұл каналдар сораптың 5 қуысы арқылы, пакер астындағы кеңістікпен 6 және қабатпен байланысқан бұл жерде қабат сұйығы сораппен сорылып және

араластырғыш камерасында жұмысшы сұйығымен араласады. Сұйық қоспасы одан әрі сораптың сақиналы кеңістігі бойымен қозғалады және СКҚ-ға айдалатын жұмысшы сұйығының қысымы әсерінен құбыраралық кеңістік бойымен (сорапты екі құрама қатарлы құбырға түсіреді) жоғарыға көтеріледі. Сорапта қозғалыстағы бөлшектер болмайды, тұтқырлығы жоғары сұйықтарды соруы мүмкін және күрделі жағдайларда пайдаланылады (қабат сұйығының температурасы жоғары болғанда, өнім құрамында құм мен еркін газдың мөлшері едәуір көп болған жағдайда және т.б.).



4.15-сурет. Дірілдеуіш сораптыңсызбасы

Дірілдеуішсораптар (4.15-сурет) дірілдеткіш тудыратын құбырлар тізбегіндегі сұйықтардағы серпімді деформация әсерінен ұңғыдан сұйықтарды көтеруге арналған. Дірілдеткіш өстен ауытқып отырғызылған біліктегі жүктерден тұрады, олардың айналуы кезінде серіппеге 2 ілінген көтергіш құбырдың 3 жоғарғы бөлігіқайтымды-түсірілетін қозғалысқа келтіріледі. Әрбір құбырда жоғары қарай ашылатын тарелка тәрізді клапан 4 орнатылған.

Құбырлар тізбегі дірілдеген кезде кезеңдік заңы бойынша сұйықтың инерциялық күштері ауырлық күшімен бірге клапандардың жылжуына әкеледі. Егер жоғарыға қарай бағытталған

инерция күштері сұйықтың ауырлық күшінен басым болса, онда клапандар ашылады да сұйықтарды жоғары қарай жібереді, егер де осы күш төмен бағытталса, клапандар жабылады. Өнімнің құбыр бойымен клапаннан клапанға дейін көтерілуі осылайша жүреді. Тербеліс амплитудасы әдетте, 5-тен 20 мм құрайды, ал олардың жиілігі – 1 минутта 600-ден 1200-ге дейін жетеді.

4.3. Теңіз эстакадасы

Теңіз түбінде мұнай кен орындарын ашу ашық мұхитта бұрғылау мұнараларын, сонымен қатар әртүрлі бағыттағы теңіз трубоқұбырларын салу қажеттілігін тудырды. Бастапқыда бұрғылау үшін, ал содан кейін пайдалану үшін арналған барлық гидротехникалық құрылғылар аралдық және эстакадты түрлерге бөлінеді. Теңіздің суы аз бөліктерінде эскада рөлін топырақты дамбалар орындайды.

Теңіз кен орындарын игеру, әдетте, барланған акваторияларда жүргізіледі.

Каспий теңізінде кен орындарды игеру үрдісінде теңіз стационарлы негіздерде орналасқан жеке объектер арасында сенімді байланыс болуын қажет етті. Жүк тиелген кемелерді теңіз толқуының 4 балы және желдің 5 балл болуы қиындата түсті. Сондықтан, игеру орындарында кәсіпшілік объектерінің арасында байланыс болуы үшін *эстакадаларды* құру қажет болады.

Осы тәсілдің маңызы – кен орынды игеру жобасының негізінде тармақталған магистралды эстакадалар желісін құру. Эстакадаларды құрумен қатар ұңғыларды бұрғылау және пайдалану үшін, эстакаданың жанына алаңдар, мұнай жинау пункгері, суларды жинау үшін сорапты, тазалау құрылымдары, тауарлы резервуарлар паркі, тұрғын үйлер салынады.

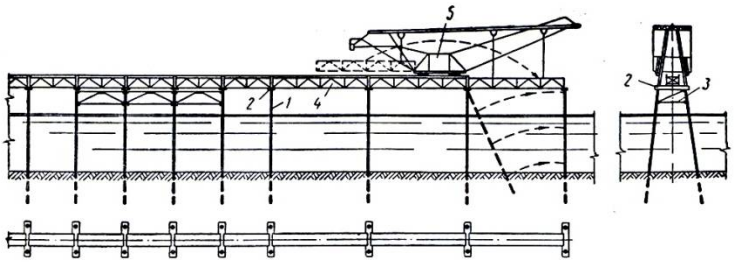
Эстакадалар (4.16-сурет) деп бұрғылау платформалардың автокөлік арқылы су үстінде үздіксіз байланысын қамтамасыз ететін созылыңқы құрылымды айтады.

Теңіз эстакада теңіз толқынына қарамай объектер арасында құрлықты байланыс үшін қажет және онда:

1. Теміржол, автокөлік транспортының қозғалысы;
2. Тағайындалуы әртүрлі (су, мұнай, газ, бу, топырақ ерітінділері үшін) қажетті құбырлар санын құру (орнату) орындалады.

Жалпы айтқанда, теңіз эстакадасы – құбыршалы тіректерге тірелген, кеңістік фермалардан құрастырылған сызықты құрылым.

Терең емес акваторияларда жоғарғы жағынан, ригельмен байланысатын екі көлбеу сывайлардан тұратын жазық тіректер қолданылады.



4.16-сурет. Металды эстакада
1 – свая, 2 – ригель, 3 – көлденең су үсті байланыс, 4 – ферма, 5 – Гипроморнефттің эстакадалы құрлыс краны

Эстакаданың алаңдары олардың орындалуына қарамастан свайлы құбырлы тіректерге тірелетін көп қатарлы фермалар жүйесі болып келеді. Свайлы тіректер көлденең және тік қаттылығын қамтамасыз ететін ригелдермен байланысқан.

Бір пролетті құрудың үрдістер циклі: рамалы түрдегі свайлы тіректерді құрастыру, грунтқа свайларды кіргізіп, олардың жоғарғы жағын ригендермен байлау, пролетті құрылымдардымонтаждау, уақытша рельсті жолды құрусияқты негізгі жұмыстар түрінен тұрады.

Су бассейнінің түбінен ұңғыны бұрғылау мүмкіндігін алу, одан кейін мұнай және газды өндіруге, бұрғылау және пайдалану жабдықты орналастыруға арнайы негіздерді құру керек. Стационарлы негіздер: құйылған шығанақ свайлы түрдегі металлконструкциялы негіздер, іріблок түрлері, гравитациялы типті үлкен салмақты негіздерболып бөлінеді.

Шетелде ұңғыларды бұрғылау және мұнайды өндіру металл стационарлы теңіз негіздері 6 м тереңдікте құрылған қарапайым конструкциядан бастау алып, 305 м тереңдікте жүргізілетін күрделі конструкцияға дейін дамыды.

Свайлы және ірі блокты типті металлконструкциялы негіздер бұрғылау тәжірибесінде өте жиі қолданылады.

Свайлы типті негіздерді – әртүрлі тереңдікте, сонымен қатар су түбі релефтінің күрт өзгеру жағдайында қолданады. Свайлар астында теңіз түбінде ұңғыларды арнайы кемелерден бұрғылайды. Әрбір осындай ұңғыларға құбыр түсіріп, оны цементтейді. Осыдан кейін свайларды, олардың аяқтары су бетінің үстінде бірдей деңгейде болатындай кеседі. Құбырлар аяқтарын жазық металды фермалармен байланыстырады, оған еден төсеп мұнара және бұрғылау қондырғысын орнатады. Свайлардың су деңгейінен биіктігі ең үлкен толқындар биіктігінен асуы керек.

Ірі блокты негіздер

Қазіргі кезде теңіз негіздерін құру үшін ірі блоктарды қолданады (МОС-1,2).

Межлумов, Оруджев және Саттаров конструкциялары су тереңдігі 8 м, 14 м, 22 м-де қолдануға есептелген.

Теңіз түбіне блокты қондырғаннан кейін, оның ішкі қуысы арқылы теңіз түбінде ұңғыны бұрғылайды, одан кейін оған блоктарды түппен байланыстыратын темірбетонды свайларды жібереді.

Блоктың су үстіндегі блогы биіктігі бойынша реттелетін фермаларменқамтылған. Олар түп рельефтің 1 м-ге дейін өзгеруінде қолдануға мүмкіндік береді.

Теңіз кен орындарын алу қарқынын күшейту қажеттілігі негізгі жаңа түрлерді жасауды талап етті. Бұл мәселе құрылыстық іріленген блоктарға өтуімен шешілді, ол кезде блоктарды дайындау және жинау бойынша еңбек сыйымдылықты жұмыстар жағадағы базада орындалды. Мұндай негіздер әрқайсысы жоғарыдан фермалармен байланысқан және биіктігі бойынша диогональ икемдермен байланысқан төрт немесе алты тіреулерден тұратын металл конструкцияларды көрсетеді. Теңіз тереңдігіне байланысты негіздер бір, екі, үш және төрт ярусты болады. Теңіз ұңғымаларын игеруге дайындау:

– Трубоқұбырларды салу;
– Эксплуатациялық ұңғымадарды орауды монтаждау;
– Штабельдерде алаңдарда бұрғылау құбырларын немесе штангтарды әкелу;
– Бұрғылау және перфорация контурларынан ұңғымаларды қабылдаусияқты негізгі операцияларды орындаудан тұрады.

Соңғы кездерде теңіз мұнай кен орындары иілген-бағытталған ұңғымалармен жасалады, олардың сағалары бір-бірінен 1,5 м қашықтықта орналасқан, ал көршілес жұптар арасындағы қашықтық

9-10 м. Бірінші бұрғыланған ұңғымалардың сағалары бұрғылау еденінен 1,5-2 м төмен түсіріледі. Ұңғыманы екі бағанды бұрғылауды аяқтағаннан соң ғана пайдалануға жібереді. Бірінші ұңғыма қондырғысын екі нұсқада іске асырады: 1) арматураны міндетті түрде коллонада монтаждайды; 2) коллонаға арматураның басына орнатылады, ұңғыма сағаларынан 4-5 м қашықтықта орнатады. Екінші нұсқада трайниктің үстінде қозғалмалар мен буферлерді орнатады, олар бұрғылау еденінен біршама жоғары орналасқан.

Бақылау сұрақтары

1. Шельфте қандай пайдалану тәсілдері бар?
2. Өнім өндірудің механикаландырылған тәсілі қандай варианттарда болады?
3. Арынды сорап қалай жұмыс істейді?
4. Фонтанды өндіру тәсілінде жұмыс неге негізделеді?
5. Танемді қондырғының жұмыс принципін атаңыз.
6. Қандай жағдайларда бұрандалы сораптарды қолданады?
7. Эстакада деп нені атайды?
8. Стационарлы негіздерді қандай түрлерге бөледі?
9. Свайлы типті негіздерді қандай түрлерге бөледі?
10. Эстакада алаңы деген не?
11. Іріблокты негіздердің суүсті бөлігі немен қамтылған?
12. Ортадан тепкіш сораптың қандай ерекшеліктері бар?
13. Бұрандалы сораптың жұмыс құралы ретінде не саналады?
14. Бұрандалы сораптың жұмыс істеу принципін түсіндіріңіз?
15. Бұрандалы сораптың артықшылығын айтыңыз.
16. Бұрандалы сораптың қодырғысына нелер кіреді?
17. Бұрандалы сораптың негізгі бөліктерін атаңыз.
18. Гидропоршенді қондырғы неден тұрады?
19. Гидропоршенді қондырғының жұмыс істеу принципін түсіндіріңіз?
20. Гидропоршенді қондырғының артықшылығы мен кемшілігін атаңыз.

5. ШЕЛЬФТІ КЕН ОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУДІҢ ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМДАРЫ

5.1. Теңіз мұнай және газ кен орындарын игеруге арналған техникалық жабдықтардың жіктелуі

Техникалық немесе техникалық құралдар (ТҚ) арқылы әдетте теңіз мұнай газ кен орындарын игеру үрдістерінде қолданылатын барлық жүйелер түсіндіріледі (5.1-сурет). Теңіз мұнай газ құрылымдарына (ТМГҚ) шельф кен орындарын игеруге қатысатын техникалық жүйелер кіреді, олар арнайы құрылыс технологиясын қолдану арқылы жасалған. Осылайша ТМГҚ-лар ТҚ-ның бір бөлігі болып табылады.

ТҚ кешеніне мұнай және газ кен орындарын игеру үшін қымбат тұратын гидротехникалық құрылғылардың түрлері, геологиялық қадағалау, бұрғылау және мұнай өндіру құрылғылары, байланыс жүйелері, қоршаған ортаны қорғау және басқа да техникалардың үлкен көлемі жатады, оларды келесідей белгілері бойынша біріктіруге болады:

– Жұмысты жүргізу ауданында қоршаған орта жағдайларын зерттеуге арналған техника. Осы мақсаттар үшін бірқатар ғылыми-зерттеу бірлестіктері құрылған. Олар қоршаған ортаны кешенді зерттеумен, бағдарламалар мен әдістемелерді жасаумен айналысады және олар техникалық құралдармен қамтылған. Оларға гидрометеорологиялық станциялар, ғылыми-зерттеу кемелері, батиметриялық жағдайларды, судың химиялық құрамын, толқуын, ағысын зерттеуге арналған техникалар және т.б. жатады;

– Геофизикалық жұмыстарды жүргізуге арналған техникалар геофизикалық кемелерден, ақпаратты автоматты өңдеуге арналған аппаратура мен құралдардан, көп арналы сандық сейсмикалық станциялардан тұрады.

– Геологиялық инженерлік зерттеулерге арналған техникалық құралдарға колонкалы бұрғылау, монотіреулі негіздер, деректерді ЭЕМ-де өңдеу арқылы бөлшектеп зерттейтін арнайы кемелер жатады.

– Мұнай және газ кен орындарын терең барлама бұрғылау үшін арналған құралдар – ӨКБҚ, ЖББҚ, БК, т.б., САСҚ кешені, т.с.с.

– Әртүрлі конструкциялы теңіз стационарлы платформалардан, мұнай мен газды өндіретін құралдардан, мұнай мен газды суасты және суүсті өндіруге арналған кешендерден тұратын эксплуатациялық бұрғылау және өндіру техникалары;

– Құрылыс және монтаждау жұмыстарын жүргізуге арналған техникалық кешендер, кранды монтажды кемелер, түсіру тасымалдау баржалары, жағалау базаларының көтеру-монтаждау құралдары және т.б. жатады;

– Мұнай мен газды дайындау және тасымалдауға арналған техникалық құралдары, мұнайды жинау және дайындау қондырғылары, оларды басқару, теңіз мұнай-газ құбырлары және т.б. жатады.

– Суасты және сүңгуір техникасы;

– Қоршаған ортаны қорғау техникасы теңіздің ластануының алдын алатын құралдар, төгілген мұнайды жинайтын арнайы кемелер және т.б.

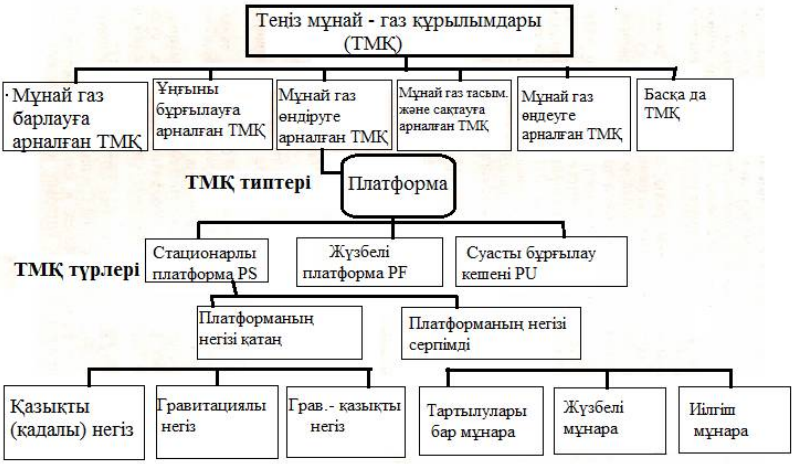
Шельфті игерудің техникалық құралдары арасында шығынның көптігі бойынша негізгі үлесті теңіз мұнай-газ қондырғылары құрайды. Жұмыста барлық мұнай-газ қондырғыларын: геологиялық қадағалау ТМГҚ, бұрғылау үшін арналған ТМГҚ, көмірсутектерді қайта өңдеуге арналған ТМГҚ және қосымша ТМГҚ деп бөлінетін классификация ұсынылады.

D класына әртүрлі бұрғылау платформалары жатады.

P класына мұнайды өндіру үшін арналған стационарлы және жүзетін техникалық жүйелер кешені, T класына теңіз жағдайларында көмірсутектерді жинау, сақтау және тасымалдау үшін арналған ТМГҚ-лар кіреді.

Соңғы кездері R класты ТМГҚ-лар тез дами бастады, оларға газ бен мұнайды қайта өңдеуге арналған техникалық құралдар, G класына геофизикалық және геологиялық зерттеулерге арналған техникалық жүйелер, қосымша O класына адамдар мен жүктерді тасымалдауға арналған ТМГҚ-лар, коммуникациялы ТМГҚ-лар және т.б. жатады.

Барлық кластар типтерге бөлінеді, мысалы, Р класындағы қондырғыларды «платформалар» типіне бөлуге болады, олар өз кезегінде түрлерге бөлінеді [3].



5.1-сурет. Теңіздегі мұнай-газ қондырғыларының жіктелуі

Берілген ТМГҚ-лар жүйесі өз кезегінде жобалау және басқару мақсатындағы автоматтандырылған жүйені құруға мүмкіндік береді.

Теңіз мұнай-газ кен орындары (ТМК) сияқты теңіз құрылымдарында өздерінің өмірлік цикліне ие, оларды негізгі төмендегідей сияқты: жобалау (D), құрылыс (C) және пайдалану (E)кезеңдерге бөлуге болады. Бірқатар жағдайларда теңіз мұнай-газ кен орындарын меңгеру барысында экологиялық аспектіні күшейту мақсатында кен орынды утилизациялау уақытын бөліп көрсетуге болады және ол үшін арнайы құрылым мен бөлек кезең (U) берген дұрыс.

XX ғасырдың 40-жылдары аяғы мен 50-жылдары басында Каспий теңізі мен Мексика шығанағындағы теңіз мұнай кеніштерін игеру жұмыстары басталды, бұл өз кезегінде теңіз мұнай өндірісінің құрылуымен аяқталды. Теңіз эстакадалары, пайдалану мен барлау ұңғыларын бұрғылауға арналған жеке және жүзбелі

негіздегі суасты құбырлары және тауарлық мұнай паркі, теңіздегі тұтас қалалар – бұл бүгінгі күннің шындығы.

Қазіргі уақытта мұнайды барлау мен өндіру барлық құрлықтарда, соның ішінде теңіз акваторияларында және ішкі су жүйелерінде жүргізіледі. Ең қарқынды жұмыстар Мексика және Парсы шығанағында, Каспий және Солтүстік теңізде, Моракайбо көлінде, Қара, Азов және Охота теңіздерінде жасалуда.

Теңіз жағдайларында жұмыс жасаудың ерекшеліктері мұнай кен орындарын меңгеру кезінде кең түрде қозғалмалы құрылымдарды қолдануды қажет етеді. Олардың көмегімен мұнай өндірісінің құрылысы кезінде әртүрлі жұмыстар жасалады. Оларға пайдалану және барлама ұңғыларын бұрғылауға арналған жүзбелі бұрғылау қондырғылары мен бұрғылау кемелері жатады. Бастапқы бағасының қымбаттылығы жоғарғы мобильдігі мен автономдылығының арқасында өтеледі.

ТМГҚ-ның ең алғашқы конструкцияларының даму сатысы кезіндегі ең бірінші металды қазықты негіздерді орыс ғалымы Н.С. Тимофеев ойлап тапты. Металды қазықтар жерге бұрғылау әдісімен орнатылады. Шурфтарды қазықтардың астына бұрғылап қондырып, цементтегеннен кейін қалған бөліктері құрастырылып құрылыс орнында пісіріледі. 1940 жылы Б. А. Рагинский цементтелген қазықтардың үстіне ірі блоктар құрастырылып орнатылатын теңіз негізінің жаңа әдісін қолдануды ұсынды. Бұл іріблокты элементтерді қолдану құрылыс жұмысы уақытын біраз қысқартты.

Теңіз кен орнын игеруі процесі кезінде теңіз стационарлы негіздерде орналасатын бөлек объектілер арасында берік байланыс орнату қажеттілігі туындады. 4 балдық толқулар мен 5 балдық жел кезінде кемелерде жүктер жеткізу қиындығы және басқада себептерге байланысты жеке объектілердің арасын эстакадалармен байланыстырды.

Құрылымның даму сатысындағы келесі қадам Л.А. Межлумов ойлап тапқан металл стационарлы ЛАМ негізін және Л.А. Межлумов, С.А. Оруджева, Ю.А. Саттаров бірлесіп ойлап шығарған МОС металл негізді конструкцияны қолдану арқылы жасалды. 1976 жылы «28 сәуір» кен орнында тереңдігі 84 м-де металл стационарлы негіз құрастырылды.

Теңіз мұнай кен орындарын шетелдік меңгеру тәжірибесі стационарлы ағаш негізді қазықтарды пайдаланудан басталады. Стационарлы теңіз негіздерін салудағы американдық тәжірибенің ерекшелігі – темірбетонды және бетонды құрылымдар түріндегі кессондар, массивтер, құдықтар және қазықтар қолдану. Мысалы, Коллинс негізі керекті тереңдіктегі грунтқа орнатылған диаметрі 5,4 м болатын тіректі массив, олкөлемі 12х20 м болатын кессон түріндегі алып массивтерде қолданылған. Оның өзіндік құнының жоғары болуына байланысты бұл құрылымдар көп таралмады.

Марокайбо көлінде 30 м тереңдікте диаметрі 1,5 м, қалыңдығы 15 см, ал ұзындығы 55-60 м болатын темірбетонды тіреулер орнатылған. Бұдан аз тереңдіктерде қимасы 60х60 см болатын қазықтар қолданылған. Металл стационарлы теңіз негіздері шетелдерде қарапайым құрылысты тереңдігі 6 м-ге дейін, ал күрделі құрылымды тереңдігі 305 м-ге дейінгі аралықта қолдану кеңінен дамыды.

Теңіз гидротехникалық құрылымдарының дамуының екінші сатысы ұңғы бұрғылауға және мұнай өндіруге арналған теңіз стационарлы платформаларды (ТСП) жасаудан басталды. Бұл құрылымның ерекшелігі – көп палубалы стационарлы платформаларда әртүрлі биіктіктерде қолданылатын және де арнайы құралдармен жабдықталған зауытта шығарылатын массивті блоктарды қолданудан тұрады. Бұлар бір уақытта бұрғылау және мұнай өндіру жұмыстарын жүргізуге мүмкіндік береді.

ТСП-дың құрылымының тез дамуы әсіресе, Солтүстік теңіздің мұнай және газ кен орындарын игеру кезінде байқалды. Теңіз түбіне қазықтармен бекітілетін массивті стационарлы металды платформалармен қатар, Солтүстік теңізде гравитациялық типті массивті темірбетонды платформалар да қолданылды.

Жоғары тереңдіктерге арналған қатты және серпімді платформаларды жетілдірудің түрлі жобалар жасалды (300-1050 м-ге дейін). Жобаларда желдік жүктеулер кезіндегі резонанстық жиліктердегі өзара компенсация эффектісін қолданады. Мұз жағдайларында жұмыс жасайтын әртүрлі платформалардың құрылымдары да жасалған.

Соңғы жылдары мұнай және газ кен орындарын меңгеру кезінде жүзбелі жүйелерді қолдану тенденциясы байқалады. Негізінен жүзбелі жүйелерді аз шығымды кен орындарды игеру кезінде немесе үлкен қоры бар кен орындарды меңгерудің алғашқы кезеңдерінде қолданады.

Жүзбелі бұрғылау қондырғысын (ЖБҚ) қолданылу 1959 жылы Каспий теңізінде құрылымдық барлама бұрғылау үшін құрастырылып, алғашқы қолданылған жүзбелі негіз болды. ЖБҚ пайдаланудың алғашқы жылында 22 ұңғы бұрғыланды, жалпы мөлшері 14000 м тереңдік жер қазылды.

Сонымен бірге жүзбелі кемелерде жақсы қолданысқа ие. 1960 жылы Сокол атты бұрғылау кемесі теңізде геологиялық барлау жұмыстарын жүргізе отырып, 140 ұңғы бұрғылады.

Ең бірінші жүзбелі бұрғылау агрегаттарын құрастыру қырқыншы жылдардың аяғы мен елуінші жылдардың басында теңіз кен орындарын меңгеруге байланысты АҚШ пен бұрынғы КСРО-да жедел қарқынмен дами бастады.

Теңіздегі алғашқы батырылып жіберілетін, ағаштан жасалған жылжымалы негізді 1937 жылы Каспий теңізінде ағайынды Хубецовтар құрастырды. Негіздері ағаштан жасалуына байланысты олар әлсіз болып келді, бірінші ұңғыны бұрғылау кезінде дауылдың тұруына байланысты бұзылып қалды. 1947 жылы инженер Тарасов болаттан жасалған жүзбелі арал жобасын жасады, бірақ белгісіз себептерге байланысты құрастырылмай қалды. Тек 1959 жылы Каспийде «Гипроморнефть» жобасы бойынша батырылатын жылжымалы бұрғылау қондырғысы жасалды. 1960 жылдардың басында терең барлама бұрғылауға арналған тіректі коллоналары бар ЖБҚ құрастырылды.

АҚШ-та алғашқы ЖБҚ 1949 жылы жасалды, осыдан кейін жүзбелі бұрғылау агрегаттарының флоты тез дами бастады, ал 1957 жылы қаңтарда 38 ЖБҚ болды.

Алғашқы бұрғылау кемелері 50-жылдардың басында АҚШ пен бұрынғы КСРО-да бір уақытта пайда болды. Бастапқы кезде олар теңіз құрылымдарын теңіздегі құрылысын салу мақсатында құрылымдық барлама бұрғылау және геологиялық іздеулер үшін қолданылып жүрді. Негізінен олар шағын теңіз кемелерге құрлықта қолданылатын бұрғылау станоктарын орнату арқылы қай-

тадан жабдықталды. 50-жылдардың аяғында АҚШ-та терең ұңғыларды бұрғылайтын суасты кешені бар бұрғылау қондырғылары жасап шығарылды.

Шетелдерде керекті көлемде барлау және пайдалануға арналған бұрғылау үшін негізінен жылжымалы жүзбелі бұрғылау қондырғылары қолданылады. Олар: теңіз тереңдігі 100 м-ге дейін ӨКБҚ, ал бұданда көп тереңдіктерде ЖББҚ және БК пайдаланылады. 70-жылдардың басында 273 осындай қондырғылар құрастырылды; олардың 214 бірлігі, оның ішінде 108 ЖБҚ, 56 БК және 50 ЖББҚ пайдаланылды.

Шетелде флотты жоғары қарқынмен өсіп келе жатқан осындай қондырғылармен қамтамасыз ету үшін тұтастай кеме жасау өндірісін қалыптастыру тиімді деп шешілген. Мұнай өндіру фирмаларында теңіз жағдайларында бұрғылаудың жаңа техникасы мен технологиясын ойлап табу мен оларды жақсарту мақсатында көп жылдық ғылыми-зерттеулер және тәжірибелік жұмыстық бағдарламалар жүргізілуде. Бұл зерттеу бағдарламасы сонымен қатар теңізде терең ұңғымаларды бұрғылауды қарастыратын Мохол жобасында дакең көлемде қамтылды. Бағдарламаның құны 400 млн. доллар көлемінде. Осы қаржыны игеру мақсатына АҚШ-тың ірі зертханалары мен университеттері, ғылым академиясының ғалымдары мен өндіріс инженерлерінің жұмыстары тартылған.

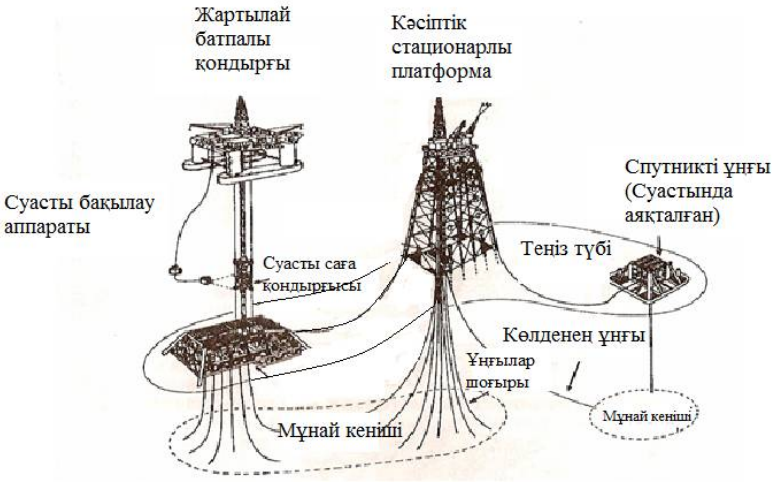
5.2. Теңіз бұрғылау қондырғылары

Бұрғылау қондырғылары және олардың басқа түрлері әлемнің әртүрлі бөліктеріндегі теңіздерде бұрғылау жұмыстарының шарттарына сәйкестендірілу үшін үздіксіз түрлендірілу үстінде (5.2-сурет). Қазіргі кезде бұрғылау қондырғыларының:

– Жерүсті бұрғылау қондырғылары;
– Теңіз стационарлы платформалардағы бұрғылау қондырғылары;
– Жартылай батпалы жүзбелі бұрғылау қондырғылары;
– Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғылары;
– Бұрғылау кемелері;
– Бұрғылау баржалары;
– Көмекші кемелер, т.б. қолданылады.

Жерүсті бұрғылау қондырғылары құрлықта және теңіздегі жасанды аралдарда бұрғылау үшін пайданылады.

Теңіз стационарлы платформалардағы бұрғылау қондырғылары негізінен пайдалану ұңғыларын бұрғылауға және өндіру ұңғыларында арнай жұмыстар жүргізу үшін пайдаланылады. Жалпы бір платформа бетінде бұрғыланған ұңғылардың саны олардың өнімділігіне, қабаттың фильтрациялы сыйымдылық қасиетіне және кеніштің өлшеміне байланысты 40-50 ұңғыдан аспайды. Көп жағдайларда бұрғылау жұмыстарынан кейін демонтаждалатын басқа арнайы қондырғылармен ауыстыруға болады. Бұрғылау мұнарасы негізінен платформа бетінде орналасады.



5.2-сурет. Шельф кен орындарын игеруге қолданылатын қазіргі заманғы техникалық құралдар

ЖББҚ жүзбелі құрылымын негізінен су тереңдігі 60-2500 м-ге жететін теңіз ұңғыларын бұрғылау үшін қолданады. Бір жерден екінші жерге өзінде бар винтті гребнді жүйе арқылы буксирленеді. Көбіне, ЖББҚ бұрғылау нүктелерінде тұрақты орналасу үшін шынжыр немесе тростар арқылы бекітіледі. Кейбір қазіргі заманғы қондырғылар бұрғылау кезінде тұрақтылығын дәл сақтап тұратын арнайы навигациялық және динамикалық позициялау жүйесі негізінде терең бұрғылау кезінде қолданады. Өйткені

жоғары теңіз тереңдіктері кезінде зәкірлік қондыру көп шығынды және уақытты қажет етеді.

ӨКБҚ теңіз түбіне тірелетін құрылымдардан құралған және теңіздің 20-120 м-ге дейінгі тереңдіктерінде қолданылады. ӨКБҚ белгілі бұрғылау нүктесіне жүзбелі күйінде буксирленіп апарылады, жеткізілгеннен кейін бұрғылау кезінде тұрақтылықты қамтамасыз ету үшін платформалар аяқтары шығарылып, теңіз түбіне тығыз орнатылады. ӨКБҚ сонымен бірге стационарлы платформалар қасында орнатылып, қосымша жүзбелі кемелер көмегін атқара алады. Бұл кезде бұрғылау мұнарасы негізгі платформаларда орналасады және бұрғылау стационарлы платформадағы тесіктер арқылы жүргізіледі [3].

Бұрғылау кемелері негізінен үлкен жүк көтергіштігі бар өздігінен қозғалмалы қондырғы болып табылады. Керекті көп материалдар мен негізгі қондырғыларды алып жүре алатын қасиеті үшін БК арнайы акваторияларда, терең сулы бұрғылау кезінде кеңінен қолданылады.

Бұрғылау баржалары түбі бұрғылау мұнарасына негіз бола алатын су көлігі болып табылады. Бұрғылау баржалары белгіленген жерге буксирленеді және терең бұрғылау жұмыстарын жүргізуге мүмкіндік беретін арнайы балластар арқылы орнықтырылады. Мұндай бұрғылау қондырғылары батпақты және таяз сулы аймақтарда қолданылады.

Көмекші кемелер көбінесе, шельф зоналарында, мысалы Қиыр Шығыста және Венесуэла аймағындағы су тереңдігі аса терең емес жерлерде көп пайданылады. Бұл аймақтарда арзан әрі шағын платформаларды қолдану тиімді болып келеді. Көмекші кемелер платформалақ бұрғылауға керек барлық құрал-жабдықтармен қамтамасыз етілген және олар платформалар жанына зәкірленеді. Негізінен көмекші бұрғылау кемесінің қызметін көбіне, баржалар немесе ЖББҚ атқара алады. Бұрғылау аяқталғаннан кейін кеме келесі платформаларға жеткізіледі.

Мұнай-газ кен орындарын орналастыру шығыны көбіне жалпы капитал салымының 50 %-ын құрайды. Кейбір жеке мұнай-газ өндірістік платформаның құны 1-2 млрд. долларға жетеді. Мысалы, Солтүстік теңіздің Тролль кен орнында қазіргі кезде қолданылатын терең сулы гравитациялық платформаның құны

1 млрд. долларға бағаланады. Қазіргі заманғы терең сулы магистральды құбыржелісін тартудың шығыны 1 км үшін 2-3 млн. долларды құрайды.

Шельф кен орнын игеру кезіндегі әрбір жаңа саты игеруде туындайтын қиындықтарға байланысты әртүрлі шешімдерді қабылдауды қажет етеді. Шельфті меңгерудің тұтастай бір техникалық құралдар кешені ойлап табылған, оларды таңдау технологиялық, геологиялық, гидрометеорологиялық, экономикалық, саяси және т.б. шарттар бойынша анықталады. Мысалы барлау, бұрғылау және өндіру жұмыстары үшін *2.4-суретте* көрсетілгендей әртүрлі техникалық құралдардың түрлері қолданылады.

Жаңа техника мен теңіз мұнай-газ құрылымдарын жобалау және құрастыру жөнінен: «Браун & Рут», «Мак-Дермот», «Квернер», «Аккер», «Кеппел» және т.б. инженерлік компаниялар жақсы саналады.

Әзірбайжандағы «Гипроморнефтегаз» институты жобалап және Бакулық терең сулы негіздерді салу зауыты құрастырған 10 аса ірі металдық платформалар 100 м тереңдіктерде орнатылған. «ВНИПИШельф» институты Қырымда газ кен орындарын игеру үшін биіктігі 30 м болатын платформалар шығарған. Диаметрі 500-700 мм болатын теңіз құбыр желілері Каспий, Қара теңізде және Қиыр Шығыстағы Татар бұғазында тартылған.

Қазіргі кезде шетелдік және Ресей компаниялары мұзға төзімді стационарлы платформаларды жобалап салу үстінде. Бірінші кезекте Сахалиндегі Пильтун-Астохско және Печорск теңізіндегі Призаломное кен орындарындағы кессонды типті платформаларды айтуға болады. Басқа да Сахалин кен орындарына арналған мұзға төзімді платформалар типтері жобалану үстінде. Ресей газын Түркияға таситын Қара теңіз табаны астымен салынған ерекше құбыржелісі орнатылған.

Мұнай өндіру және ұңғыларды бұрғылау үшін, теңіз гидротехникалық құрылымдарының дамуында екінші кезеңі болып массивті моноблокты және түсірмелі көп палубалы, жоғары құрылымды тіректі бөлігі болып табылатын – теңіз стационарлы платформасы (ТСП) құрылды. Бұл конструкцияның басты ерекшеліктері – зауытта жасалған массивті блоктарды (модульдерды) қолдану, белгілі бір техникалық жабдықтармен жинақталған

және әртүрлі биіктіктегі палубаларда, көп палубалы жоғары құрылымдарда және стационарлы платформаларда құруда қолданылады. Бұл дегеніміз – бұрғылау жұмыстары мен мұнайды өндіруді бір уақытта қамтамасыз ету.

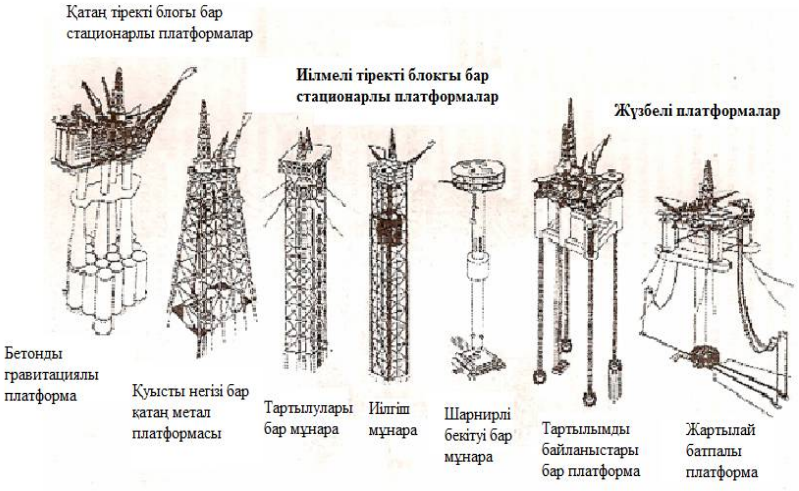
ТСП-ның конструкциясының қарқынды дамуы Солтүстік теңіздегі мұнай газ кенорындарын игеру кезінде болды. Массивтік стационарлы металдық платформалармен қатар, теңіз түбіне қазықпен бекітілетін, Солтүстік теңізді массивті темірбетонды платформаның гравитационды типі кеңінен қолданылады. Сонымен қатар комбинирленген: төменгі жағы темірбетоннан, жоғарғы жағы металдан жасалған конструкциялар пайданылады.

Тереңсулы акваториялар үшін қазіргі кезде жасалып жатқан жобаларда тартылу тіректері бар платформаларды игеру түрлері қолданылады.

Жетілген қатты металдық конструкциялар сияқты,үлкен тереңдіктегі (300-1050м) платформаладың серпімді конструкцияларының жобаларына зерттеу және игеру жұмыстары жасалды.

Шельфті игерудегі әрбір жаңа кезең өмірде туындайтын мәселеге сәйкес келетін, жаңа техникалар әкеледі. Шельфті меңгеру кезінде біртұтас техникалық жабдықтар спектрі жасалынды, яғни техникалық, геологиялық, гидрогеологиялық, экономикалық және т.б. шарттар қасиетіне сәйкес таңдау арқылы анықталады. Мысал ретінде,зерттеу жұмыстарының жүргізілуі –мұнай және газ ұңғыларын игеруде әртүрлі техникалық жабдықтардың қолданылуы. Теңіз мұнай-газ құрылымы мен жаңа техника шығаруда нәтижелі жұмыс жасап келе жатқан инженерлік компаниялар арасында «Браун & Рут», «Мак-Дермот», «Квернер», «Аккер», «Кеппер» және т.б. белгілі орын алады.

Әзірбайжанда «Гипроморнефтегаз» институты жобалап, ал «Баку тереңсулы негіздерді жасау» зауыты оны жасап және шамамен, 100 метрлік тереңдікке 10-нан астам металл платформаларын орнатты. «ВНИПИШельф» институтымен Қырымның газды кен орындары үшін биіктігі 30 метр болатын платформалар жасалды. Диаметрі 500-700 мм-ге дейін жететін теңіз құбырлары Каспий және Қара теңіз бойымен және Татар бұғазы арқылы Қиыр Шығысқа өткізілген.



5.3-сурет. Заманауи тереңсулы платформалар түрлері

Қазіргі таңда ресейлік және шетел компанияларымен мұзға төзімді стационарлы платформалар жасалып, жүзеге асырылуда. Бұл – бірінші кезекте, Сахалиндегі Пильтун-Астохск кен орны (Моликпак платформасы) және Печорск теңізіндегі Приразломное кен орындары үшін жасалған кессонды түрлі платформа. Жобалау кезеңінде Сахалин кен орындары үшін мұзға төзімді басқа да түрлі платформалар болады. Ресей газын Түркияға Қара Теңіз түбімен тасымалдауда сирек кездесетін бірегей құбыр жасап шығарылған.

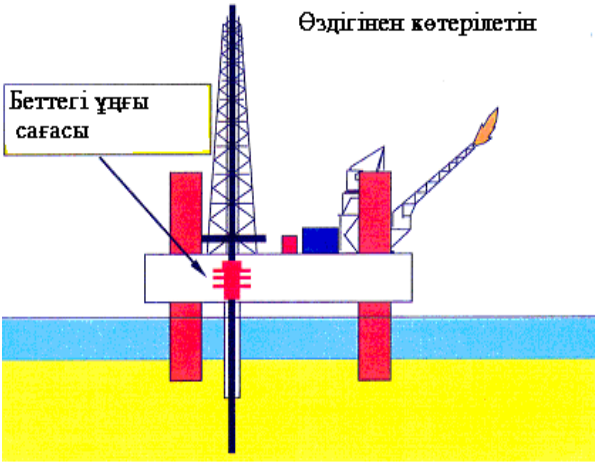
5.3. Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨКББҚ)

Жүзбелі бұрғылау құрылғыларды ұңғы үстінде орнату тәсілі бойынша екі негізгі кластарға бөледі:

1) бұрғылау кезінде теңіз түбіне тірелетін (жүзбелі БҚ өздігінен көтерілетін (ӨКББҚ) және батпалы түрлері);

2) бұрғылау және меңгеру кезінде жүзбелі күйде болатын (жартылай батпалы бұрғылау қондырғылары (ЖББҚ) және бұрғылау кемелері (БК)).

Өздігінен көтерілетін жүзбелі бұрғылау қондырғылары теңіз мұнай газ кен орындарында барлау кезінде тереңдігі 30-120 м акваторияларда қолданылады (5.4-сурет).



5.4-сурет.ӨКБҚ-ның жалпы сұлбасы

Бұл қондырғылар қондырғының корпусы болып келетін жүзбелі пантоннан, үш немесе одан көп сырғымалы тіректі тізбектерден тұрады. Тұлғада техникалық, энергетикалық және қосымша жабдықтар, технологиялық материалдар қоры, отын, қолданылатын және технологиялық су, құбырлар, аспаптар, қызмет орындары мен тұрғын үйлер, қоймалар, тік ұшақ алаңы орналасады.

Бұрғылау нүктесіне тасымалдау кезінде тіректері жоғары көтеріліп, бекітілген күйде қозғайды. Бұрғылау нүктесінде тізбектерді көтергіш құралдармен төмен түсіреді және тұлғада орнатылған қондырғы, инструменттер, құбырлар, материалдар корпуспен бірге тіректі тізбектер бойымен (корпус түбіне толқын соққылары тимейтін) биіктікке көтеру құралдарымен көтеріледі.

Оны (биіктікті) астрономиялық және шторымды су ағымдарын ескере отырып есептейді:

$$H = 0,6\, h_{50} + 1,5 \qquad (5.1)$$

h_{50} – берілген су ауданындағы 50-жылдық шторымның экстремалды биіктігі.

ӨЖБҚ бірнеше түрлері және конструкциясы болады. Оларды корпус конструкциясы, тіректі тізбектердің саны мен конструкциясы және көтергіш құралдарының түрлері бойынша ажыратады.



5.5-сурет. Фермендік тіректі ӨКБҚ

Тіректі тізбектердің санын анықтауға келесі факторлар қатары: теңіз тереңдігі, гидрометриялық жағдайлар, тіректі тізбектерді грунтқа қазықтап орнату тәсілімен оларды грунттан алу (көтеру), теңіз түбі, корпустың жалпы салмағы, дайындалу салмағы, дайындалу технологиясы әсер етеді.

Үлкен тереңдіктерде әрбір тірекке толқын жүктемесінің әсері өседі. Үлкен ұзын тізбектерді иілуге қаттылығын сақтау мақсатында оның көлбеу қимасын өсіруге тура келеді. Сондықтан, 60 м тереңдікте үш тіректерді қолданылады. Цилиндрлі тіректері бар қондырғыларды 45 м дейін және 45-75м диапазонында цилиндрді және фермендік тіректермен қолданады, ал 75м ден жоғары тереңдікте тек ғана фермендік тіректі қондырғыларды қолданылады.

Ферменді тіректердің конструкциясын тікбұрышты, квадрат және үшбұрышты қылып жобалайды. Ең жақсы конструкция – үшбұрышты қималы тірек. Өйткені толқын әсерлеріне ұшырайтын элеметтер саны аз.



5.6-сурет. Тіректері көтерілген кездегі ӨКБҚ
1 – понтон; 2 – тіректі тізбек; 3 – тіректерді көтері құрылғысы; 4 – кран; 5 – бұрғылау мұнарасы; 6 – көтеріңкі портал консолі; 7 – құбырларды сақтау стеллажы; 8 – тұрғын үйлер; 9 – тікұшақ алаңы

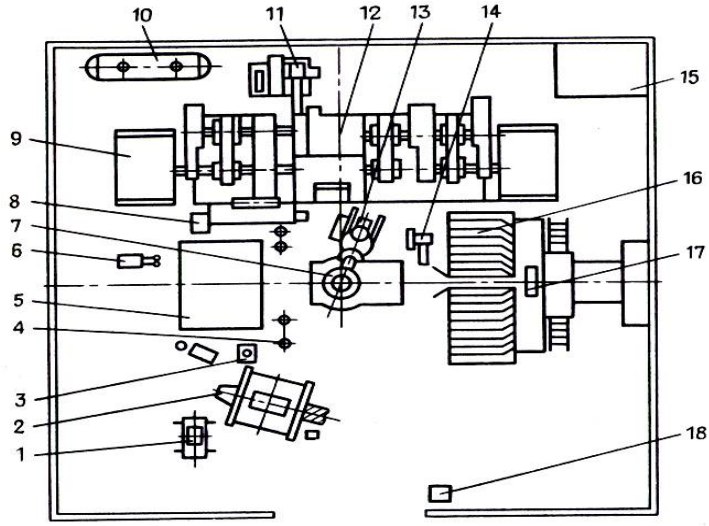
Тіректердің аяқ жағы башмактармен (табандармен) бітеді немесе оларды жалғайтын тіректі плитамен бекітеді.

Сонымен қатар көтеріп-түсіретін құрылғылар болады, олар тіректерді 0,46 – 1,37 м/мин жылдамдықпен түсіріп, көтереді.

Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғының негізгі пайдалану жағдайы – жұмыс және ауысу (тасымалдануы). Егер ӨКБҚ бір аудан ішінде бір бұрғылау нүктесінен екіншіге ауыстырылып жатса, онда ауысу технологиялық қорсыз немесе жартылай қормен жүзеге асырылады. Жоғары көтерілген тіректер ӨКБҚ-ның тұрақтылығын қондырғы ауырлық күшінің аппликаталарының арту есебінен болады және жел күшінің әсері, борттық шайқалудың динамикалық моменттерін арттырады. Осы аталған сыртқы

әсерлерді төмендету үшін тізбектерді 0,3-0,4 ұзындығына түседі, ол шайқалуды азайтады. Жоғары секцияларын бұрғылау қондырғыны орналастыру кезінде монтаждау үшін арнайы көтеру-монтаждау құрылғылары қолданылады [12].

ӨКБҚ -ның технологиялық жабдығы



5.7-сурет. «Бакы» ӨКБҚ-да мұнараның айналасы

Теңіз акваторияларында бұрғылау жұмыстарын жүргізу тәжәрибесі жүзбелі бұрғылау қондырғыларына қойылатын бірқатар талаптарды анықтады:

– ұңғыны құру кезінде бұрғылау қондырғыларының жоғарғы өнімділігі.

– бұрғыланып аяқталған ұңғыдан ӨЖБҚ-сын жаңа нүктеге жылдам орнын ауыстыру;

– өте үлкен емес, жақын арақашықтыққа жүзілуін қамтамасыз ету;

– осы жұмыстардың қауіпсіздігін қамтамасыз ету;

– автономдылығы, яғни дұрыс бұрғылауға жеткілікті материалдар қорымен және қызмет көрсету персоналын қажетті тағамдармен, тұру жағдайларымен қамтамасыз ету.

Технологиялық жабдықтар кешені мыналардан тұрады:

– Ұңғыларды бұрғылауға арналған бұрғылау қондырғысы;

– Бұрғылау ерітіндісін беруге, дайындауға, регенерациялауға, сақтауға және оның бұрғыланған жыныстан тазартуға арналған жабдық;

– Ұнтақтәрізді материалдарды сақтау жабдығы;

– Ұңғыны бекіту кезінде цемент ерітіндісін дайындау және айдау жабдығы;

– Ұңғыда электрометрлік және каротажды жұмыстарды жүргізу жабдығы;

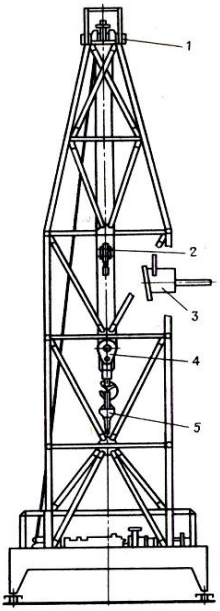
– Су асты саға жабдығы;

– Ұңғыны игеруге арналған жабдық;

– Қосымша қондырғылар (көтергіш крандар, кіші механизация қондырғылары, т.б)

– Теңіз ластануынан сақтау жабдығы;

– Ұңғыны құру кезінде технологиялық процесті бақылау және басқару жүйелері.



5.8-сурет. «Бакы» ӨКБҚ мұнарасы

Мұнара айналасында (5.7-сурет) келесі жабдықтар орнатылған: бұрғылау мұнарасы (5.8-сурет), тәл арқанның жылжымайтын соңын бекіту механизмі 1, қосымша шоғыр 2, машиналық кілттерге арналған тұрық 3, ауырлатылған бұрғылау құбырларына арналған кассета 4, бұрғылау тізбегінің свечаларын қолмен ауыстыру подсвечнигі 5, тәл блогының көтерілуін шектеуші 6, ротор 7, бұрғылаушының негізгі пульті 8, бұрғылау шоғырының электр жетегі 9, ауа жинағыш 10, қашауды беру реттегіші 11, ЛБУ-1700 бұрғылау шоғыры 12, АКБ-3М2 кілті 13, пневмотаратушы 14, КИП бар кабина 15, свечаларды автоматты түрде тарату магазині 16, ТКО-ны басқару пульті 17 және қосымша шоғырды басқару пульті 18. Бұрғылау мұнарада келесілер қондырылған: кронблок 1, свечаларды тасы механизмі-

нің балконы 3, тәл арқанында қыстырылған тәл блогы және свечаларды көтеру және қысу механизмі 4, автоматты элеватор және вертлюг 5.

Свечаларды қолмен орнату кезінде тәл блокпен автоматты элеватор орнына ілмек блогын қолданады. Осыдан басқа мұнарада монтажды блок, жылжымалы орталағыш 2, төменгі блок, жапқыш, машиналар кілттерінің жапқыштары және т.б.

Негізгі палубада көлемі 120 $м^3$ болатын жұмыс сыйымдылықтар блогы бар айналдыру жүйесі орнатылған. Блоктарда келесі заттар бар: өнімділігі 50-60 л/с бұрғылау ерітіндісін тазалаудың елегіші, бұрғылау ерітіндіні газдан айыру үшін вакуумды дегазатор, құмайырғыш, су араластырғышқа суды немесе ерітіндіні берудің шламды сораптары, механикалық араластырғыштар, гидравликалық араластырғыштар.

Кранның қызмет көрсету аумағында бұрғылаудан шыққан жыныстың шламын жинау және оны жағалауға апару үшін арнайы контейнерлер орнатылған.

ӨКБҚ-ның энергетикалық жабдығы дизельгенераторлардан, жалпы біріккен энергетикалық жүйеден тұрады. Олардың қуаты жалпы ӨКБҚ-ң параметрлерінен, бұрғылау тереңдігінен, теңіз тереңдігінен, жұмыс режимінің тәуелділігінен анықталады. Құрлыққа қарағанда электр жетектердің және электркозғалтқыштарының қуаты жоғарыны таңдайды.

<u>ӨКБҚ -ны жаңа нүктеге апару</u>

ӨКБҚ-ны жаңа нүктеге апару өте жауапкершілікті операцияның бірі. Көп ӨЖБҚ өздігінен жүрмейді. Олардың бүксировкасы үшін арнайы бүксирлеу кемелері қолданылады.

Буксирлеудің екі түрі болады: қысқа жерге апару және ұзақ жерге апару. Қысқа жерге апару 12 сағатқа дейін созылады және аса ауа райының кепілдігін қажет етпейді.

Ал ұзақ жерге апару 12 сағат көп уақытты алады және тек ғана ауа райы жақсы кезде орындайды (жел, толқынның болмауысыз). Эксперементті зеттеулермен қабылданған, бүксирлеу кедергісі – жалпы судың 80 % кедергісі, ал 20 % толқын кедергісі құрайды.

Буксирлеу алдында апару жобасын бүксирлеу жылд/н өңдейді, содан кейін барлық қауіпсіздік шараларын жүргізеді (барлық ашық жабдықтар бекітіледі, т.б).

Өздігінен көтерілетін деп аталатыны теңіз бетінде платформаны көтеру және түсіру оның өзінде орналасқан домкраттар және шоғырдың тросты жабдықтарымен жүргізілетіні.



5.9-сурет.«Лукойл» компаниясының ӨКБҚ-сы

ӨКБҚ үлкен тереңдіктерде тиімді қолдануға негізгі кедергілер келесілер:

1) Теңіз бетінде үлкен негіздерді тасымалдау, монтаж және демотаждың қиындығы мен қымбаттылығы.

2) Тіректердің ұзындығы ұзарту кезінде олардың беріктігінің, тұрақтылығының төмендеуі.

3) Негіздерді теңіз грунт түбінен алу қиындығы 90 м тереңдікке арналған, платформа ауданы – 2600 м^2. Буксирлеудің алдында орын ауыстыру жобасын өңдейді, онда қашықтықта, жүзу ауданына, метеоболэжамның сенімділігі және ұзақмерзімділігіне байланысты буксирлеу жылдамдығы, буксирлердің саны мен қуаты, олардың орналасу сұлбасы және басқада қауіпсіз орын ауыстыру шаралары белгіленеді. Қондырғының беріктігіне және мықтылығына есеп жүргізіледі. Көбінесе, тіректі аяқтарды ұзындығына үлкен көңіл аударады. Буксирлеу тросының үзілу күшін келесі формуласымен анықталады:

$$F_{раз} = 0{,}716 S_{П} \upsilon_{б}^{2}, \qquad (5.2)$$

мұнда S_n –ӨКБҚ-ның батырылған бөлігінің кедергі ауданы, м^2;

$\upsilon_б$ – буксирлеу жылдамдығы.

Өзі жүрмейтін ӨКБҚ үшін буксирлеу тросының ұзындығы келесідей анықталады:

$$l = 350 + 0{,}045N_c \,. \tag{5.3}$$

N_c – якорлық қамтамасыз етудің таңдау сипаттамасы.

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A \tag{5.4}$$

мұнда $\Delta^{2/3}$ – суды алу көлемі, м^3.

А – конструкциясы жобасының қосынды ауданы, м^2;

K_1 – тұлға пішіні ескеретін коэффициент (пантондары тік-бұрышты пішінді ЖБҚ үшін K_1=1,5, пантондары катамаранды түрде болатын ЖБҚ үшін K_1=1,75);

K_2– толқынның әсерін ескеретін коэффициент;

K_3 – якорлық тұрықтың желді жағдайын ескеретін коэффициент.

Коэффициенттер.....	K_2	K_3
Жұмыс істейтін ЖБҚ		
ашық теңізде	1,2	2,1
жабық теңізде.....	1,1	1,8

ӨКБҚ тіреуіш тізбектердің санына әсер ететін факторлар:

– Теңіз тереңдігі.

– Метерологиялық жағдайлар;

– Теңіз табанына тізбектердің тірелу әсері.

– Теңіз табанынан тізбектерді шығарып алу әдісі.

– Теңіз табаны;

– Көтерілетін корпустың (тұлға) жалпы салмағы.

Цилиндрлі тіреуіші бар қондырғыларды 45м тереңдікте қолданады.

ӨКБҚ мына талаптарға сәйкес жұмыс істейді:

– ұңғының құрылысы кезінде бұрғылау қондырғылардың жоғарғы жұмыс өнімділігі;

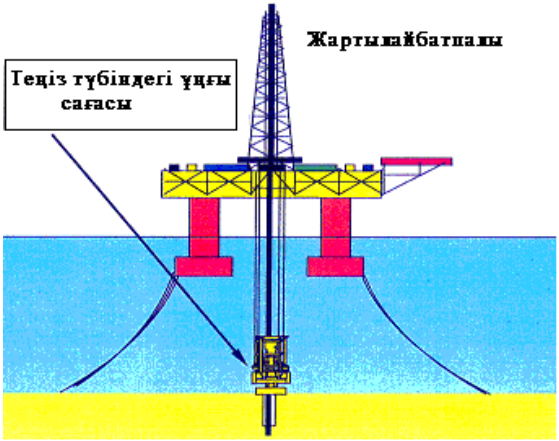
– бұрғыланған орнынан жаңа орынға жылдам көшу;

– теңізде аса үлкен ара-қашықтыққа жүзгіштігі;

– автономдылығы немесе мол қормен қамтамасыз ету.

5.4. Жартылай батпалы бұрғылау қондырғылар (ЖББҚ)

Гравитациялық негіздерді үлкен теңіз теріңдіктерде қолдану мүмкіндігі 60-жылдары ЖББҚ-ны құру қажеттігіне әкелді. ЖББҚ-ды геологиялық барлау жұмыстарын 200-300 м дейінгі тереңдікте жүргізу үшін қолданады (5.10-сурет).



5.10-сурет. ЖББҚ-ның жалпы сұлбасы

ЖББҚ жоғарғы тұлға, төменгі патондардан тұрады және оларды (стабилизациялайтын тұрақтандырғыш) тізбектерден тұрады.

ЖББҚ еркшелігі- жеңіл орынауыстыру, жаңа бұрғылау нүктесіне жеңіл орнатуы және одан алуы, (жел әсеріне жоғары тұрақтылығы), теңіз тереңдігі өсуінде құндылығының аз өсуі. Жоғарғы жұмыс палубасының конструкциясы 3-, 4-, 5- одан да көп бұрышты формада орындалады.

Төмегі понтондарда және тұрақтадырғыш тізбектерде балласты, техникалық суға жанармайға,майларға арналған арнайы цистералар болады.

ЖББҚ-ның оптималды конструкциясын табу тәжірибеде конструкторлармен әртүрлі формалы ЖББҚ-ны шығаруға әкелді. Көбінесе, конструкциясы 2 пантонды және 6-8 тұрақтандырғыш тізбектерімен, тікбұрышты тұлғадан тұрады [12].

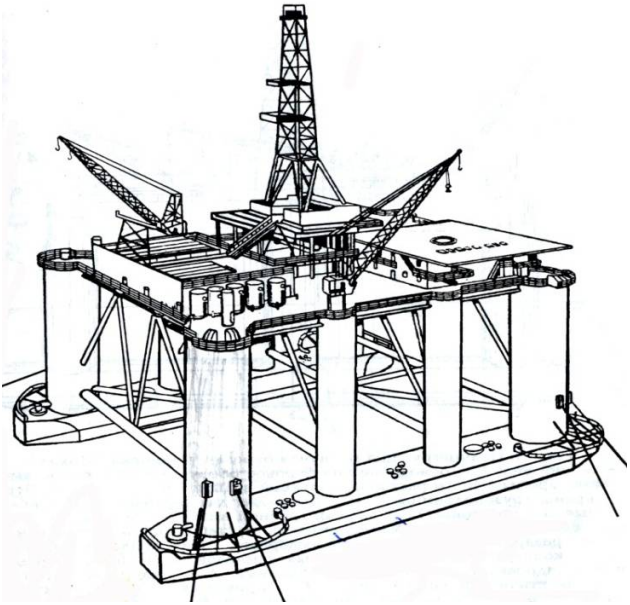
ЖББҚ-ны тасымалдаудың үш тәсілі бар: *буксир арқылы, өздігінен жүргіш, комбинацияланған*. Бұрғылау процесінде скважина үстінде ұстау тәсілі бойынша үш түрге бөлінеді: *якорлы ұстау (бекіту) жүйесі* бойынша, *динамикалық позициялау* бойынша, *тартқыш тіректер* арқылы бөлінеді. Су тереңдігі 200-300м – якорлы бекіту, одан жоғары тереңдікте – динамикалық позициялау жүйесімен әртүрлі жағдайларға байланысты аралас бекіту жүйесімен қондырады (ұстайды).

ЖББҚ-ны конструкциясымен игеру кезінде, оларға қойылатын негізгі талаптар:

– Тұрақтылығы және қауіпсіздігін қамтамасыз ету;
– Бұрғылау кезінде қозғалысын азайту;
– Жұмыс жасау икемділігін қамтамасыз ету;
– Технологиялық қор мөлшерін көбейту;
– Қарапайым құрылу және пайдалану кезінде ыңғайлы болу;
– Материалдар шығымын азайту;
– Арнайы аумақтарды ескеру.

Якорлы ұстау жүйесімен бекітілген ЖББҚ негізден және одан орналасқан бұрғылау қондырғылы платформадан тұрады. Негізге – айнымалы жүргізгішті потондар және платформа астындағы тіректер кіреді. Тасымалдау жағдайында үлкен массасына қарамастан ЖББҚ шығып тұрады. Бұрғылау нүктесінде понтондар сумен толтырылып, қондырғының негізі 18-30 м-ге түсіріліп, якорланады. Ал платформа жабдықтарымен және оған қатты түрде жалғанған негіз бөлігі судың бетінде қалады.

Жартылай батпалы жағдайында ЖББҚ өзінің тіректерінің жүзгіштігі арқасында ұсталады. Сумен толтырылған понтондар ЖББҚ-ң ауырлық ортасын төмендетеді (егер ортасы судың жоғарғы жағында болса, толқындар қысым әсерінде болар еді). Қатты (күшті) толқын жүктемелерін қабылдайтын элементтердің қима ауданының кішірейту және ауырлық ортасын төмендету ЖББҚ-ның тұрақтылығын арттырады. Якорлы ұстау жүйесі тек ғана 300 м тереңдікке арналған, өйткені тереңдік өскен сайын якорлы тростардың ұзыдығы өседі, якорлы лебедкалардың салмағы мен габариттері өседі, олар якорлау процестерін қиындатады. Мұндай ЖББҚ мысалы «Шельф», «Седко-701» (Ұлыбританияда жасалған) (5.11-сурет).



5.11-сурет. «Седко-701» (Ұлыбританияда жасалған) ЖББҚ

ЖББҚ-ны динамикалық позициялау якорлы бекітуге қарағанда бұрғылау процесінде ұңғы үстінде қодырғыны ұстау жүйесімен ерекшеленеді. Айырмашылығы: мұнда акустикалық аппарат, есептеуіш машина және винттен тұрады (көлденең және бойымен орналасқан).

Шығатын сигналдар гидрофондармен қабылданып, есептеуіш машина арқылы ЖББҚ-ның орналасу жағдайы анықтайды. Ұңғыға қатысты өзінің орнын ауыстырған кезде автоматикалы түрде сәйкес қозғалтқыштарға команда беріліп, өз орнына қайта қойылады.

Теңіз тереңдігі өскен сайын динамикалық жүйенің тиімділігі өседі (артады). Сондықтан, оны 6000 м дейін қолдануға болады.

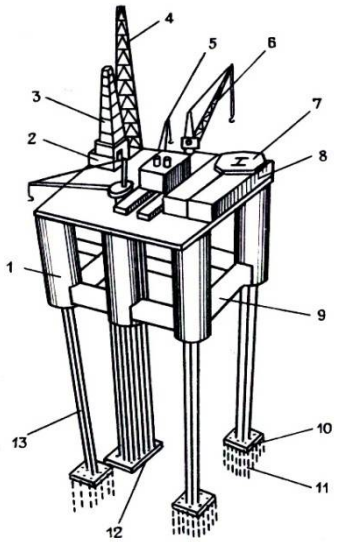
ЖББҚ якорлы бекіту және динамикалық позициялаудың бірқатар кемшіліктері бар: ұңғы өсі горизонталь бойынша орнын ауыстыруы, ағымды акваторияларда якорлы тростардың үзілу қауіптілігі. Сондықтан, басқа түрлі ЖББҚ-ға қарағанда басты орынды алатын (келешектері жоқ) тартқыш тіректілі ЖББҚ болып саналады (5.12-сурет).

Негізгі элементтері: айным жүзгішті понтондар, платформа астындағы тіректер, бұрғылау нүктесінде орналасатын фундамент, және фудаметті понтондармен жалғайтын тартқыштарды (олар түп якорінің рөлін атқарып, потондарды ұстайды). Тартқыштар әртүрлі болады: грунтқа батырылған үлкен ø свойлар, массивті плиталар, т.б.

Тартқыштардың төменгі жақтары фундаментпен скобалар арқылы жалғанады, фундаментінің бос қуысты орындары сумен толтырылады, ол теңіз түбіне түсіп, тартқыштарды вертикал позициясына әкеледі.

Бұл типті ЖББҚ-ң тұрақтылығы құбыртәрізді тартқыштардың тарту күшіне байланысы (тартқыш тіректер деп аталады), бірақ олардың саны мен диаметрінен тәуелді емес. Диаметрлерін олардың берік-тік шарттарынан анықтайды.

Қазіргі кезде тартқыш тіректілі ЖББҚ-ны шет елдерде теңіздің 800 м тереңдігіне оранату мүмкіндігін бағалап отыр (келешекте 2000 м дейін оратады).



5.12-сурет. Солтүстік теңіздің Хаттон кен орнында орнатылған платформа

<u>ЖББҚ-ны пайдалану ерекшеліктері</u>

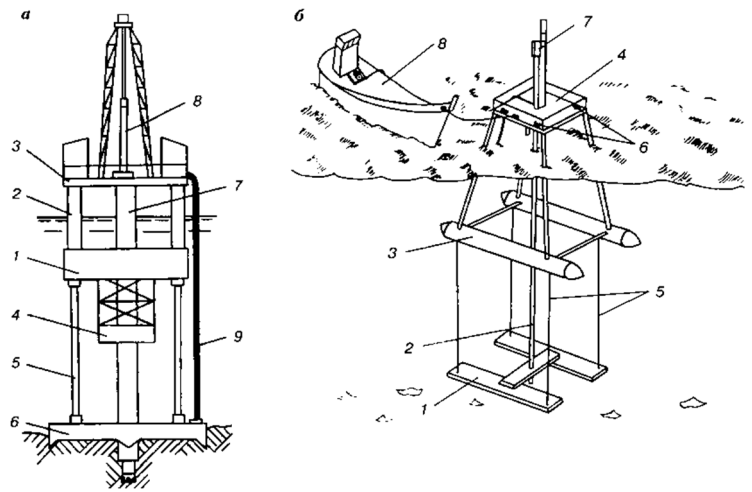
Берілген аудан жұмыстары үшін ЖББҚ түрлерін анықтау кезінде қоршаған ортаны зерттеу бойынша үлкен жұмыстар жүргізіледі, одан кейін жел жылдамдығы, толқын биіктігі, ағу жылдамдығы, мұздылық жағдайлары анықталған шамалары бойынша ЖББҚ сипаттамаларын қарастырады, яғни онда бұрғылау жұмыстарын жүргізу кезінде қауіпсіздікті қамтамасыз ету мүмкіншілігін қарастырады.

ЖББҚ-ны пайдалану ерекшелігі –ұңғыны бұрғылау кезінде оның ӨЖБҚ-ге қарағанда теңіз түбімен қатаң бекітілмей жүзбелі түрде болуы. Оның теңіз түбімен байланысы теңіз тұрағы арқылы жүзеге асады.

Оның жоғарғы қозғалатын жағы ЖЖБҚ-мен, ал төменгі жағы телескопиялық жалғану арқылы суасты саға қондырғысына жалғанған.

Теңіз стоягы бұрғылау ерітіндінің жабық түрде циркуляциялауын қамтамасыз етеді.

Теңіз тұрағында орналасқан бұрғылау тізбегі тәл блогтағы компенсатор арқылы ілінген (ол оның вертикал қозғалысын ескереді.) ЖББҚ-ның горизанталь ығысу (орын ауыстару) мөлшері теңіз тереңдігінің 3-5 % шегінде болады.



5.13-сурет.Жеңіл жартылай батпалы бұрғылау қондырғылардың сұлбасы:
а – "Медуза" (Ресей); б – "Скат-600" (Ұлыбритания)

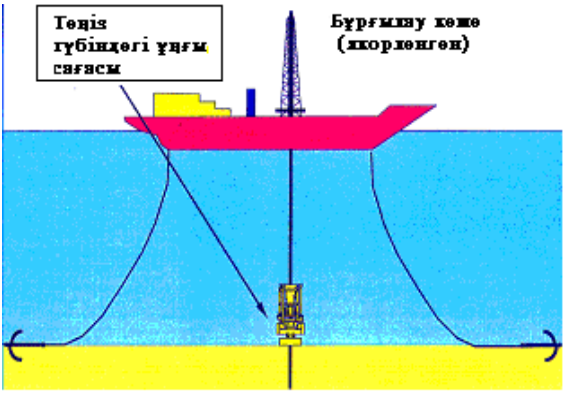
«Медуза» тәжірибелі үлгі ретіндегі қондырғы Япон өзенін акваториясында сыналған және диаметрі 0,146 м отырғызу құбырларын тау жынысына түсіру арқылы соққылау және вибрациялық тәсілдердің жақсы нәтижелерін алды. 1974-1977 жылдары, яғни 5 жылдан кейін Seacore Ltd. Ағылшын фирмасы «Медуза» қондырғысына ұқсас "Skate-600" жартылай батпалы бұрғылау қондырғысын өңдеді (5.13-сурет).

5.5. Бұрғылау кемелері (БК)

Бұрғылау кемелері тағайындалуы және конструкция ерекшеліктері.

Жаға базаларынан бұрғылау жұмыс аудандарының алыстауы, сонымен қатар үлкен емес автономдылығы ЖББҚ-ның қолдану тиімділігін төмендетеді. Сондықтан, алыстаған аудандарда іздеу және барлау бұрғылау жұмыстары үшін бұрғылау кемелерін (БК) қолданады (5.14-сурет). Конструкция ерекшелігі – оның палубасында жабдықталған бұрғылау мұнарасының орналасуы, ал судно ішінде және палубада – теңіз акват/нда мұнай газ скважиналарын бұрғылауды қамтамасыз ететін бұрғылау және басқа технологиялық қондырғылау мен жүйелер кешенімен қамтылуы.

Тәжірибеде көбінесе біртұлғалы және көптұлғалы өздігінен жүретін және өздігінен жүрмейтін кемелер қолданады.



5.14-сурет. Якорленген бұрғылау кемесі

50-жылдың ортасында 70-жылдың аяғына дейін тек ғана якорлы бекіту жүйесі бар кемелер қолданылады. Якорлы жүйемен тұрақтандыру кемелері 300 м дейінгі теңіз тереңдігімен шектелген.

Теңіз кен орнындарын игеру жаңа перспективалар (жетістіктер) 1970 жылы динамикалық позициялау (қалыпта ұстау) жүйесінің құрылуы арасында ашылды. Барлау акваторияларында осының арқасында терңдік бойынша бірқатар рекордтарды жасау мүмкіндігі болды [17].

Шетелдерде диаметриялық тұрақтандыру жүйелері бар келесі кемелерді айтуға болады: «Пеликан» (350 м дейін), «Седко - 445» (1070 м дейін және 3000 м.д. кейінгілері) «Гломар Ченеджер» (6000 м дейін), «Седко - 471» (8235 м дейін).

Бұрғылау кемелерімен бұрғылайтын қондырғыларды 3 топқа бөлуге болады:

1) алқа;

2) сағаны жабу блогы

3) түп – беткі баланыс

Алқа деп ұңғы сағасының жанындағы барлық ұстау құралдарын және отырғызылатын құбырлар алқасын түсінеміз.

Сағаны жабу блогы бірлік жүйе түбінде болады, оған саға жабдықтары және сыртқы құбырлар, саңылаусыздандыру құралдары (мұнай атқылап, кенет фонтандаған кезде) бақылау құралдары жатады.

Түп – үстіңгі байланыс үлкен рөлді атқарады, әсіресе терңдік өскен сайын. Оған бағыттауыш құбыр (яғни суастындағы стояк), бұрғылау ерітіндісін айдауға арналған сыртқы құбырлар, ұңғы сағасын бақылау үшін арналған 2 құбыр; дистанциялы басқару механизмдері жатады.

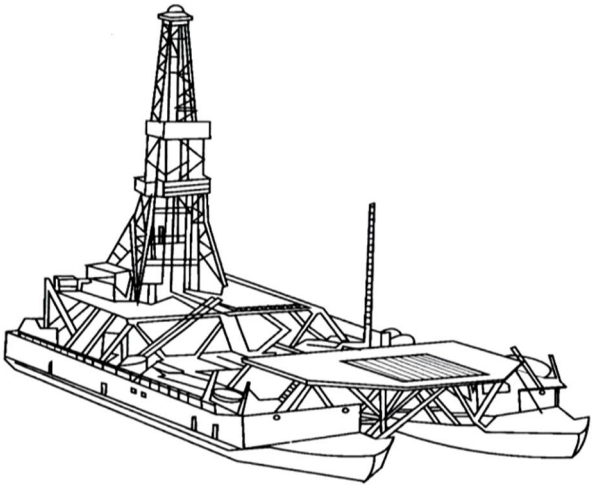
Негізінде бұрғылау мұнарасын кеменің ортаңғы бөлігінде орнатып, скважинаны кемеде орнатылған шахта арқылы бұрғылайды. Шахта тіктөртбұрыш және төртбұрыш қималы болады.

Кейбір кемелерде скважина бұрғылауын аяқтаған кезде бұрғылау мұнараны арнайы құрылғылар арқылы көлденең жатқызады. Ол ауысу кезінде кеменің ауырлық центрін төмендетеді.

Кемелерде пайдаланудың негізгі режимінің 85 – 90 % барлық уақытын скважинаны бұрғылау болып табылады. Сондықтан тұлға пішіні, түрлі және негізгі өлшемдері талаптарға сай анықталуы тиіс. Кеменің негізгі өлшемдерін таңдау, скважинаның б/у тереңдігі мен кеме автономділігінен анықталатын – қажетті жүккөтергіштіктен тәуелді.

Қазіргі бұрғылау кемелерінің дедвейті 5000 – 7000 т дейін, оның ішінде: сұйық жанармай, сұйық бұрғылау ерітіндісі, химиялық реагенттер, цемент, тұрмыстық және техникалық су, бұрғылау және отырғызылатын құбырлар, т.б. қондырғылар, материалдар кіреді.

Мысалы, «Валентин Шашин» кемесінің дедвейті 6990 т, «Пеликан» 6000 т, «Сайпем II» 5800 т.



5.15-сурет. "Катамаран" бұрғылау кемесі

Өздігінен жүретін бұрғылау кемелері бір тұлғалы және екітұлғалы (катамарандар) болады (5.15-сурет). Өндірістік ұйымдарда көбінесе біртұлғалыны қолданылады. Бұл олардың дайындалуына аз шығынмен шартталған, өйткені олар балық аулайтын кемелердің дайын жобалау базасында құрылады.

Біртұлғалы кемелер түрлері «Диорит», «Диабаз», «Чароит», «Кимберлит» якорлы тұрақтандыру жүйесімен жабдықталған және инженерлі-геологиялық ізденіс жұмыстарын 15-тен 100 м дейін тереңдікте орындайды.

Олардың бірқатар кемшіліктері бар: скважинадағы тұрақтандыру жүйесінің сенімсіздігі, бұрғылау ауданының аз өлшемділігі, отыратын орынның шектелуі, түпке (забой) өстік жүктемені бере алмау мүмкінсіздігі және скважиналы геотехникалық зерттеулер кешенін жүргізу мүмкінсіздігі.

30 – 300 м тереңдікке арналған кемелер «Бавенит» және «Бакерит» (финдік), олар якорлы жүйемен 80 м дейін және 80 м жоғары диаметриялық тұрақтандыру жүйесімен қамтылған.

«Ридинг энд Бэтэс» американдық фирма тоғыз балкалы фермалармен қосылған екі баржадан тұратын «Катамаран» бұрғылау кемесін құрды (3.9-сурет). Кеменің ұзындығы 79,25 м, ені 38,1 м. Теңіздің кез келген тереңдігінде және тереңдігі 6000 м-ге дейін ұңғыны бұрғылауға болады. Кемеде келесілер орнатылған: биіктігі 43,25 м, жүккөтергіштік күші 4500 кН бұрғылау мұнарасы; ротор; екі дизелден жетегі бар екібарабанды шоғыр; цементтеу агрегаты; топырақты ерітінділер үшін резервуарлар; қуаты 350 кВт сегіз якорлы шоғыр; 110 адамға арналған жататын бөлмелері бар.

Қазіргі уақытта Ресейде 300м аса тереңдікке арналған кемелер жоқ.

Жетістікті болып табылатын кемелердің бірі – катамарандар. Олардың бірқатар жетістіктері бар: жоғарғы тұрақтылығы (біртұлғалы кемелерге қарағанда бортты шайқалу амплитудасы 2-3 есе кіші). Ол теңіздің қатты толқу жағдайында жұмыс істеуге мүмкіндік береді (жұмыс уақыт коэффициенті 25 % жоғары).

Формасы бойынша жұмысқа ыңғайлылығы, үлкен ауандылығы: (үлкен, ауыр жабдықтарды қоюға мүмкіндік береді); жоғарғы маневрлігі (әрбір тұлға өзінің жүріс винтімен жабдықталған). «Катамаран» кемесінің ұзындығы 79,2 м, ені 38,1 м, 6000 м тереңдік скважинаны бұрғылауға арналған (судың барлық тереңдігінде).

Өздігінен жүрмейтін бұрғылау қондырғыларының негіздерін бұрғылауға арналған (баржалар, плашкоуттар, шаландылар) ағаш плоттары ретінде құрады.

БК-ның технологиялық жабдығы

Бұрғылау кеме бұрғылау уақытында суасты саға жабдықтарына қатысты біршама орын ауыстырады. Бұрғылау тізбегінің вертикал орын ауыстыруын компенсациялау үшін тәл блок пен крюк (ілмек) арасында арнайы құрылғы – *компенсатор* орнатылады.

Кеменің горизонталь орын ауыстыруын компенсациялайтын арнайы құрылғыны – судан бөлетін тізбек немесе тұрық деп атайды, ол суасты жабдығы мен қондырғы палубасы арасында орналасады. Бұрғылау мұнарасы шайқалу, бұрғылау кездерінде қосымша динамикалық жүктемелерге сыналады.

Ұңғыны жуу, тазалау және бұрғылау ерітіндісі дайындау циркуляциялау жүйесін жабық түрде орындайды, өйткені ашық жағдайда жұмыс қиындайды. Кемеде технологиялық жабдықтардың орналасуы жалпы кемеге қойылатын талаптарды бұзбай орындауға есеппен жүргізіледі [19].

5.6. Жүзбелі бұрғылау құрылғыларын (ЖБҚ) ұстау жүйелері

Ұстау жүйелері берілген ауытқу шектерінде ЖБҚ-ны (БК және ЖББҚ) бұрғылау және пайдалану ұңғының өсіне горизонталды бағытты ұстау үшін арналған.

Әдетте жүзбелі бұрғылау құрылғының горизонтал ауытқу теңіз терңдігінен 5–6 %-дан аспайды. Максимал ауытқу радиусы R = 0,06 H, мұнда 0,06 – су бөлгіш тізбегінің құбырларындағы кернеулермен шектелетін ең үлкен салыстырмалы ауытқу; H – теңіз тереңдігі, м.

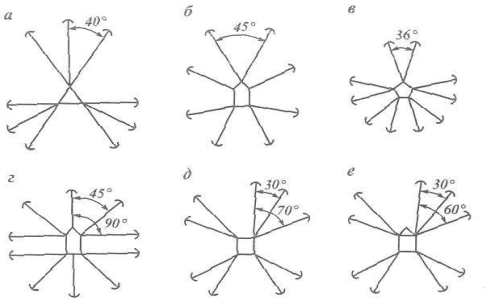
Теңіздің тереңдігіне байланысты барлық ЖБҚ келесі ұстау жүйелерімен бұрғылау нүктесінде жабдықталады:

- 300 м теңіз тереңдігіне дейін – якорлы шынжырлар немесе тростар арқылы (кей жағдайда комбинацияланған);
- 300м теңіз тереңдігінен жоғары – динамикалық стабилизациялау жүйесі арқылы (динамикалық позициялау).

Якорлық ұстау жүйесі

Якорлау жүйесі якорлық шынжырлар, шоғыр, стопорлы құрылғы, роульстан (якорлық тростың орынауыстыру бағытын өзгерту құрылғысы). Жергілікті жағдайлар, бұрғылау жүзбелі құрылғының сипаттамалы және де басқа факторларға байланысты якорлы шынжырларды орналастырудың әртүрлі сұлбаларын қолданады.

5.16-суретте әлем тәжірибесінде кеңінен таралған алты жолы көрсетілген, мұнда n – якорлы арқандар саны.



5.16-сурет. Якорлау жүйесінің үлгі жолдары:
а, б, в – сәйкес, n – 9, 8, 10 болатын симметриялық жүйелері;
г, д, е – 45^0 – 90^0 бұрышта бір-біріне сәйкес орналасқан (n = s);
30–70^0 бұрышпен платформа осіне және 30–60^0 бұрышпен кеменің көлбеу осіне орналасқан якорлы арқан жүйесі

Якорлы шынжырларды немесе тростарды оларға түсетін жүктемеге, теңіз тереңдігіне, жұмыс қондырғының сипаттамасына, құнына және т.б. факторларға байланысты таңдайды. Якорлау үшін екі түрлі жазық звеналы шынжырларды қолданады: звенолары тура пісірілген шынжыр және құлыпты шынжыр. Көп жағдайда диаметрі 57 – 76 мм (кейде 90 мм) металл арқандарын қолданады.

Якорлы жүйелерді – тензометрлер және жазатын аппараттан тұратын якорлы арқандарды реттеу үшін қондырғылар кешенімен жабдықтайды. Олар якорлы арқанның тартылуын үздіксіз басқарып, толқынның биіктігі немесе жел бағыты туралы операторға білдіреді. Тростарда орнатылған датчиктерден информация пульт арқылы басқарылады.

Динамикалық стабилизациялау жүйесі

Теңіз тереңдігі 200 м-ден асқанда бұрғылау ұңғының өсінен ЖБҚ-ның қажетті мүмкін ауытқуын якорлы жүйелер қамтамасыз етпейді. Осы себептерден 200 м-ден астам динамикалық ұстау жүйелеріне қарағанда келесі жетістіктері бар:

• ЖБҚ-ның дәлдік позициялауын қамтамасыз етеді.

• Бортта және тік шайқалуды азайту мақсатында БК немесе ЖББҚ курсын тез өзгертеді.

• Бұрғылау нүктесінен тез арада кетуді қамтамасыз етеді.

Динамикалық стабилизациялау жүйесі автоматты басқарылатын тұйық шынжыр түрінде болады. Ол келесілерден тұрады:

1. Көлденең және жатық координаттарды анықтайтын датчикпен кері байланыста болатын шынжыр.

2. Бастапқы орнынан x_0, y_0, φ_0 ЖБҚ-ның оның Δx, Δy және $\Delta\varphi$ ауытқуларынан анықтайтын салыстырмалы блок;

3. ЖБҚ-ны бастапқы орнына әкелу үшін қозғалтқыштар мен кері байланыста болатын басқару пульті.

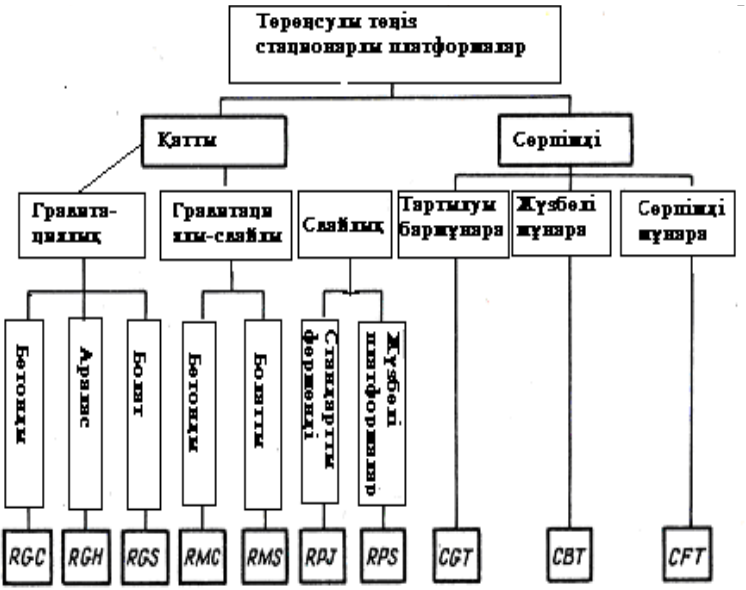
4. Кемені Δx, Δy, $\Delta\varphi$ шамасына ауытқуын қамтитын рөл құрылғылары (қозғалтқышатр және қалаулар).

Автоматтандырылған басқару пунктінде ЭВМ кері байланыс шынжыры арқылы ЖБҚ-ның орны туралы мәліметтер алады. Бұрғылау бұрышын гидрокомпас, ал x, y координаттары акустикалық өлшегіш AMS жүйесімен есептеледі.

5.7. Теңіз стационарлы платформалар (ТСП) Гравитациялық платформалар

Теңіз стационарлы платформа – мұнай газды өндіруге, оларды дайындауға, ұңғылардың бұрғылауын қамтамасыз етуге арналған бұрғылау және мұнай өндірістік қосымша қондырғыларды орнатуға, сонымен қатар өндірістегі басқа жұмыстарды (суды қабаттарға айдау қондырғысы, ұңғыларды күрделі жөндеумен болатын қондырғылар, теңіз кәсіпшілігінде автоматтандыру құрылымдары, мұнай газды тасымалдаумен байланысты автоматтандыру жабдықтары, байланыс жүйелері) жүргізуге арналған гидротехникалық құрылым.

ТСП конструкциялары мен түрлері келесі белгілерімен бөлінеді: теңіз түбіне бекітілуі және тірелу тәсілдері бойынша; дайындалатын материалдары бойынша және т.б.



5.17-сурет. Тереңсулы ТСП-ның классификациясы

5.17-суретте тереңсулы теңіз стационарлы платформалардың классификациясы келтірілген. Классификацияның бірінші деңгейінде ТСП-ның қатты және серпімдіге бөлінгені байқалады. Авторлардың ойы бойынша мұндай бөлу өте дұрыс деп саналады, өйткені ол платформаның конструкциясын белгілейді (өлшемдері, конфигурациясы) және өздерінің тербеліс периодын көрсетеді. Қатты ТСП-ларда ол 4-6 с құраса, ал серпімді ТСП-ларда 20 с асады, кей жағдайларда 138 с дейін жетеді.

Классификацияның екінші деңгейінде: олардың тұрақтылығын қамтамасыз ету тәсілі бойынша сыртқы жүктемелер әсерінен: *гравитациялық, свайлық және гравитациялы – свайлық* болып бөлінеді.

Гравитациялық болған жағдайда құрылым өзінің салмағының әсерінен теңіз түбінен қозғлмайды және екінші, яғни свайлық болған жағдайда – ол свайлармен бекітілгендіктен орнын ауыстыра алады. Ал гравитациялы-свайлы құрылымдар өзінің салмағы және свайлар жүйесінен қозғалмай бекітіледі.

Топталудың үшінші деңгейі конструкция материалдарын сипаттайды: бетон, болат немесе бетонболат [19].

Серпімді конструкциялар екінші деңгейде бекітілу тәсілі бойынша қыспалары бар мұнаралар, жүзбелі мұнаралар және серпімді мұнаралар болып бөлінеді.

Қыспалары бар мұнаралар өзінің тұрақтылығын: қыспалар жүйелерімен, жүзбелілікпантондар және керісалмақтары арқылы ұстайды (сақтайды).

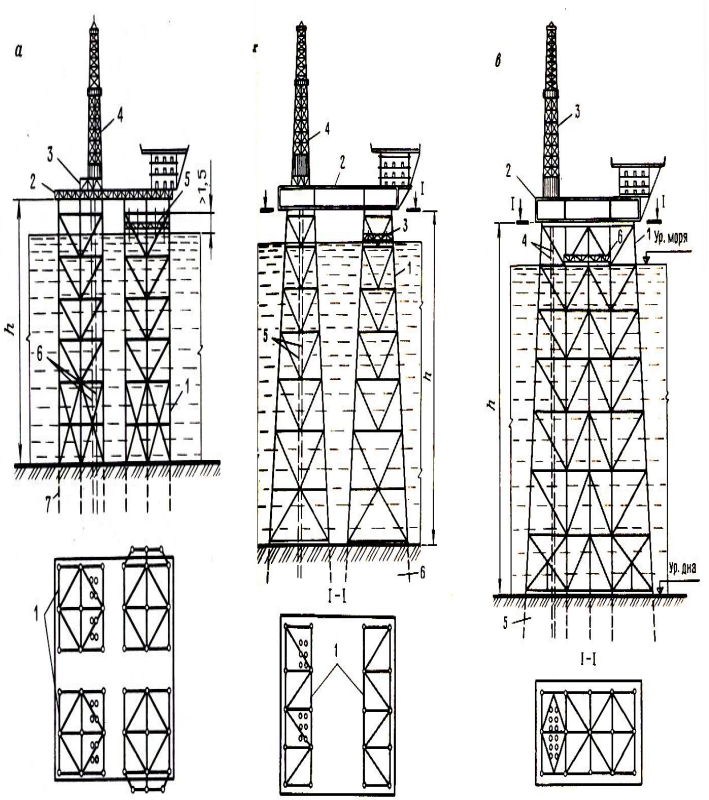
Жүзбелі мұнаралар тербелмелі маятникке ұқсас. Олар өзінің тепе-теңдік күйіне жүзбелілік пантондар (жоғары жағынан орналасқан) арқылы келеді.

Серпімді мұнара вертикалдан толқындар әсерінен ауытқиды, бірақ серпіле сияқты орнына келеді. Қарастырылған топталуда 76 % – қатты платформалар құрайды.

Жалпы теңіз түбіне бекітілуі және тірелуі тәсілі бойынша қатты ТСП-лар келесілерге топталады: свайлық, гравитациялық, свайлы – гравитациялық, маятникті және керілмелі, сонымен қатар қалқымалы түрде болады.

Ал конструкция түрі бойынша – тұтас (сплошные), комбинацияланған, (сквозные) тесіп өткен болады. Конструкцияның материалы бойынша – металды, темірбетонды, комбинацияланған болады.

Тесіп өткен (сквозные) конструкциялар решетка тәріздес болып орындалады.



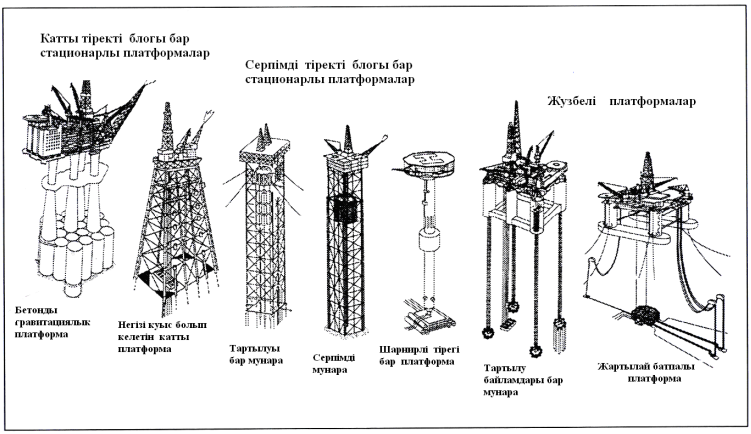
5.18-сурет. Каспий теңізінде қолданылатын ТСП сұлбалары:
а — төрт блокты ТСП; 1 — тіректі блок; 2 –жоғарғы құрылым; 3 — мұнара асты конструкциясы; 4 — бұрғылау мұнарасы; 5 — причалды-қону құрылымы; 6 — суайырғыш тізбек (шегендеу); 7 — свайлы фундамент; б" — екі блокты ТСП; 1— тіректі блок; 2 — жоғарғы құрылым; 3 — причалды-қону құрылымы; 4 — бұрғылау мұнарасы; 5 — суайырғыш тізбек; 6 — свайлы фундамент; в — моноблокты ТСП; 1 — тіректі блок; 2 — жоғарғы құрылым, модулдері; 3 — бұрғылау мұнарасы; 4 — суайырғыш тізбек; 5 — свайлы фундамент; 6 — причалды-қону құрылымы

Классификацияның негізгі белгілері болып келесілер шешілген: қондырғының орналасуы (су үстінде, су астында, аралас), монтаждау тәсілі, тіректердің деформациялану сипаты, конструкция түрлері, сыртқы әсерлерге қарсыласу, статикалық және динамикалық қаттылықтар (қатаңдықтар), бекітілу сипаты, материалы, тасымалдау тәсілі және тіректі бөлікті монтаждау.

«Баллункл» атты мұнарасы бар ТСП 411 м тереңдікке қойылынуын ұсынады. Платформаның жалпы массасы – 78 мың тонна, 60 ұңғыға арналған, бағасы 500 млн.$.

Жұмыста қарастырылған тереңсулы ТСП-ның 40 конструкциясы (теңіз тереңдігі 300 м жоғары) 76 % қатты, оның ішінде 45 % свайлы бекілетін болатты фермелер, 26 % гравитациялы және 5 % гравитациялы-свайлы. Серпімді ТСП-лардан 13 % жүзбелі мұнаралар, 8 % қыспалары бар мұнаралар және 3 % серпімді мұнаралар болып келеді.

Қазіргі кезде теңіз тереңдігі өскен сайын болатты конструкциялар жобалары өсуде екені байқалады. 305-365 м теңіз тереңдігінде болатты тіректер 13 %, 365-520 м тереңдігінде – 50 % құрайды, орындалған жобалардан 79 % – болатты тіректер, 15 % – бетонды және 6 % – болатбетон.



5.19-сурет. Шельфті мұнайгаз кен орындарын игеру үшін қолданатын қазіргі терңсулы платформалар

5.19-суретте ұңғыларды бұрғылау, барлау және мұнай газды өндіруге қажетті әртүрлі техникалық құрылымдыр көрсетілген.

Жаңа техниканы және теңіз мұнай газ құрылымдарды құру аумағында жұмыс істейтін инженерлік компаниялардан «Браун энд Рут», «Мак-Дермот», «Кверенр», «Аккер» және т.б. жоғарғы орындарды алуда.

Қатты ТСП-лар

Свайлармен бекітілген ТСП – свайлар арқылы теңіз түбіне бекітілген тіректі бөліктен және технологиялық қондырғылармен қамтылған жоғарғы жабдықтардан тұратын гидротехнологиялық құрылым.

Тіректі бөлік немесе бірнеше блоктардан пирамида түрінде немесе тікбұрышты параллелепипед сияқты болып орындалады. Решеткалардың стержендері (сырықтары) металл құбырлы элементтерден жасалады. Тіректер блоктарының саны белгілі ауданда жұмыстың сенімділігі және қауіпсіздігімен, техника-экономикалық негіздермен және зауыттағы жүккөтергіш, транспортты құрылғылармен (ТСП-ның тіректі бөлігін дайындағыш) болуымен анықталады. Свайларды платформа тіректерін бекіту бетондау аппаратымен орындалады.

5.16, *а, б, в*-суретте Каспий теңізінде қолданатын ТСП сұлбалары келтірілген.Төменде теңіз стационарлы платформаның қысқаша техникалық берілгендері көрсетілген. Мұнда платформа бірбірінен 31 м арақашықтықта орналасатын екі тіректі блоктардан, үшпалубты жоғарғы құрылымдардан, оның ішіне кіретін 14 модулдардан: екі мұнара астындағы, әрқайсысы 450 т болатын пайдалану қондырғысы бар алты төменгі палубалар әрқайсысы 600 т бұрғылау қондырғысы бар жоғарғы палубаның алты модулі.

Осы платформа ұңғыларды екі бұрғылау қондырғыларымен бұрғылауды қамтамасызететін технологиялық және қосымша жабдықтар, жүйелер, инструменттер және материалдардан тұрады. Сонымен қатар, платформа блоктың тұрғын орындарымен, тікұшақ алаңымен, арнайы крандармен қамтылған.

Платформадан 12 ұңғыларды бұрғылау қарастырылған.

Жобадағы өлшем, мм:

өндірістік алаңның.....71х50

тіректі блоктың.....16х49

Салмағы, мың.т:

платформаның 12,1

тіректі блоктың.....2,04

Тіректі блоктар теңіз түбіне свайлармен бекітіледі. Тіректі блоктарда модулдары сәйкес технологиялық, қосымша жабдықтармен және жүйелермен қамтылған үшпалубты құрылым орнатылады.

Теңіз мұнайгаз кен орындарын құрылымдармен қамтуға кететін шығын жалпы барлық күрделі қаржының 50 % құрайтыны белгілі. Сонда жеке мұнайгазкәсіптік платформалардың құны 1-2 млрд. долларды құрайды деп санауға болады.

Мысалы, қазіргі кезде Солтүстік теңіздің Троллькен орнында пайдаланатын тереңсулы гравитациялық платформа 1 млрд. доллармен бағаланады. Ал тереңсулы магистралды құбырды орналастыруға кететін шығын бір километрға 2-3 млн. долларды құрайды.

Шельфті меңгеруде әрбір жаңа кезең пайда болатын жаңа проблемеларды шешуге өмірге жаңа шешімдерді қабылдауды талап етеді. Шельфті меңгерудің тұтас техникалық құралдар спектрі өңделген, оны таңдау технологиялық, геологиялық, гидрометеороллогиялық, экономикалық, саясат жағдайларының жиынтығымен анықталады.

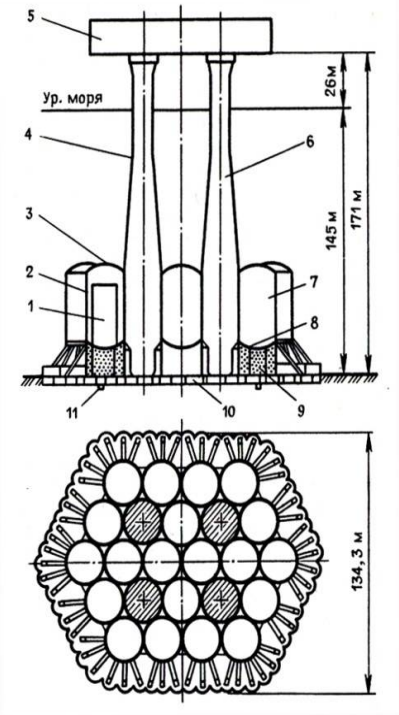
Гравитациялық теңіз станциялы платформалар (ГТСП)

Гравитациялық ТСП-лар металды свайлы ТСП-дан конструкция, материалы, дайындалу технологиясы, теңізде орнатылуымен ерекшеленеді.

Толқындар мен желдердің сыртқы жүктемелер әсерінен болатын жалпы ГТСП-ның тұрақтылығы, беріктігі өздерінің салмағымен және балласт массасымен қамтылады, сондықтан оларды теңіз түбіне бекіту қажеттігі жоқ. Олар теңіз грунты берік негіздерде пайдаланылады.

ГТСП – өте массивті объектілер, және олар екі бөліктен тұрады: тіректі және жоғарғы бөліктер.Тіректі бөлігі бір немесе бірнеше тізбектерден (темір бетондардан жасалатын) тұрады. Тіректерінің ұзындығы 180 м, ені 135 м жетеді. Ұзақ мерзімділігі 160 жыл. Цилиндрлі және конуспішінді тізбектер көпұялы монолитті базаға тіреледі (5.20-сурет).

Өте биік емес база тіректерімен салыстырғанда бір-бірімен қатаң байланысқан ұялы-понтондардан тұрып, төменгі жағы теңіз түбіне орналасатын кең ауданымен бітеді. Тіректі көпблокты плиталар өлшемдері ұзындығы бойынша 180 м және ені бойынша 135 м-ге дейін жетеді.



5.20-сурет. «Кондип» платформасының сұлбасы:
1 — жанармайы бар ыдыс; 2 – ұяшық қабырғалары; 3 — жоғарғы қақпақ; 4 — шаруа қондырғысының тірегі; 5 — жоғарғы құрылым; 6 — бұрғылау тіректі тізбектер; 7 — мұнайды сақтау орны; 8 — төменгі қақпақ; 9 — балласт; 10 — болатты «юбка»; 11 — штифт

ГТСП–ң артықшылықтары – ол аз уақыт ішінде теңізде металл свайлы платформаларды свайлармен бекітіп, қондыру (яғни, 12 айда орындалатын жұмыс 24 сағатта орындалады).

Өзінің жүзбелігі және балластировка жүйесінің болуы ГТСП-ны үлкен қашықтыққа апаруға және қымбат жүккөтергіш, көлік құралдарын қолдануынсыз теңізде пайдалану орнына орнатуы. Оның тағы бір артықшылықтары- жаңа кен орнында қайта қолдануы, өртке ұстамдылығы, қозғалуға беріктігі, теңіз коррозиясына жоғары қарсыласуы, жүктемелер әсеріне аз деффорцияланууы және теңіз ластануынан жақсы қорғалуы.

ГТСП-на әлем теңізінің әртүрлі акваторияларында қолданады. Көбінесе ол Солтүстік теңізде қолданылады.

ГТСП-ның кемшіліктері, ол – оны қондыратын орынды мұқият дайындауы. Грунтты тазалау кезінде болатын аппаттарға, беттік және ішкі эрозияларға үлкен көңіл бөлу қажет.

5.7.1. Гравитациялы-свайлы теңіз стационарлы платформалар. Серпімді мұналар

Серпімді ТСП

Әдетте ТСП-ны жобалау кезінде конструкцияның статикалық беріктігін 100 жылда бір рет қайталанатын ең үлкен жүктеменің әсеріне есептейді және қосымша динамикалық, циклдік жүктемелерге тексереді.

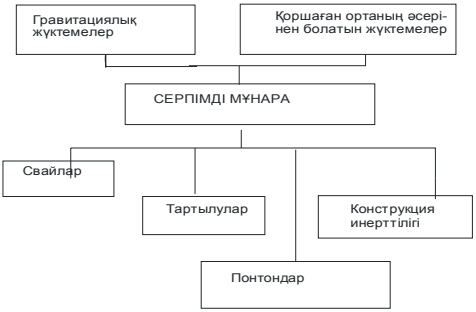
Серпімді мұналар деп горизонтал белбеулерінің арасында арақашықтығы бірдей болатын сырықтар арқылы құрастырылған жұқа болат ферманы айтады.

Серпімді мұнара класына Мексика ағанында пайдаланатын 305 м тереңдіктегі «Лена» ТСП-ны жатқызады. Оның конструкциясы төртбұрышты қималы ферма болып келеді. Төртбұрыштың қабырғасы36,6*36,6 м, биіктігі 320 м, салмағы 21 мың тонна. Ферманың жоғарғы жағында жоғарғы құрылысы орнатылып, диаметрі 1220 мм болатын 16 тіректерден тұрады. Мұнараның төменгі жағында осындай 12 тіректер болады. Мұнараның ортасында диаметрі 6,1 м, ұзындығы 36,6 м 12 понтондар орналасады, олар 9100т жүзбелікті қамтиды. Понтондар платформаны стабилизациялайды, фундаментке қысымды азайтып, платформаның және тартылулардың монтажын жеңілдетеді.

«Эксон» фирмасы «Лена» теңіз стационарлы платформаны пайдалану тәжірибесін қолданып, тереңсулы ТСП-ның алты жобасын зерттеді. Қоршаған ортадан келетін жүктемелер және гравитациялық куштер свайлар, тартылулар, понтондарға, конструкция инерттілігіне таратылады. Конструкцияның дұрыс шешімін, осы жүктемелерді аталған бөлшектерге таратып алуға болады.

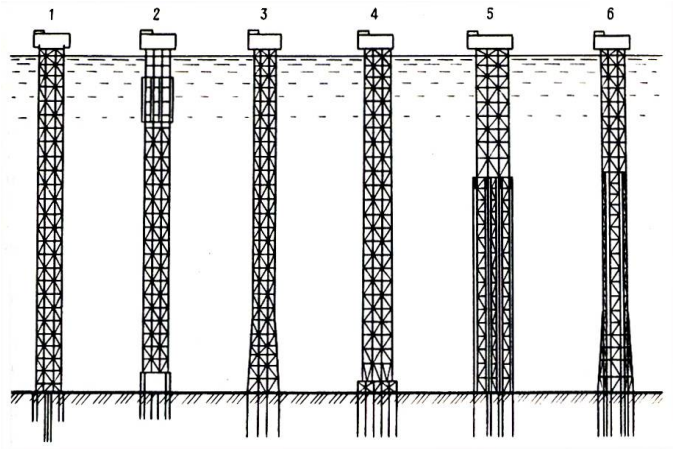
Понтондар көлденең күштерді компенсациялап, платформаның беріктігін қамтиды, тартылуларға түсетін жүктемелерді азайтып немесе толығымен алып тастайды.

Негіздің инерциясы тербелістердің периодын көбейтіп, амплитудасын азайтып, свайлармен тартылуларға динамикалық жүктемелерді сәйкес төмендетеді.



5.21-сурет. Серпімді мұнаралардың конструкция элементтеріне жүктемелерді тарату сұлбасы

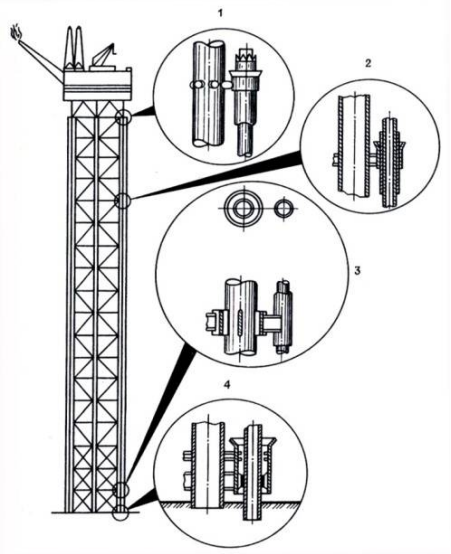
Серпімді мұнаралардың жобаларының варианттарында айырмашылық, ол берілген тербеліс периодымен және толқынды жүктемелермен анықталатын тәсілдерінде (5.22-сурет).



5.22-сурет. Серпімді мұнаралар сұбалары

1 – тартылулары бар мұнара; 2 – жүзбелі мұнара; 3 – қатаң негізі және тартылулары бар мұнара; 4 – иілгіш мұнара; 5 – иілгіш свайлы мұнара; 6 – қатаң негізі бар иілгіш свайлы мұнара

Иілгіш мұнара кәдімгі свайлы ферменді конструкция ретінде қарастырылады. Оның негізі бекітілген, ал ферманың қатаңдығы иілгіш сырықтың негізгі тербелуінің үлкен кезеңі жеткенге дейін азайған. Иілгіш сырықтың негізгі тербелістерінің периоды деп көлденең тербелістердің периодын түсінеміз, ал екіреттік тербелістің периоды деп иілгіш тербелістердің периодын түсінеді [3].



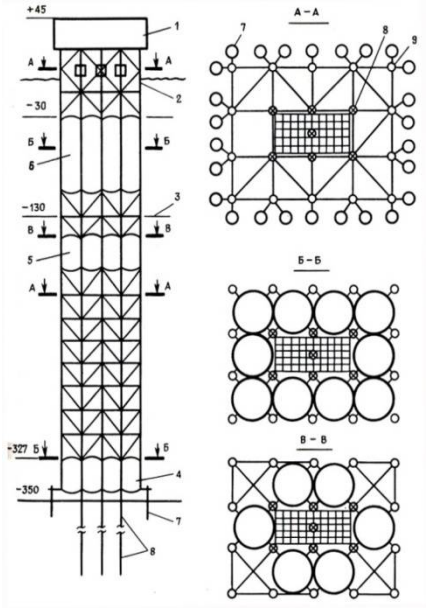
5.23-сурет. Платформа тіректеріне свайларды бекіту
1 – бағыттау төлкесіне пісірілген свай; 2 – свай бағыттау төлкесінен еркін өтеді; 3 – негізгі тіректе бағыттау төлкесінің бекіту тармағы; 4 – төменгі ұзартылған бағыттау төлкесі

Көлденең тербелістің периоды 25 с. Иілу тербелістердің ең үлкен периоды 7 с шамасында.

Биікткігі 372 м мұнара (5.24-сурет) қимасы төртбұрышты 58*44 м айнымалы қималы, төменгі жағынан 2012 мм, ал жоғарғы жағынан 1524 мм-ге дейін 20 тіректерден тұрады. Мұнара екі секциядан тұрады. Жоғарғы секция ұзындығы 155 м өлшемдері 14,6*80 м 10 понтондардан тұрады, ал төменгі секция ұзындығы 217 м, өлшемдері 14,6*20 м 6 понтондардан тұрады. Жоғары понтондар теңіз деңгейінен 30 м төмен орналасады. Олар периоды 6 с мұнара тербелісін болдырмайды.

Диаметрі 2134 мм 26 перифириялық свайлар горизонтал жүктемелерді қабылдайды, және олар теңіз түбіне 50 м-ге тереңдетіліп түсіріледі. *X* осі бойынша мұнараның өзінің тербелісінің есепті периоды 65,2 с және *Y* осі бойынша – 52,2 с (бұл мән мүмкін болатын үлкен толқын периодынан бірнеше үлкен).

Ең үлкен штормалық жүктемеде толқын биіктігі 30 м-ге жетеді, толқын периоды 15 с, түпте ағыс жылдамдығы 1,2-ден 0,6 м/с. Жел мен ағыстың аз жылдамдығында мұнара вертикалдан $1{,}12^0$ – градусқа, ал үлкен толқуда – $2{,}52^0$ градусқа өзгереді.



5.24-сурет. РВР платформа сұлбасы
1 – палуба массасы 30 мың т; 2 – өсті свайды 10 м белгіде бекіту; 3 – жоғарғы және төменгі секцияларды жалғау: 4 – балласты камералар; 5 – төменгі понтондар; 6 – жоғарғы понтондар; 7–26 периферийлік свайлар; 8 – жеті өстік свайлар; 9–20 айнымалы қима тіректері

Мұнара фундаментінің ең үлкен орын ауыстыруы 680 мм. Осыны ескере отырып, мұнараны дайындау үшін аққыштық шегі 346 МПа болатты қолданады. Түп деңгейдегі свайларда ең үлкен кернеулер болады, сондықтан олар үшін аққыштығы 438 МПа болатты қабылдайды. Мұнара секциялары қондыру орнына тасымалданып, жатық күйінде жиналады. Гравитациялы-свалы ТСП тек ғана конструкция салмағынан емес, сонымен қатар қосымша свайлар арқылы тіреуіш бөлігінің теңіз түбіне бекітілудің арқасында орнынан қозғалмайды.

Осы түрдегі ТСП конструкциясы әртүрлі болады (құрылымы бойынша және қолданылатын материалдар бойынша).

Тереңдігі 300м-ден жоғары гравитациялы-свайлы негіздер үшаяқ пішінді болады. Тіректі бөлігінің конструкциясы диаметрі үлкен орталық тізбектен және оны тірейтін көлбеу тіректерден тұрады. Тізбектер диаметрі үлкен тұтас металл цилиндрден немесе конструкциясы ферменді элементтерден тұрады. Мысалы, «Трипод тауэр платформ» жобасының конструкциясы диаметрі 15м орталық тізбектен және ол диаметрі 8м көлбеу тізбектермен ұсталады. ТСП конструкциясы төрт фундаментке қондырылады. «Хайлант» жобасында ортанғы тірек – фермасы үш көлбеу фермалармен бекітілген. Барлық фермалардың қимасы үшбұрышты. әрбір күшті элемент жеке блоктармен дайындалады. Орталық ферманың массасы 10 мың т, тіректердің – 4,5-5 мыңт,палубада массасы 24 мың т технологиялық жабдықты және диаметрі 712 мм 16 бағыттауыш тізбектер қарастырылады. Негізгі конструкцияның салмағы 31 мың т, свайлар – 20 мың т, негізгі ортаңғы фермадан тіректер негізіне дейін арақашықтық 110м. Тіректер ортаңғы фермаға теңіз деңгейінен $40 \div 79$ м төмен бекітіледі.

Бақылау сұрақтары

1. Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨҚБҚ).
2. Тіректі тізбектер түрлері.
3. Теңізде бұрғылау шарттары.
4. Теңізде барлау ұңғыларының бұрғылаудың рационалды тәсілдері.
5. Бұрғылаудың соққылау тәсілі.
6. Теңіз стационарлы платформалар (ТСП).
7. Серпімді конструкциялар екінші деңгейде бекітілу тәсілі бойынша қалай бөлінеді?
8. Гравитациялық теңіз станциялы платформалар (ГТСП).
9. Серпімді мұнаралар ол қандай мұнаралар?

6. ШЕЛЬФТЕ ҰҢҒЫМА ӨНІМІН ЖИНАУ, ДАЯРЛАУ, ТАСЫМАЛДАУ ЖӘНЕ САҚТАУ

6.1. Теңіз платформаларында мұнай және газды жинау, дайындау үрдістері

Ұңғыма өнімін жинау жүйесімен әрі қарай тасымалдануы деп ұңғыма өнімін жинау мен оны мұнайды даярлаудың орталық пунктіне (ЦППН) дейін жеткізу үшін салынған барлық жабдық пен құбырлар жүйесін айтады.



6.1-сурет. Ұңғыма өнімдерін теңізде жинау мен даярлау

Ұңғыма өнімін дайындау мақсаты:
– процестердің қауіпсіздігін арттыру;
– көмірсутектерді тасымалдауға дайындау;
– оларды тұтынушы талаптарына сәйкестендіру;
– коррозиядан сақталуды арттыру.

Бұл міндеттерді орындау үшін ұңғыма өнімдерін теңізде даярлау бойынша операциялардың минимал көлемі қажет [16].

Жинау мен даярлау жүйесі негізгі элементтердің өзара орналасуы мен жабдықтарға байланысты әр кен орындарында әртүрлі. Ол бірінші кезекте кен орын ауданына, ұңғыма дебиттеріне, айдалатын сұйықтықтың физика-химиялық қасиеттеріне, жергілікті жердің рельефі мен табиғи жағдайларға байланысты (6.1-сурет).

Теңіз ұңғымаларының өнімін даярлау процестерінің құрлықта жүргізілетін процестерден айырмашылығы жоқ. Олардың негізгі ерекшелігі бір атаулы модульде технологиялық жабдықты құрастыру, барлық аппараттардың аппараттар мен қондырғылар кешені арасындағы интервалдары үлкен құрлыққа қарағанда тығыз орналасуы, құрлықта мұнай-газ жинау пункттері ұңғымадан бірнеше километрде орналасуы,теңіздік нормативтермен платформаларда аппараттардың ревизиясы мен қажет жағдайда жөнделуі ғана мүмкін.

Платформаларда жүргізілетін мұнай мен газды даярлаудың технологиялық процестері:

– *мұнай, газ және судың бөлінуі;*

– *мұнайды сусыздандыру (кейде тұзсыздандыру);*

– *дайындалған мұнай бөлігін сақтау;*

– *газды транспортқа дайындау;*

– *қабатқа айдау үшін қабаттық және теңіздік суларды дайындау* сияқты негізгі операцияларға әкелінеді.

Егер құрлықта магистральді құбырлар арқылы транспортқа берілетін мұнай мен газ сапасына талаптар қатаң және барлық жерде регламенттелсе, теңізде мұнай сапасына қойылатын талаптар оның транспорт жағдайларымен – суасты құбырлары немесе танкерлермен шығару бойынша, ал газдың сапасына қойылатын талаптар – оны қабатқа айдау қажеттілігімен немесе суасты газ құбырлары бойынша транспорттың қажеттілігімен анықталады.

Теңіз ұңғымалары өнімдерін жинау, дайындау және транспорт сызбаларын таңдау түрлі табиғи-геологиялық, технологиялық және ұйымдастырушылық-экономикалық факторларға, теңіздік мұнайды қабылдау пунктіне (оны танкерлермен алыс қашықтыққа тасығанда) тәуелді. Платформада технологиялық операцияларды таңдауға жағалық инфрақұрылымның болуы немесе болмауы, жағалық территория сипаты, түп рельефі (құбырлар трассасының), жағаға жақын орналасуы, теңіз тереңдігі, көмірсутектерді өндіретін транспорттың бағыты және т.б. айтарлықтай әсер етеді.

Өндірілген өнімді жағаға тікелей жіберу мүмкін болса, мұнай және газ, қабаттық судың (үшфазалы ағын деп аталатын) суасты құбырлары арқылы жағаға бірігіп тасымалдау мүмкіндігін пайдаланып платформадағы (оның ауданын азайта оты-

рып) технологиялық операциялар көлемі айтарлықтай қысқарады. Мұндай жағдайда тауарлы өнімді даярлау және платформаға қабатқа айдалу үшін қайтып келетін немесе бірден жағада сулы қабатқа бұрғыланған арнайы ұңғымаларға айдалатын қабаттық суды тазарту жағада жүргізіледі.

Қабатқа айдалатын немесе суасты құбырлары арқылы тасымалданатын газдан мүмкіндікке қарай ауыр көмірсутектерді бөліп алу керек (бірінші жағдайда, метан мен этанды қабатқа айдау үшін, екіншісінде, ауыр көмірсутектердің температура мен газ қысымының төмендеуіне байланысты трасса бойынша құлауын болдырмау үшін). Сондықтан, ылғал бойынша шық нүктесін дроссель – эффектісін ескергенде, жоғары қысымды газ құбырында, әсіресе, құбырдың соңғы учаскесінде байқалатын ең төмен температурадан 8-14°С төмен деп қабылдайды.

Егер газда көміртектің (CO_2– көмірқышқыл газы) қостотығы 3 %-дан артық болса, қажет ингибиторлар газ құбырына айтарлықтай аз түседі, алайда, қатты кептірілген газ құбырдың ішкі қабырғаларын коррозияға ұшыратпайды.

Газ конденсатты кен орындарында өндірілетін өнім бөлінуге – газды конденсаттан бөлуге мүмкіндік беретін екісатылы сепарацияға ұшырайды.

Газ құбырында күтілетін ең төменгі температурадан 10-12 °С төмен алыну тереңдігінде кептірілуге ұшырайды.

Конденсат (дегазация жолымен) тұрақтандырылады және одан әрі конденсатқұбырға жіберіледі, конденсатты айдау құбырдың басындағы гидравликалық жоғалтулардан асатын және оның трасса арқылы дегазациясын болдырмайтын қысымда сораппен жүргізіледі.

Технологиялық шешімдерді таңдауға басқа да факторлар:

– ұңғыма өнімін жинау жүргізілетін кезіндегі қысым;
– жоғарыарынды жинаудың энергия көздері;
– ұңғымаларды шоғырлау;
– ұңғыма өнімдерін жинау;
– ұңғыма өнімін дайындау орны;
– ұңғыма өнімін өлшеу;
– жинау құбырларының саны;
– бөлінген немес біріктірілген транспорт әсер етеді.

Осы факторларды есептеу теңіз кен орындарын пайдалану жағдайларына барынша нәтижелі және үнемді жүйе таңдауға мүмкіндік береді.

Мұнай мен газды және олардың транспортын жинауға платформада:

– ұңғыма өнімін жинау;

– әрбір жеке ұңғыманың өнімін өлшеу;

– мұнайдың, су мен газдың әрбір жеке жағдайдағы анықталған деңгейге дейінгі сепарациясы;

– мұнайды сусыздандыру және кейбір жағдайларда оны тұрақтандырумен (жеңіл көмірсутектердің айтарлықтай бөлігін жоюмен) қатар тұзсыздандыру;

– газды құрғату;

– өндірілетін өнімнің тауарлық есебі;

– мұнай мен газдың бөлінген транспортысияқты операциялар жүргізіледі.

Өндірілген өнімді кәсіпшілік даярлаудың бірыңғай әмбебап сызбасы жоқ. Барлық сызбалар нақты географиялық жағдайларға, өндірілген көмірсутектер сипаттамасына, қабат қысымдарына және т.б. байланысты өзгереді.

Алайда, теңіз ұңғымалары өнімдерін жинаудың, даярлаудың және тасымалдаудың заманауи технологиялық сызбалары негізгі қағидаларға, яғнижеңіл фракцияларды жоғалтуды ескертуге, мұнайдың атмосферамен байланысының болмауына және мұнайдың газдан, судан және механикалық қосылыстардан барынша толық бөлінуін қамтамасыз етуге жауап береді.

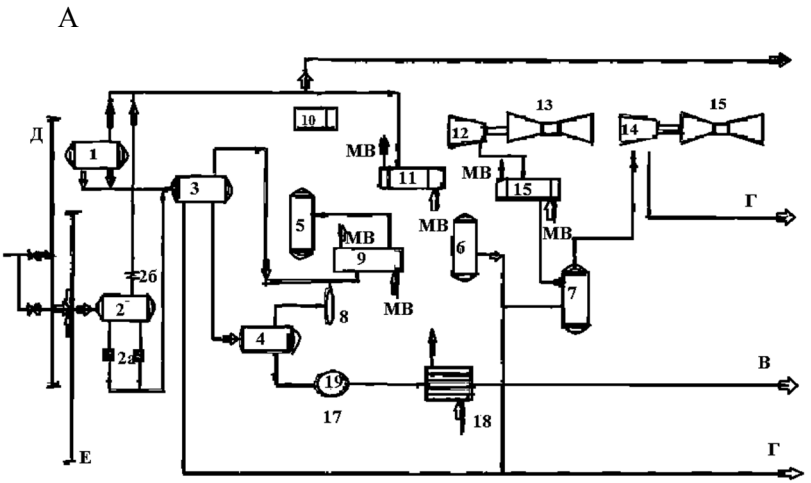
Теңіз ұңғымалары өнімдерін даярлаудың технологиялық сызбасын таңдағаннан кейін бастапқы мәліметтер мен нақты жағдайларға байланысты оған термодинамикалық және гидравликалық есептеулер, яғни, қысымды, температураны, тығыздықты кіруден шығуға дейінгі барлық технологиялық тізбек бойынша көмірсутектердің шығыны мен фракциялық құрамын анықтау жүргізеді. ДК-де танымал бағдарламаларды пайдаланып жүргізілген бұл есептеулер негізінде вибрацияны ескеріп платформада орналасатын сәйкес жабдық пен агрегаттар таңдалады. Дайындаудың таңдалған сызбасы уақыт бойынша жеке компоненттердің концентрациясы өзгеретін кен орнын ұзақ игеру процесінде, өнім құрамының өзгеруінің кең интервалында жұмыс істеуі керек.

Газды-сұйықтықты ағын фонтанды арматура, сағалық штуцер және манифольд арқылы өткеннен кейін технологиялық жабдық кешеніне түседі, оның құрамына:

1. Сағалық жабдық пен манифольд;
2. Сепараторлар;
3. Мұнайды дайындауға арналған жабдық:
дегидрлеуші;
өлшеуші;
сорапты;
мұнай қоймалары.
4. Газды дайындауға арналған жабдық:
дегидрлеуші;
обессерлеуші;
компрессорлы;
өлшеуші.
5. Технологиялық кешеннің көмекші жүйелері:
– химиялық реагенттерді айдауға арналған жабдық;
– желдеткіш жабдық және жану қондырғылары;
– серіктес өндірілетін суды өңдеу мен жинауға арналған жабдық;
– ашық және жабық типті дренажды жүйелер.
6. Жалпы арналымдағы көмекші жүйелер:
– энергия генераторлары және апаттық энергокөздер;
– бақылау-өлшеу аспаптарына ауа жіберетін жүйелер;
– гидравликалық жүйелер;
– жылытқыш және желдеткіш жүйелер;
– бу құрылғылары;
– отындық жүйелер;
– сулы жүйелер;
– жылыту жүйелері;
– салқындату жүйелері;
– өртке қарсы жүйелер;
– апаттық өшірулер жүйелері;
– бақылау-өлшеу жүйелері мен басқару жүйелері.
7. Қабатқа әсер ету жабдықтары:
– су айдау жабдығы;
– газ айдау жабдығы.
8. Өмірмен қамту жүйелерісияқты жүйелердің барлығы немесе кейбіреулері кіреді.

6.2.Теңіз платформаларында мұнай дайындау сұлбалары

Мұнайды көп газ мөлшерімен даярлаудың қарапайым технологиялық сызбасы (6.2-сурет) болып, мұнай да, газ да сепарацияның бірнеше сатыларынан өтетін сызба саналады. Тек ол кезде мұнайдың қысымы газдың бөлінуін қамтамасыз ете отырып, баяу төмендейді, ал газ ауыр көмірсутектерін бере отырып сығылады (әрбір сығылудан кейін теңіз суы салқындайды) және бөлінеді.

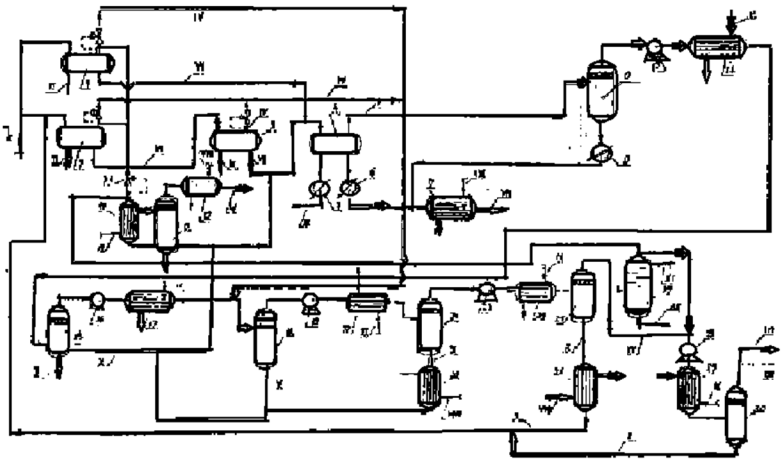


6.2-сурет. Мұнай мен мұнай газын даярлаудың технологиялық сұлбасы

Бұл сызбада көрсетілгендей өлшеуші сепаратор өндірілетін флюидтердің – газ, мұнай мен су әрқайсысы бойынша ұңғыма дебитін анықтауға, оларды даярлаудың жалпы процесіне жіберуге мүмкіндік беретін санау құрылғыларымен жабдықталған.

Платформада газдың бір бөлігі (А легі) жеке меншік қажеттіліктерге: компрессорлардың газ құбырлы жетектерінде отын ретінде, жылыту мен энергиямен қамтамасыз етуде қолданылады.

Газды фактор мен басқа да нақты жағдайларға байланысты мұнайды дайындаудың қарастырылған сызбасы өзгеріске ұшырауы мүмкін. Мысалы, егер қабатқа газ айдау қажеттілігі болмаса, сызбадан компрессор 14 мен оның жетегін 15 алып тастап, газ сепараторының 7 газ ағынын суасты газ құбырына бағыттауға болады. Басқа ұқсас шешім 6.3-суретте көрсетілген.



6.3-сурет. Мұнай мен ондағы еріген газды кешенді дайындау сұлбасы

Көптеген аппараттары бар бұл сызба күрделі және энергияны көп қажет етеді, бірақ басқа әдістерге қарағанда пайдаланудың барынша сенімді жүйесін құрастыруға, сұйық фракциялардың көлемін арттыруға, газдың қажетті шық нүктесін қамтамасыз етуге және факелде жағылатын газдың көлемін минимумға дейін төмендетуге мүмкіндік береді. Суреттен көрініп тұрғандай, мұнайды дайындау әдетте, мұнайдың сатылы тұрақталуы мен одан судың жақсы бөлінуіне алып келеді. Бұл сызбада бірінші сатылы сепаратор *2*- 1,95 МПа қысымда жұмыс істейді, екінші сатылы сепаратор 3- 1,2 МПа қысымда және үшінші сатылы сепаратор 4 0,12 МПа қысымда жұмыс істейді. Қысымның осындай сатылануында мұнайдың тұрақтануы тиімді жүреді, оған

ортаның жоғары температурасы да 55-60 ^{0}С әсер етеді. Сепарацияның үшінші сатысынан кейін шикі мұнай сораппен *6* платформалардағы ыдыстарға айдалады, сонымен қатар будың серпімділігін төмендету үшін оны салқындатады. Сепарацияның үшінші сатысындағы газды компрессорлармен *13 w 16* сығады (шамамен 1,1 МПа қысымға дейін) және сепарацияның бірінші және екінші сатыларындағы газбен біріктіреді, одан кейін қоспаны бірнеше сатыда (бұл жағдайда компрессордың құрамында үш саты *–19, 23* және *28*) сығады. Сығылған газды сығудың екінші сатысынан кейін (шамамен 4,2 МПа қысым жағдайында) абсорбердегі *27* гликоль көмегімен құрғатады. Сығудың үшінші сатысынан шыға берісте *28* құрғатылған газ 17,5 МПа қысымға ие болады. Ол тауарлық газдың құбыры арқылы жағаға (XIV сызығы) жіберілуі мүмкін немесе қабатқа (XIII сызық) айдау үшін әрі қарай сығылуы (41,5 МПа дейін) мүмкін. Сығудың әрбір сатысынан кейін тоңазытқыш – конденсаторлар *14, 17, 20, 24, 29* мен көмірсутектерді бөлу үшін сепараторлар *15, 18, 21, 25* және *30* орнатылады. Сығудың екінші және үшінші сатыларынан кейін конденсат сепараторлардан бірінші сатылы сепараторға 2 жіберіледі, ал төмен қысымды сепараторлардағы конденсат – үшінші сатылы сепараторға 4 жіберіледі. Отын ретінде конденсирленген судан сепараторда 11 бөлінетін және салқындатылатын, жылуалмасқышта 12 жылытылып, сызық 5 бойынша берілетін мұнай сепарациясының бірінші сатысының тұрақтандыру газы мен абсорбердің шығысындағы құрғатылған газ қолданылуы мүмкін.

Осы қағида бойынша әлемнің көптеген аудандарында теңізді мұнай кен орындары салынған [8].

Сөзсіз, жоғарыда қарастырылған нұсқалар кейбір нұсқалардан түйіндер жинайтын мұнай мен газды дайындаудың мүмкін сызбалық шешімдерінің барлық түрлерін жоққа шығармайды. Кейбір қондырғылардың қуаты аз және олар алыста теңізде орналасқан жағдайларда газды жағаға құбыр арқылы тасымалдау тиімсіз. Ол кезде сұйытылған газды платформада дайындап, оны жағаға құбыр немесе баржалар арқылы жөнелткен дұрыс.

Бразилия жағасында мұнай өндіру кезінде өнімдер әрбір кен орындарында орнатылған платформаларда өлшенеді және орта-

лық платформаға, ол жерде газды мұнайлы ағын үшфазалы сепараторда өлшенгеннен кейін қосымша өңдеусіз құбыр арқылы жағаға жіберіледі.

Айтып кеткеніміздей, соңғы уақытта ағындар жиынын жеке кен орындарынан түрлі ағындардың (мұнай, газ, конденсат пен су) қажет кондицияларға дейін жеткізілуі жүретін орталық технологиялық платформаға (ДТП) жинау беталысы байқалады. Бұл жағдай Экофиск кен орнын Солтүстік теңізге орналастыруда байқалады, біз оның жеке аспектілерін қарастыратын боламыз. Бұл кен орынға жеті жеке кәсіпшілік кіреді, олардың алтауы – мұнайлы, біреуі – газоконденсатты. «Албушелл», «Эдда», «Экофиск» және «Топ» кәсіпшілік платформаларында мұнай мен газ бірінші бөлінеді, газ гликольмен құрғатылады, сосын мұнай мен құрғатылған газ жеке құбырлар арқылы (қашықтық 15 км) ЦТП-ға жіберіледі. «Код» платформасында газ газды конденсаттан бөлініп, гликольмен құрғатылады, конденсат сорғытылғаннан кейін газ бен конденсат біріктіріліп, жалпы құбыр арқылы ЦТП беріледі (қашықтық шамамен 93 км). «Батыс Экофиск» платформасынан мұнай мен газ ЦТП-ға екіфазалы ағын ретінде сепарация немесе құрғатусыз тасымалданады (құбыр ұзындығы шамамен, 9 км). Сонымен «Экофиск» платформасынан мұнай мен газ бөлінгеннен кейін жеке құбырлар арқылы ЦТП-ға барады, онда біріктірлген мұнай және газды-конденсатты ағындардың тұрақталуы жүреді, одан кейін мұнай сораппен жағаға алынады. Мұнайда тұрақтандырушы газдар сығылады, «Экофиск» платформасының газымен біріктіріледі және үшэтиленгликольмен кептіріледі (99,5 %). Одан кейін барлық кәсіпшіліктердің біріктірілген газды ағындары олардың көмірсутектер бойынша шық нүктелерін төмендету үшін салқындатылады және газ сығылып, суасты құбыры арқылы жағаға жіберіледі.

Айта кету керек, платформада газдан көмірсутекті конденсаттың бөлінуі платформада жүргізіледі, себебі, газ бен конденсат (мұнайы бар қоспасында) жеке құбырлар арқылы түрлі жағалық станцияларға жіберіледі: газ – Эмденге (Германия), ал конденсат пен мұнай – Тиссайдқа (Ұлыбритания).

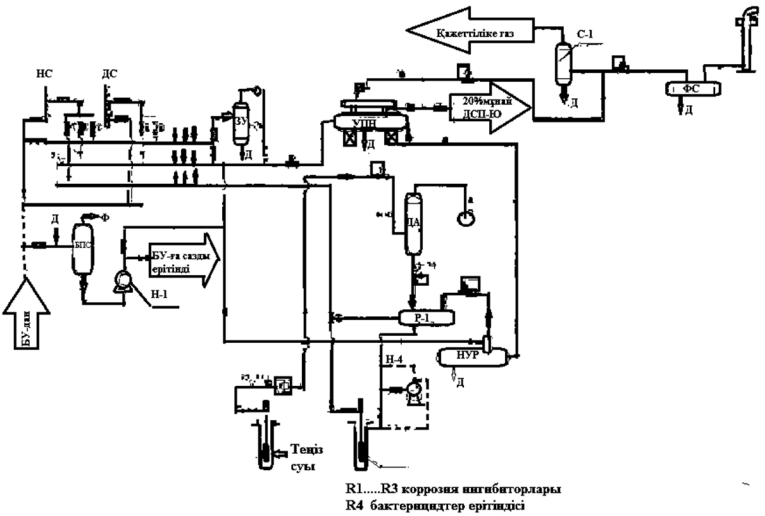
ЦТП газ бойынша жалпы өнімділігі шамамен 60-70 млн. $нм^3$/тәул. құрайды.

Солтүстік теңіздің голланд секторында газды кешенді орналастыру қызығушылық тудырады. Мұнда газ ұңғымаларына әрбір платформаларда гидраттүзілуді ескерту үшін метанол, сондай-ақ, коррозия ингибиторы енгізіледі (себебі газда көмірқышқыл газы көп). Газ барлық платформалардан ену сепараторлары, газды құрғату мен үш-этиленгликольді регенерациялау қондырғылары, сондай-ақ, метанол регенерациясы қондырғысы орнатылатын ЦТП-ға жіберіледі.«Ричфилд Ойл Корпорейшн» фирмасы патенттеген дайындаудың осындай сызбасы бойынша газы бар метанолдың жоғалуы жойылады, себебі ол газ ағынын құрғату қондырғыларында үшэтиленгликольмен алынып, сосын сулы сепараторлардан метанолмен біріктіріліп, регенерленеді (берілген жағдайда – концентрация 98,7 % салмаққа дейін). Сорғытылған конденсат пен құрғатылған газ ЦТП-дан жағалық станцияға жөнелтіледі. Бастапқы газдағы конденсат мөлшері 5,7 $см^3/м^3$ аспайды. Барлық ұңғымалардың жалпы өнімділігі (жоба бойынша)– 10,2 млн. $нм^3$/тәу.

Су мен көмірсутектер бойынша газдың талап етілетін шық нүктелері өндірудің түрлі аудандарында әртүрлі. Мысалы, Солтүстік теңіз үшін олар 70 $кгс/см^2$ жағдайында сәйкесінше минус 9,5 және минус 4 °С құрайды (ең суық айлар – қаңтар және ақпан үшін, ал қалған айлар үшін талаптар аса қатал емес).

Бұл бөлімде «ВНИПИморнефтегаз» жағалық құрылыстарға (алайда, нақтыланған қорлар аз болғаннан кейін кен орнын мұнайды мұзға тұрақты түсіру терминалына бере отырып бір платформамен игеруге шешім қабылданды) мұнай берумен екі платформа арқылы игеру көзделген. Приразломное кен орны үшін ұсынған игерулерді келтіре кеткен орынды, сондай-ақ, кеніштің солтүстік бөлігін бір, ЛСП-С платформасы (6.4, а-сурет), ал оңтүстік бөлігін – екі бұрғылау станогымен бұрғылау көзделді, ЛСП-Ю платформасы (6.4, б-сурет).

Мұнайды суасты құбыры арқылы тасымалдайтын кен орынды жабдықтаудың екі нұсқасы бар БС технологиялық сызбалары мен ЛСП-Ю и ЛСП-С блок – модульдерінің пайдалану кешені құрастырылды, олар ЛСП БС нұсқалар бойынша су, тұздар, мехқосылыстар бойынша экспорт кондициясына дейін мұнайды дайындауды қамтамасыз ететін технологиялық операциялардың орындалуын қарастырады.



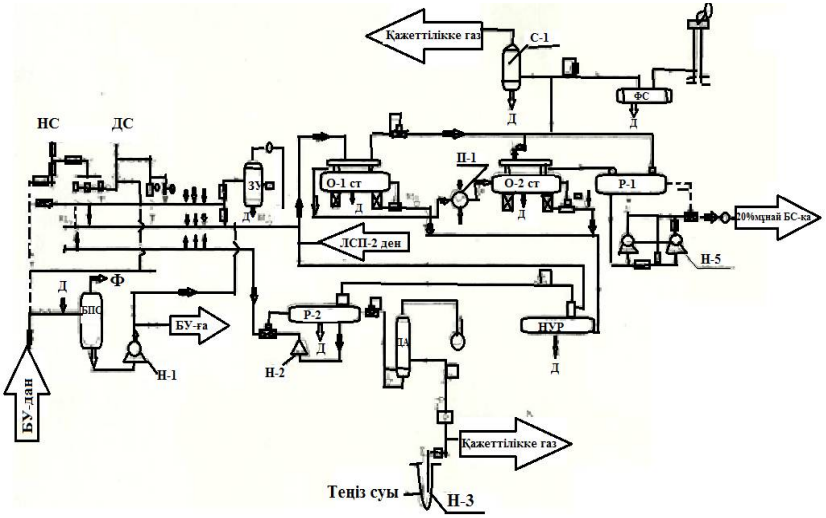
6.4, а-сурет. ЛСП-С технологиялық сұлбасы

1.1-нұсқа

ЛСП-С ұңғымалардың өнімдері газдан еркін суға дейін сепарациядан соң суасты құбыры арқылы қысыммен ЛСП-Ю жіберіледі. Мұнай мен мехқосылыстардан тазартылған қабаттық суға (су өндіру көлемінің 80%) Н-3 сораптармен Р-1 теңіз суы қосылады. Деаэратор (ДА) екісатылы фильтрде (Ф) мехқосылыстардан тазартқаннан кейін Р-1 буферлі резервуарынан жоғары қысымды сораптар арқылы су айдау қысымына дейін сығылады және таратушы коллектор арқылы айдау ұңғымаларына түседі.

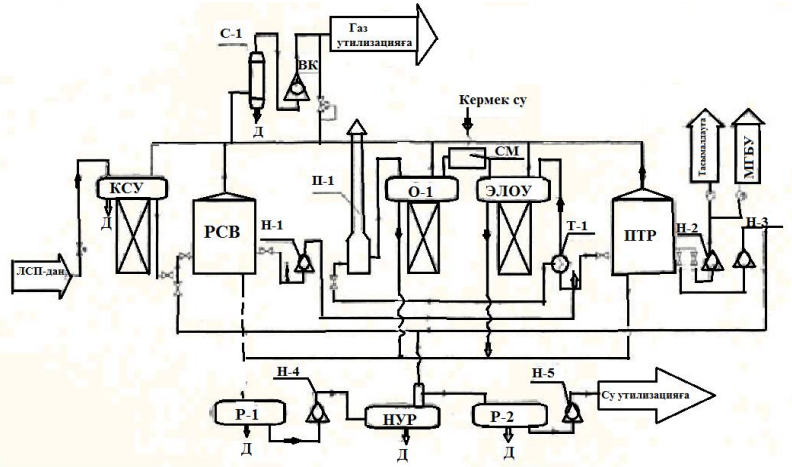
Газ тамшылы сұйықтан сепарациядан кейін С-1 арқылы энергетикалық модульге барады. Пайдаланылмаған газ факелді сепаратор (ФС) арқылы факелге тасталады.

Ұңғымалардың регламентті өшірілуі бұрғылау кешенінің блок-модулінде орнатылған сораптармен жүргізіледі. Ұңғыма шоғырын сумен апаттық өшіру Н-3 сораптары арқылы тура сызба бойынша жүргізіледі.



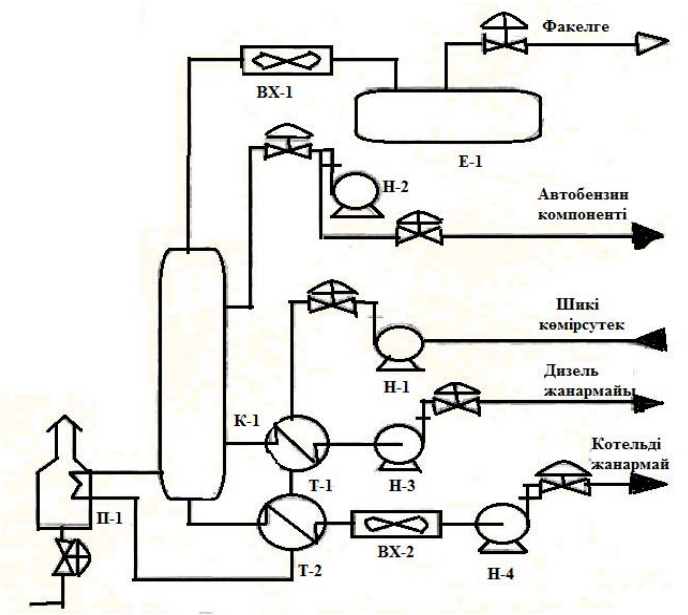
6.4, б-сурет. ЛСП-Ю технологиялық сұлбасы

Ұңғымалардың забой алды зонасын тазалау аппараттар мен құбырларды жабық сызба бойынша дренаждау үшін қолданылатын разрядка мен ұңғыманы игеру блогы (БРО) арқылы тура немесе кері сызба бойынша жүргізіледі.



6.4, в-сурет. БС технологиялық сұлбасы

Дренажды бағандар ашық жүйеден дренажды ыдыстарға (сызбаларда көрсетілмеген) жиналады. Газ бен БРО факелді сепаратор арқылы тасталады, сөндіру сұйықтығы мен мұнай мен газдан тазартқаннан кейінгі разрядка бұрғылау кешенінің блок-модуліне қайтарылады (егер сөндіру сұйықтығы ретінде сазды ерітінді алынса) немесе процестің басында мұнай газ жинағыш коллекторға сораптармен айдалады. Мехқосылыстар контейнерлерге жиналып, жағаға шығарылады [7].



6.4, г-сурет. МБУНТ технологиялық сұлбасы

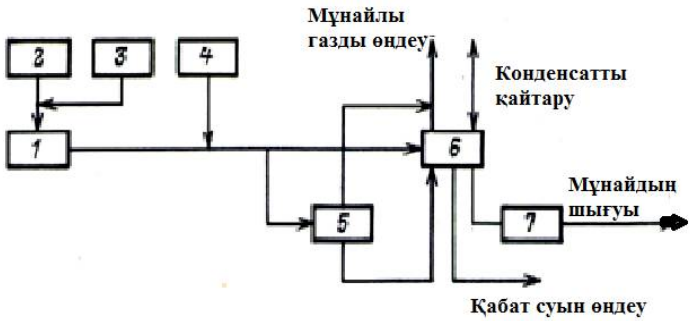
Ажырату. Өндірілетін сұйықтық жинауыш арқылы ажыратқыш жүйеге келіп түседі.

Ажыратудың алғашқы сатысында қоспадан судың үлкен көлемі алынып шығарылады да,сонан соң деңгей реттегіштің көмегімен су дайындау қондырғысына бағытталады. Газ ажыратқыштан соң компрессорға келіп түседі, ал мұнай - ажыратудың екінші сатысына кетеді.

Ажыратудың 2-ші деңгейінде қоспаның суға және мұнайға бөлінуі жүзеге асады.

Су ажыратудың екінші және үшінші сатысынан кейін деңгей реттегіштің көмегі арқылы суды дайындайтын қондырғыға бағытталады, ал мұнай екінші сатыдан кейін суды әрі қарай алу жүзеге асатын ажыратудың үшінші сатысына жіберіледі, ал қажет болған жағдайда – эмульсия өңделеді.

Химерлі ажыратқыш. Әр ұңғының ағынын манифольд арқылы өлшеу ажыратқышына бағыттауға болады. Бұл ажыратқыштан шығатын кезде мұнай, газ және судың көлемі үнемі өлшенеді. Су деңгейді реттегіштің көмегі арқылы суды дайындайтын қондырғыға, ал газ – компрессорға келіп түседі, ал мұнай деңгейді реттегіштің арқасында ажыратқыштың бірінші сатысына барады.



6.5.-сурет. Мұнай ұңғылары өнімдерін жинаудың принципті сұлба-блогы

1 – пайдалану ұңғылары; 2 – коррозия баяулатқышы; 3 – газлифтіге арналған газ; 4 – сұйықты мұнайдан ажыратқыш агенттері; 5 – өлшемдік ажыратқыш; 6 – ұңғы өнімдерін ажыратқыш; 7 – негізгі мұнай айдау сораптары. Деңгейлік ажырату: 2-деңгей Рейд бойынша 100 – булар серпімділігі; 3-деңгей 50 – булар серпімділігі

Депрессинтті қосымша. Егер мұнай құюдың жоғары температурасымен сипатталатын болса, онда суасты құбырымен мұндай мұнайды тасымалдауда пайда болатын мәселелерді азайту үшін депрессинтті қосымшаны айдау талап етіледі. Бұл әрекет құбырдың аузындағы айдау сорабына мұнайдың келіп түсуімен жүзеге асады.

Мұнайды сораппен айдау. Үшінші сатылы ажыратқыштан шыққан шикі мұнай өлшеуіш құралдарынан өте отырып құбырға айдалады. Әрқайсысы құбырдың өткізу қабілеті 50 % құрайтын үш бустерлік сорап әрқайсысында құбырдың өткізу қабілеті 50 % болатын магистралды құбырға орнатылған үш сорапты толтырады.

Жолай өндірілетін суды тазалау. Жолай өндірілетін су ажыратқыштан құбыр бойымен қатты бөлшектерді судан айыру қондырғыларына (флотация) артық салмақ түсірмеу мақсатында бос мұнайды алу жүзеге асырылатын теңгермелі ыдысқа беріледі.

Мұнай деңгейді реттегіштердің көмегімен теңгермелі ыдыстан алынып, екінші сатылы ажыратқышқа айдалады. Су деңгейді реттегіштің көмегімен екі қатты бөлшектерді судан айыру қондырғысына бірқалыпты беріледі.

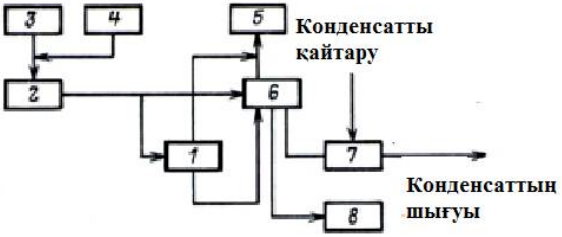
Таза су қатты бөлшектерді судан айыру қондырғысынан теңіз деңгейінен төмен батырылған бағанға жіберіліп, ал мұнай екінші сатыдағы ажыратуға барады. Онда көрсетілген бағаннан шыққан мұнай келіп түседі.

6.3. Газды дайындау мен жинау жүйесі

Жалпы сипаттамасы. Газды дайындау жоғарғы қысыммен істелетін болғандықтан мұнай даярлаудан анағұрлым өзгешелігі бар. Мұнан басқа, сәйкес талаптармен анықталатын тауарлы газдың қысымы тауарлы мұнайдың қысымынан жоғары болуы керек. Забой қабырғаларындағы газ қозғалысының жоғары жылдамдығы, қысымы тежегіштегі сағалық қысымның ең төменгі шамасына жуық немесе тең сағалық құмтұтқышпен алынатын қатты бөлшектердің газға енуінің салдарынан болады.

Жалпы сипаттама. Газды дайындау мұнайды дайындаудан ерекшеленеді, себебі ол жоғарғы қысым кезінде жүзеге асады. Сонымен қатар, тауарлы газ қысымы тауарлы мұнай қысымынан жоғары болуы керек. Ол арнайы талаптармен анықталады.

Саңылаулар қабырғаларында газдың қозғалысының жоғарғы жылдамдығы газға қатты заттардың енуіне себепші болады.



6.6-сурет. Газ ұңғымаларының өнімін
жинаудың қағидалы блок-сұлбасы
1 – қатыру сепараторы; 2 – алушы ұңғымалар; 3 – коррозия ингибиторін шаю; 4 – метанолды тиеу; 5 – алынатын газды өңдеу; 6 – ұңғыма өнімін сепарациялау; 7 – конденсатты өңдеу; 8 – жолай алынатын суды өңдеу

Технологиялық қондырғы негізінен конденсатты алуға арналған бірсатылы сепаратордан тұрады. Газды ары қарай өңдеу әдетте, дегидриттеуге негізделген, бірақ кейбір жағдайларда көмірсутек немесе күкірт сутекті диоксидті алу жүргізіледі. Өлшегеннен кейін газ жүйеден салыстырмалы жоғары қысыммен әкелінеді (6.6-сурет). Қабатты өңдеудің соңғы сатысында қажет қысым газды компримирлеу есебінде ұсталады.

Сепарация. Бос су мен конденсатты бөлуді болжайтын бір сатылы сепарацияны жүргізу алдында қоспадан құмды алу қажеттілігі туындауы мүмкін.

Қысымның түсу шегі бойынша ұңғыманың сағасында газды кеңейтумен шартталған Джоуль-Томпсонның суыту әсері азаяды, нәтижесінде газды қысыммен суыту қажеттілігі туындауы мүмкін. Жүйе сұйықтық жағынан жүктеменің ауытқуын ескеру арқылы жобалануы керек, себебі қысу кезінде бұл жүктеме максимумға дейін өседі. Гликольді дегидирлеу және тиеуге арналған қондырғыны орнатудан бұрын жүйенің барлық бөліктерінде гидрат қалыптасу және парафиннің қалыптасу мүмкіндігін бағалауға болады. Жоғарғы қысым кезінде көміртегі диоксидінің аз мөлшері айтарлықтай коррозияға әкеп соғуы мүмкін, жүйенің құрылысы үшін материалдарды таңдауға мұқият қарау керек.

Газды компримирлеу. Компрессорды таңдау қиындығы сору қысымының түсуімен және шығымның азаюымен шартталады. Әдетте, пайдаланудың қандайда сатысында компрессорларды пайдаланады немесе модификациялайды.

Компрессорлы жүйеге сорушы, аралық және басып тығыздау клапандары, сонымен қатар салқындатушы қосымша қондырғылар жатады.

Дегидрлеу. Дегидрлеу үшэтиленгликольмен дәстүрлі контактісі есебінде ашылады.

Дегидрлеу әдетте, механикалық сепарациялау немесе коалесценция есебінде жүзеге асырылады.

Газ алушы платформаның технологиялық қондырғысы мұнай алушы платформаларда ұқсас қолданылады. Қабатты жасау тозумен бірге жүреді, сондықтан теңіз суын тиеудің еш қажеттілігі жоқ.

Үлкен платформаларда жанғыш қондырғыларды орналастыру және жобалаумен байланысты мәселелер туындауы мүмкін, ал факельді газды жағу кезінде жылудың үлкен көлемінің бөлінуімен түсіндіріледі.

6.3.1. Теңізге газ бен конденсатты дайындаудың қағидалы технологиялық сызбасы

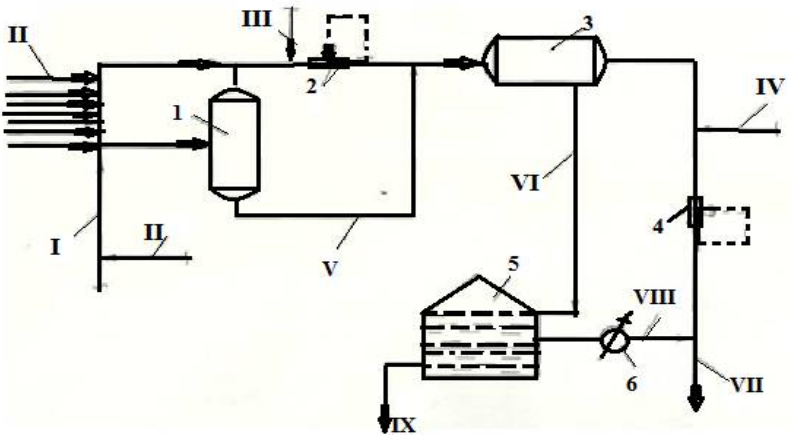
Теңіз акваторияларында газ бен конденсатты дайындау бойынша технологиялық шешімдер газды және газдыконденсатты кен орындарына арналған келесі негізгі сызбаларға келтіруге болады (6.7-сурет).

6.7-суреттегі сұлба мұндағы газға гидратқалыптасуды болжау үшін метанол-ұңғымалардың сағасына берілетіндігімен сипатты.

Газ ұңғымадан қатыру сепараторына I түседі, онда газ бен сұйық бойынша дебит анықталады. Осыдан кейін ағындар қайтадан бірігеді және сепараторға 3 бағытталады, онда газ сұйық фазадан бөлінеді және құбыржелісі II бойынша жағалауға беріледі. Көмірсутекті конденсаттың және метанолды судың қоспасы атмосфералы резервуарларға 5 барады, онда бөлу болады, содан кейін конденсат сорғышпен 6 бірігіп тасымалдау үшін газ ағымына беріледі, ал метанолды су IX сызығы бойынша теңізге түсіріледі немесе регенерациялауға түседі.

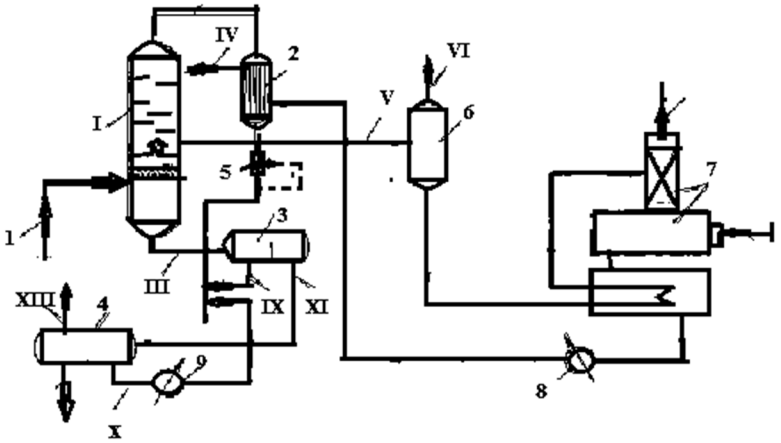
Газды дайындаудың мұндай әдісі Викинг кен орнында жүзеге асырылған. Албу-Шелл, Солтүстік теңіздің голландиялық аумағындағы кен орнында, Бэсс-Стрейд және т.б. кен орындарында. Бірақ өзінің барлық сипаты кезінде қарастырылып отырған сызбада бірқатар теріс моменттер бар. Осылардың біреуі регенирленген метанолды беру үшін теңіз түбіне салынған құбыр, сонымен қатар метанолды сақтауға арналған арнайы резервуардың қажеттілігінен тұрады. Жағалауға дейін үлкен қашықтықтар кезінде метанолды құбыржелісінің бағасы айтарлықтай көлемді құруы мүмкін.

6.7-суреттегі сызбаның басқа кемшілігі – мұндай әдіс кезінде метанолдың айтарлықтай шығындарының мүмкін еместігі. Бірақ бұл шешім метанолды әкетуді шектейді, ал жағалауда газды суытудан кейін және су астындағы газ құбырында қысымның төмен түсуінен кейін сұйық күйде 50-70 % метанолды алуға болады, сондықтан соңғы кездері метанолдың орнына ингибрит ретінде гликольді таңдайды.



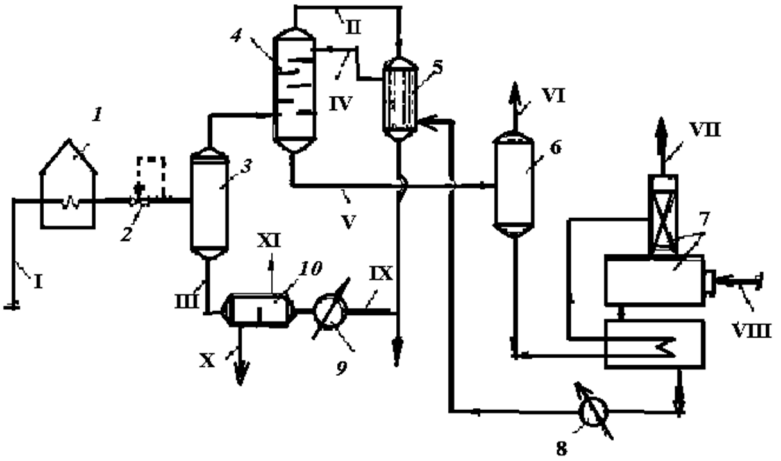
6.7-сурет. Метанолды шығару арқылы газды дайындаудың қағидалық сұлбасы

Кей жағдайларда газды өңдеуді 6.8-суреттегі сұлбаға сәйкес жүргізеді. Бұл жағдайда ұңғымалардан келетін газ абсорбердің 1 төменгі бөлігінде тамшылы сұйықтан айрылады және содан кейін жоғары концентрациялы гликоль ерітіндісі көмегімен кептіріледі. Газды дроссельдеу кезінде гидрат түзілуді болдырмау үшін абсорбердегі қысым ұңғымадағы қысымға сәйкес болуы керек. Кептірілген газ жылуалмастырғышқа 2 келеді, реттегіште 5 дроссельденеді және жағаға қарай беріледі. Көмірсутекті конденсат пен қабат суының қоспасы III желісі арқылы айырғышқа 3 барады, мұнда конденсат IX желісі бойымен кептірілген газ құбырына бағытталады, ал су сепараторға 4 келіп түседі, ол атмосфералық қысымда жұмыс істейді. Тазартылған су теңізге ағызылады, ал газ XIII құбыржелісі арқылы свечаға бағытталады. Көмірсутектер X желісі арқылы сораппен 9 газ ағынына айдалады және жағаға жөнелтіледі.



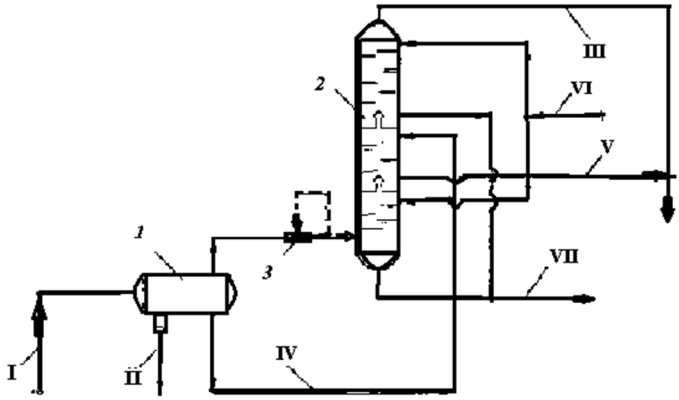
6.8-сурет. Гликольмен газды кептірудің қағидалық сұлбасы

Сумен қаныққан гликоль абсорбердің тарелкасына жиналады, құбыржелісі V бойынша желдеткішке шығарылады, онда төмен температура кезінде платформада отын ретінде қолданылатын желдету газы жойылатын қаныққан гликоль абсорберге жылу алмастырғышта 2 суытылғаннан кейін регенерацияланады.



6.9-сурет. Гликольдің кептіру жолымен алдын ала жылыту және газды дайындау сұлбасы

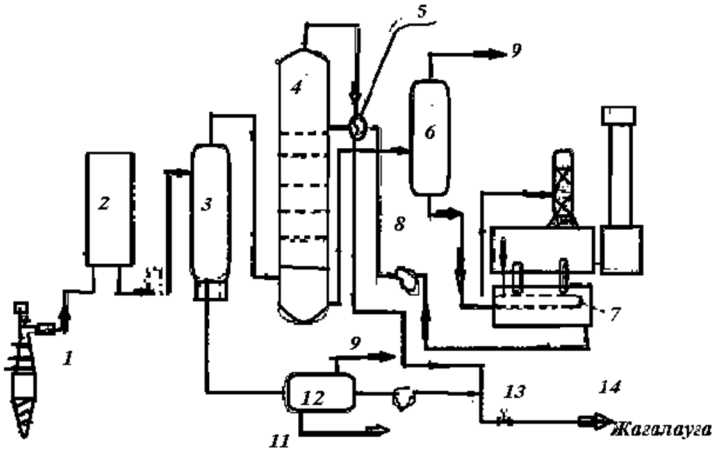
Газға қайтадан айдалынатын конденсат салыстырмалы түрде аз болса, онда ол шық нүктесіндегі кепкен газға ешқандай да әсер етпейді. Ал егер конденсат көмірсутегі көлемі үлкен болса, оның газға енгізетін ылғалы су бойынша шық нүктесін жоғарылатуы мүмкін. Сол себептен екінші жағдайда газды абсорберде ең төмен шық нүктесіне дейін кептіру керек, ол техникалық (гликольдің концентрациясының көп болуы, адсорберде тарелка санының көп болуы) немесе конденсатты газға енгізгенше сусыздандыруқиын. Конденсатты сусыздандырудың бірден бір жолы, «Юлэк, Сиволз энд Брайсон» фирмасында жасалынады, ол 6.10-суретте көрсетілген. Оның жұру принципі, бастапқыда газ абсорбердің төменгі бөлігінде 2 кептіріледі, содан соң абсорбердің ортаңғы бөлігінде кептірілген газ арқылы бойындағы суы бар конденсатты желдетеді, бұдан соң суды сіңірген газды абсорбердің жоғарғы бөлігінде қайтадан кептіреді. Айтылған тәсіл, жоғарғыдағы 2 сызбада айтылғаннан басқа, абсорбердің күрделі конструкциясын талап етеді, алайда, кептірілген газдың шық нүктесін ылғал бойынша сақтап тұра алады, сол себептен конденсаты көп газконденсатты кен орындарда қолданылады [7].



6.10, а-сурет. Гликольді кептірумен газды дайындау және конденсатты сусыздандыру

Кептірілген газды конденсатпен қоса суасты құбырлары арқылы тасымалдауға болатын технологиялық шешімнің басқа түрі – газды алдын-ала қыздыру. Бұл сұлба 5.10, б-суретте көрсеілген. Ұңғымадағы шикі газ 1 отты пешке беріледі 2, ол ағысы дросселдегеннен кейін гидраттың түзілуіне мүмкіндік бермейді, содан кейін 3 сепарацияланады одан кейін абсорберге беріледі 4, сонда ол кептіріледі, бұдан кейін жылу алмастырғыш арқылы 5 жағаға 14 жеткізіледі. Қыздырылған конденсат бір уақытта үш фазалы сепараторда 12 жақсы бөлінеді. Желдетілген газ 9 платформада қолданылады, ал бөлінген су теңізге жіберіледі. Конденсат насос 10 арқылы жағаға созылған газ құбырға 6 айдалады. Абсорберде ылғалға қанықкан гликоль 6-да дегазацияланады, регенерация жасайтын десорберге 7 барады және ары қарата сорап арқылы абсорберге жіберіледі.

Бұл сызба жақсы басымдыққа ие, өйткені платформада тек бір ғана гликольді топтардан бір ғана химиялық реагент қолданылады. Метанолдың жоқтығы бірнеше мәселені шешеді, біріншіден, еркін суды теңізге ығыстырады, екіншіден, метанолдың платформада сақталуына қажетті ауданды болдырмау, үшіншіден, су-метанол ерітіндісімен гликольді ластамау (және де метонолсыз жағдайда гликольдің регенерациясы едәуір жақсы жүреді).



6.10, б-сурет. Газды алдын ала жылыту мен кептірудің және конденсатты сору сұлбасы

Басқа жағдайларда (платформада орналасқан ұңғымадағы газдың төмен температура немесе ұңғы сағасындағы жоғарғы қысым, газды суасты ұңғымаларынан жіберу) метанол мен гликольдің бір мезгілде қолданылуы қажет болады (көбіне, үш этиленгликоль): бірінші – гидрат қалыптасуын болдырмау үшін, екінші – газды кептіру. Мұндай техникалық шешім қосымша ауданды қажет етеді және жоғарғы өрттік, экологиялық қауіп төндіреді. Сонда да бұл шешім кейбір теңіздегі газды конденсатты кен орындарында орын алған.

Штокмоновтық газды конденсатты кенорындағы (Баренц теңізі) газ және конденсатты дайындаудың технологиялық сызбасы ВНИПИ теңізмұнай-газында (Т. М. Берировпен бірлескен «ВНИИгаз» және В. П. Мальхановпен – «Крикор») 1994 жылы игерілген, кенорынның техника-экономикалық негіздемесі. Бұл кестеде кеңіштің күрделі орналасу себебінен ерекше техникалық шешімдер ұсынылған (судың тереңдігі 350 м, жағадан алыстауы 650 км жоғары) – метонолдың платформада қолданылу қажеттілігіне байланысты, платформаның өзінде, өзіндік қажеттілік үшін, газды ыдыстарда оны ауа оттегісі арқылы тура жолмен тотықтырып метанолды алу мақсатқа қойылған.

Метанол алу әдісінің негізі – 4-6 МПа қысымда және 400-500˚С кезінде газды ауа оттегісі арқылы тотықтыру. Бұл кезде ауаны компримирлеу, яғни энергия шығындау керек. Бұл мәселені платформада шешу үшін, платформа қажеттілігіне керекті электр энергиясына кететін газ бөлігін детандирлеу керек. Ал газда тотыққан метанол тек 40-50 % құрайтындықтан, ал газды ингибирлеу үшін шамамен, 90 % керек, онда су-метанолды қоспадағы концентрацияны жоғарылату үшін оны сол концентрациядағы өңделген метанолмен булау қажет. Осылайша, газды жағаға гидратсыз тасымалдау қамтамасыз етіледі.

6.4. Ұңғыма өнімін жинау және дайындаудың суасты жүйесі

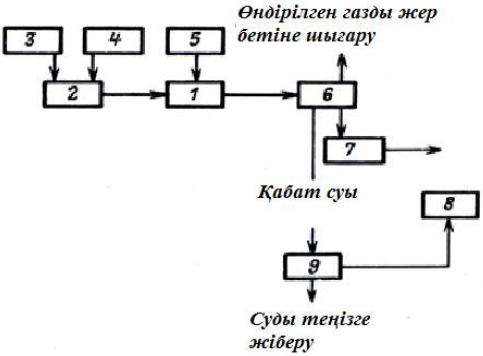
Әдеттегі ферменді типті тірек блоктарын теңізде пайдалану жүйесінде аса ауыр үлкен массалы болып келеді, оны қодану үлкен кемшілік болып табылады. Бұдан бөлек, ферменді типті блоктың жоғары массасы құрылыс тәсіліне, құрылыстың жоғарғы құнына және теңіздің тереңдігіне байланысты күрделі саналады. Құрылыстың жоғарғы массасы тірек блок массасына айтарлықтай әсер етпейді; ал теңіздің тереңдігі жоғарылаған сайын тірек блок массасы да өсе түседі. Жоғарғы құрылыс массасын төмендетудің бірнеше жолы көрсетілген.

Оның бір нұсқасы – ұңғыманы алдын-ала бұрғылау. Алайда, платформаны пайдалануда, бұл ұңғыманың қызмет етуіне қиындықтар туғызады. Егер көп ұңғыманы бұрғылау керек болса, кенорынды тұрғызу уақыты ұзарады. Бұрғылау жабдығына 3 мың тоннадан да артық жоғарғы құрылысты масса болуы керек. Бұған қосылатын қиындықтар химиялық реагент қоры және бұрғылау құбырына керекті уақытша жүктеулер.

Технологиялық жабдықтарды су астында орнату жоғарғы құрылыс массасын айтарлықтай азайта алады. Егер суасты қондырғысы қарапайым болса, онда оны суасты бақылау және басқару тәсілі арқылы басқаруға болады (6.11-сурет).

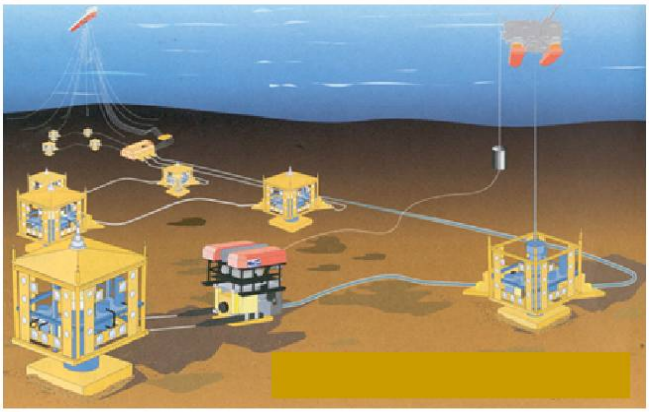
Сағалық жабдық және монифольд (6.12-сурет). Суасты қондырғылар және сағалық жабдықтар мұнай өнеркәсібінде бүгінгі таңда қолданылуда.

Суасты штуцерді игеру аяқталуда.



6.11-сурет. Мұнайды дайындаудың және жинаудың суасты жүйесі блогының сұлбасы
1 – пайдалану монифольді; 2 – өндіру ұңғымалары; 3 – коррозия ингибиторы; 4 – газлифт үшін газ: 5 – деэмульгатор және көбік өшіргіш; 6 – ұңғыма өнімін сепарациялау; 7 – сақтауға арналған ыдыс; 8 – мұнайды өндіру; 9 – суды сепарациялау

Сепаратор– құрамында қысымды және сұйықтық көлемін реттеу үшін қолданылатын қондырғылары бар резервуар. Олар су астында жұмыс істеуі мүмкін, бірақ ол толықтай суасты өңдеуге арналған деп айту қиын. Белгілі бір қиындықтар газ және сұйықтықты сапалы сепарациялауда және қысымды төмендетуде кездеседі.



6.12-сурет. Сағалық жабдық және монифольд

Сепарация тиімділігі. Өнім буының серпімділігіне қысым мен температураны бақылаудағы талаптарды орындағанда жетуге болады. Ағынның жылуын сақтау үшін оқшаулау жүйесінің талабын қатаң ұстану керек. Сонымен бірге теңізден судың кіріп кетпеуін қадағалау керек. Жылу шығынында немесе сұйық көмірсутектің парафин түзілімі жоғары болса иммерсионды электр жылыту сепараторы қажет болуы мүмкін.

Мұнай және конденсаты сорап арқылы айдау қиындық туғызбау керек, себебі терең сораптар тереңдікте де жұмыс жасау керек.

Ілеспе суды өндіру қысымда болады және құрамында еріген және еркін көмірсутек компоненттері болады. Ол бірнеше уақыт суасты ыдыстарында сақтала алады, одан соң тазартылмаған күйде теңізге ағызылады немесе сақтағаннан соң танкерге тиеледі.

Мұнайды және конденсатты тасымалдау. Мұнайды танкер немесе құбыр арқылы тасымалдау екі немесе үш сатылы сепарациядан өткен, 10 немесе 100-ге тең Рейд бойынша серпімділік буы бар сұйықты алуды болжайды. Мұндай құрылысты салуда негізгі мәселе – мұнайды су астында өңдеу, танкер немесе тиеу колоннасында минимальды кешенді технологиялық қондырғыны жобалау.

Конденсатты сусыздандыру суасты жағдайында гравитациялық бөлу немесе коалесценция арқылы жасалуы мүмкін. Бірақ суды тастау мәселесі қалады.

Газды тазалау (6.13-сурет).

1. Мұнай газы

Кіші мұнай кенорындарында газдың қоры аз, сондықтан оны жеке игеруді ұйымдастыру қажет емес. Сепарацияланған газды тастау атмосфераға шығару немесе факелде жандыру арқылы жасалады.

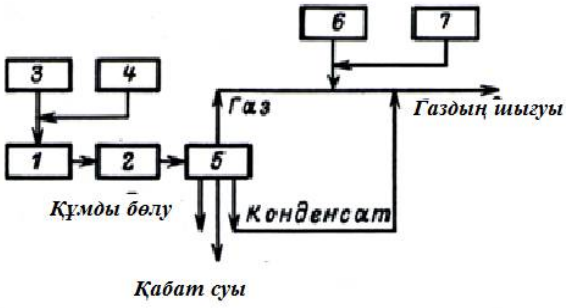
2. Газ және газконденсаттық кенорындарында игерілетін газ.

Газ және газконденсатты кенорынды игеру кезінде негізгі мәселе игерілетін газды ары қарата тасымалдай алуда. Бұл кезде:

– кристоллогидраттық түзілуі;

– коррозия;

– екі фазалық ағымның түзілуісияқты мәселелер туындайды.



6.13-сурет. Газды дайындаудың және жинаудың суасты жүйесі блогының сұлбасы

1 – өндіру ұңғымалары; 2 – пайдалану монифольді; 3 – коррозияны ингибирлеу; 4 – метонолды айдау; 5 – ұңғыма өнімін сепарациялау; 6 – коррозия инибиторлары; 7 – гликольді айдау

Кристоллогидраттық түзілуі еркін судың әсерінен күшейеді және олар коррозияның пайда болуына әкеледі. Коррозия көміртек диоксиді әсіресе, күкіртті сутегі құрамында бар парциалды қысым әсерінен көбейеді. Сұйық көміртегінің пайда болуы құбырдағы температураның төмендеуінен болады.

Қазіргі уақытта суасты газды өңдеу және компрессорлық жабдықтауды пайдалану судың астында мүмкін емес. Газды өңдеу мәселесінің шешімі коррозияға қарсы және күкіртсутегінің түзілуіне байланысты ингибиторды пайдалану.

6.4.1. Суасты жағдайында мұнайды жинау және дайындау

Суастындағы орнатылған кіші кешенді технологиялық жабдық мұнай, газ және судың сепарациясын және оларды жеткізуге дайындауды қамтамасыз ету керек. Осы процесс қиын болуы мүмкін, сол үшін кейбір төменгі ұсыныстар көрсетілді.

Саға және монифольд. Осы компоненттер суасты жүйесінде игеріліп және сәтті пайдалануда. Газлифтті және сорапты игеру тек қана суасты жабдықтарының көмегімен іске асырылады.

Сепарация. Кішкентай кенорындарда жоғарғы тиімділікті мұнай алу бұдан басқа қарапайым суасты жабдығы арқылы жүзеге аса алады. Суасты сепарациясы әзірге шектелген жағдайда қолданылады. Мұнайды тасымалдауға дайындауды қысқарту үшін сепарация саты санын бір-екіге дейін қысқартуға болады. Бу қысымынын қамтамасыз ету үшін электрқыздырғыш қарастырылған. Барлық жүйелер сағасы жабық ұңғыманың статикалық қысымына есептелуі керек. Жылдам түсу қарастырылмайды.

Платформадан сепарацияның тиімділігін деэмульгатор немесе көбік өшіретін агент енгізу арқылы жетуге болады. Сепаратор массасын және өлшемін төмендету үшін, олардың жоғарғы тиімділігін сақтау үшін, орталықтандырылған конструкция немесе қиғаш сөрелі конструкция қолдану керек.

Өндірілген газ. Минималды сепарация қысымын қамтамасыз ету үшін алынған газ түбінде бекітілген шарнирлі мұнара арқылы көтерілу керек және сонда орналасқан факелде немесе жеке орналастырылған қыздырмалы жабдықта жану керек.

Алынған газды салқындатқанда, оның температурасы көмірсутегінің шық нүктесінен төмен болуы керек. Кисталлогидрат пайда болу мәселелері метанолды айдау арқылы шешіледі.

Қабат суы. Су астында қабат суларын арнайы ыдыста сақтау үшін жағдай болуы тиіс. Сәйкес уақыт кезеңі өткен соң және деэмульгаторды пайдаланғаннан кейін суды тікелей теңізге айдау нұсқасы бар. Ал басқа нұсқа бойынша, өңделмеген су кезінде ол арнайы танкерге толтырылу керек.

*Беттік жабдықтар.*Беттік жабдықтар кешені:

- ✓ энергиямен қамтамасыз ету;
- ✓ химиялық реагенттерді айдау;
- ✓ факельді жабдықты орналастыру;
- ✓ бақылау және басқару жүйесін орналастыру сияқтыфункцияларын орындау үшін керек.

Беттік жабдықтар өндіру ұңғымасынан алыста орналасуы мүмкін.

Бұл кезде мұнайды тасымалдау суастында мұнай айдау сораптары орнатылған кезде құбыр арқылы жүзеге асады.

Тұрақты конденсат И-1 буландырғышынан өз қысымы арқасында Т-3 және Т-2 рекуперативті жылу алмастырғышынан өтеді және жылуалмастырғышта толық суытылған «конденсат-су» сыйымдылығы 200 м^{3}жинау резервуарына, бұдан ортадан тепкіш сорап арқылы суасты конденсат сақтау орнына барады.

Қондырғыда Р-3 авариялық конденсат желдеткіші қарастырылған, ол 50-60˚С температурадағы факелге газды лақтырып тұрақтандыру арқылы конденсатты тұрақтандырады.

Сағалар және монифольд. Суасты жүйесінің бұл компоненттері бұрыннан қолданылуда, сондықтан ол қарастырылмаған.

Сепарация. Газды суасты кешеніне конденсатпен бірге бір құбыр арқылы тасымалдау болжамдануда. Газды ұңғымадағы өнімді сепарациялау:

а) жабдықтардың эрозиясын болдырмау үшін құмнан тазалау;

б) коррозияны болдырмау үшін қабат суларынан тазалау мақсаттарында жүргізіледі.

Газды игеру процесінде ұңғымадан мұнайды игеруге қарағанда ілеспе су аз алынады, ол коллектордың қабат қысымы және температурада қанығу жағдайына байланысты [10].

Суды тастау әдісі мұнайды суасты өңдегендегі әдіспен бірдей болады. *Суасты сепараторы* – бұл жоғарғы қысымды сепаратор, бірақ қысымның түсуі сағалық штуцерде номиналды болады.

Беттік жабдық. Газды суасты жинау және дайындау жүйесі, мұнайды суасты жинау және дайындау жүйесінің беттік жабдық кешеніне қарағанда, оның кешені алыста орналасқан деп болжамдалған. Беттік жабдық, кем дегенде, сепарацияны орындауды, сонымен бірге газды және конденсатты дегидрлеуді қамтамасыз етеді. Газды және конденсатты тұрақтандыру бойынша қондырғының жұмыс жасауы үшін көмірсутегінің шық нүктесін бақылау керек.

Энергия және химиялық реагентті беру. Энергия және химиялық реагенттер (қондырғы және құбырды қорғау үшін) суасты кабелі және құбыр арқылы берілуі керек.

6.5. Газ және конденсатты дайындау, тасымалдау және жинау жүйесіндегі гидрат түзілумен күресу

Табиғи және ілеспе мұнайлы газды игеру және тасымалдау кезінде газ контактісіндегі бетінде су гидраты, тығыз кристалдық заттар, тығыздығы 880-990 кг/м^3 көмірсутек және судың молекулалары пайда болады.

Табиғи газды игеру және тасымалдау кезіндегі гидратталуды зерттеуді 3-кезеңге бөлуге болады.

1934 жыл 1-ші кезеңнің басы деп саналады, яғни осы жылы табиғи газдың гидратталу шарттары, газды құбыр арқылы тасымалдауда гидратталудың алдын алуы туралы ұсыныстар жайлы жариялымдар жарық көре бастады. Осында кейін гидрат түзілудің термодинамикалық жағдайы кезіндегі табиғи газдың құрамы мен қасиеті туралы көптеген зерттеу еңбектері басылып шықты.

60-жылдардың басында 2-ші кезең байқалды, ол кезде ұңғымадағы және құбырларда гидрат тығындарының пайда болу орындарын алдын ала білу мәліметтері қарастырыла бастады. Яғни гидрат белгілі қысым кезінде газдың температурасы гидратталудың температурасынан төмен болса, орын алады. Осыған орай, көп жылдық тоң аудандарында бұрғыланған газ ұңғымаларының қауіпсіз тоқтауы және олардың оптималды жұмыс дебиті анықталған.

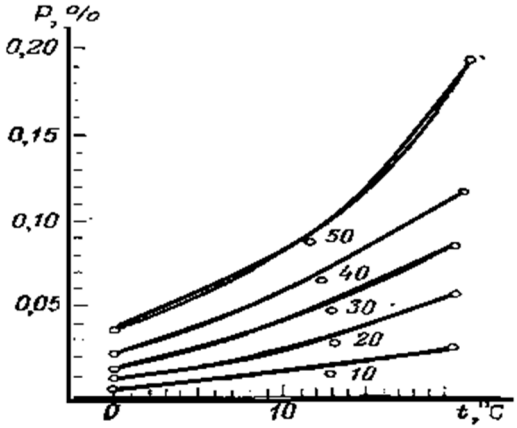
Ал, 1973 жылдан бастап 3-ші кезең басталды, осы кезеңде құбырдағы гидраттық қабаттың өсу динамикасы, ұңғымаға ылғал газдың фильтрациясы кезіндегі гидраттың шөгіндісі, газдыгидратты кеніштерді игерудегі жылу әдістерінің тиімділігі және т.б. зерттелген.

Зерттеудің қорытындысы бойынша, газ ағынында гидрат түзілуін алдын алу үшін, олардың пайда болу шарттарының біреуін, яғни олар: жоғары қысымды, төмен температураны немесе еркін ылғалдыжоюы керек. Қазіргі кезде гидратталуға қарсы мұнай өндіріс тәжірибесінде көбінесе, ингибиторлар қолданылады. Кең қолданылатын ингибитордың түрі метанол (метил спирті – CH_3OH). Ол – түссіз сұйық, иісі өткір, молекулалық массасы – 32,04; қайнау температурасы – 64 ^{0}C, қатуы – 97,1 ^{0}C, метил буының 20 ^{0}C кезінде қысымы – 0,01 МПа-ға тең. Метанолдың негізгі қасиеті ол гидратталудың температурасын күрт төмендетеді,

гидрат тығынын тез ыдыратады, әртүрлі қатынаста сумен байланысады, тұтқұрлығы аз және төменгі қату температурасымен сипатталады. Мұнай-газ өндірісінде 97 % метанол қолданылады.

Каспий теңізі жағалауындағы газконденсатты кен орынды игеру кезіндегі гидратталу жұмысқа үлкен кедергі келтіреді.

Соған байланысты гидраттанудың шарттары мен себептері туралы және теңіз газ игеру өндірісінде бұл қымбат реагенттің керекті метанол көлемін есептеу жайлы зерттеулер жүргізілген.



6.14-сурет. Конденсаттағы метил спиртінің Р температураға тәуелділігі

Қисық сызықта судағы спирт концентрациясы % бойынша көрсетілген.

Газдысұйық ортадағы метанолдың еруі зерттелген. Зерттеулер көрсеткіштері бойынша метанолдың негізгі көлемі суға кетеді және газ тасымалдау жүйесінің термодинамикалық параметрі және су мөлшеріне сәйкес сепарация орындарында газбен бірге 50-70 % кетеді.

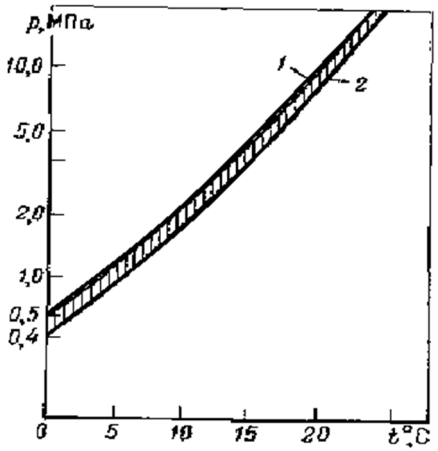
Метанолдың көмірсутекті конденсатта еруі бойынша жасалған зертханалық жұмыстар су-метанолды қоспада температура және судың мөлшеріне байланысты, егер судағы спирт концентрациясы кемісе, онда метанолдың конденсаттағы ерігіштігі кемитінін көрсет-

кен (6.14-сурет). Температура және су қоспасында метил спирт концентрациясын жоғарылатқанда конденсаттағы метил спиртінің ерігіштігі артқан.

Зертханалық жұмыстардың қорытындысы бойынша метанол-су-конденсат жүйесінде тығыз парафиндердің қалыптасатыны туралы қорытындыға келген. Метанолерітіндісінзерттеген кезде қабат суында тұз анықталмады.

Осы зерттеулер бойынша (6.15-сурет) график сызылды, онда гидратталудың қысым және температураға байланысты өзгеруі көрсетілген.

Қисық сызықта көрсетілгендей, қысымның ұлғаюы бойынша гидратталудың тұрақты температурасы артқан.



6.15-сурет. Қысым және температураға байланысты гидрат түзілу шарттары
1 – НГДУ А. Себеровскийге арналған;
2 – Н. Нариманов атындағы НГДУ-ға арналған

График бойынша, қысым және температураға байланысты гидратталудың тепе-тең температурасын анықтайды, ол керекті газдың температурасының төмендету дәрежесіне әсер етеді:

$$\Delta t = t_{равн} - t_{г}, \qquad (6.1)$$

мұнда t_2 – аудан соңындағы газтемпературасы

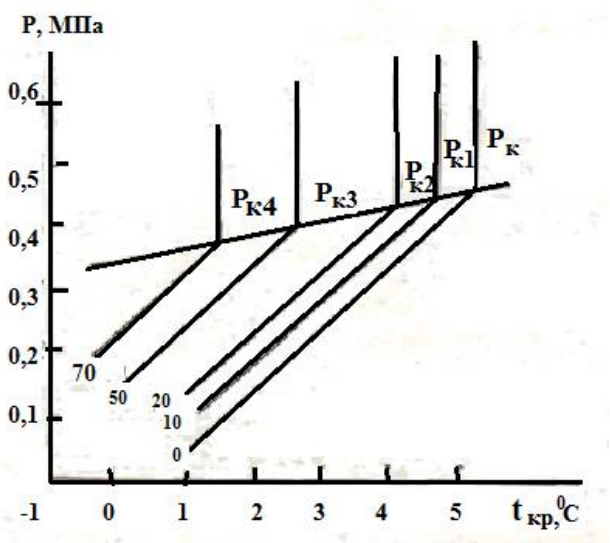
Қаныққан метанол (C_2) концентрациясы, гидратсыз режим кезіндегі газдың өңделуін қамтамасыз етеді. Ол мына формула бойынша анықталады:

$$C_2 = \frac{M\Delta t}{M\Delta t + k}, \qquad (6.2)$$

мұнда M – метанолдық молекулалық массасы; K – константа, тәжірибеден алынады.

Осылайша, гидратталудың тепе-тең температурасы артқан сайын C_2 артады, яғни метанолдың шығыны ұлғаяды.

Зерттеулер бойынша қабат суының минерализациясы гидратталудың тепе-тең температурасын айтарлықтай кемітеді, ол өз кезегінде метанол шығынын азайтады. Тұздың газ-су жүйесінде жоқ болуы кезіндегі гидратталу қысымы $P_к$=0,46 МПа кезінде t_{kp}=5,2 ^{0}С. Жүйеде минерализация 10 г/л-ге дейін артқанда гидратталудың критикалық температурасы 4,5 ^{0}С-қа дейін төмендейді, ал егер *NaCl* концентрациясы 50 кг/м^3 кезінде – 2,6 ^{0}С-қа дейін өзгереді (6.16-сурет).



6.16-сурет. Су минирализациясының М гидратталу температурасына әсері

Гидраттанудың тепе-тең температурасының төмендеуі құрамында еріген натрий хлориді және басқа тұздары бар су, бу қысымының төмендеуіне байланысты. Қабат суының болуы кезінде гидраттанудың тепе-тең температурасы 11^0С-қа дейін төмендейді (6.16-сурет).

Кейбір ғалымдардың зерттеулері бойынша, тұздың массалық құрамы 1 %-ға артқанда – 0-20 % арасында – гидратталудың тепе-тең температурасы 0,5-0,6 ^{0}С шамасында төмендейді. Сондықтан ионды немесе эквивалентті түрде қабат суының құрамын және тығыздығын біле отырып, жалпы минералдануды және одан кейін қабат суындағы тұз мөлшерін табуға болады. Оны мына формуламен анықтауға болады:

$$A = M / 10\rho_{iё} b, \quad (6.3)$$

мұнда M – қабат суының минирализациясы, кг/м^3; $p_{пл}$ – қабат суының тығыздығы; b – тұздың массалық құрамы, %.

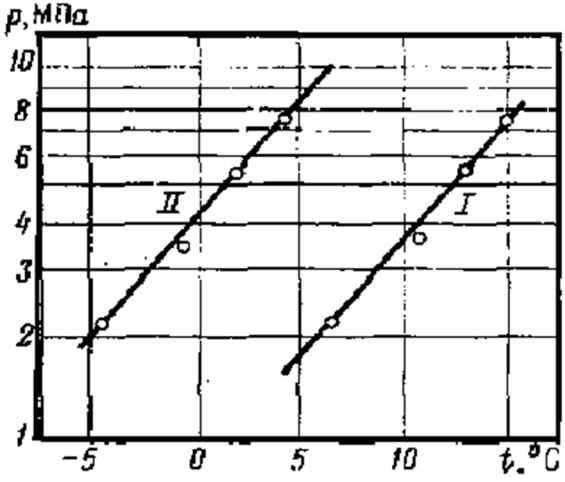
Гидратталудың тепе-тең температурасының кемуі мына формуламен анықталады:

$$\Delta t = 0.55\, A\,. \quad (6.4)$$

Газ жинау қондырғысының дұрыс жұмыс істеуіне керекті метанолды қолданудың технологиялық процесі ұңғымадан мұнай жіберу пунктіне дейін созылған газ құбырларының бірнеше нүктелеріне оны жіберуден құралады. Газды ағынға енгізілетін метанол табиғи газда, көмірсутекті конденсатта және қабат суында еріп жоғалады.

Технологиялық мақсатқа керекті метанол мөлшері және оның тасымалдау және сақтау кезіндегі шығыны сомма бойынша мұнайды игеру өнеркәсібіне керекті ингибитордың жалпы қажеттілігін құрайды.

Теңізде температура қысқы-күзгі кезеңде гидрометеорологиялық зерттеулер бойынша 4-5 ^{0}С-қа төмендейді. Есептеулерде жүйенің технологиялық және термодинамикалық параметрінің орташа мәні қабылданады.



6.17-сурет. ”Газ-су ” жүйесіне арналған гидратталу шарты:
1 – “газ-дистелген су ” жүйесі; 2 – “газ қабат суы” жүйесі

Метанол шығынын регинирация жоқ кезінде мына формуламен есептейді:

$$H = H_T + \Sigma H_П, \tag{6.5}$$

мұнда H_T – техникалық процеске тікелей кететін метанол шығыны, кг/10^3м^3; $H_П$ – шығын нормасы.

Материалдық баланс теңдеуі бойынша метанол үшін H_m:

$$H_T = q_B + q_Г + q_к, \tag{6.6}$$

мұнда q_B,$q_Г$,$q_К$ – суда, газ фазасында және конденсатта еріген метанол мөлшері, кг/10_3м$_3$.

Сулы фазада еріген метанол мөлшері мына формуламен есептеледі:

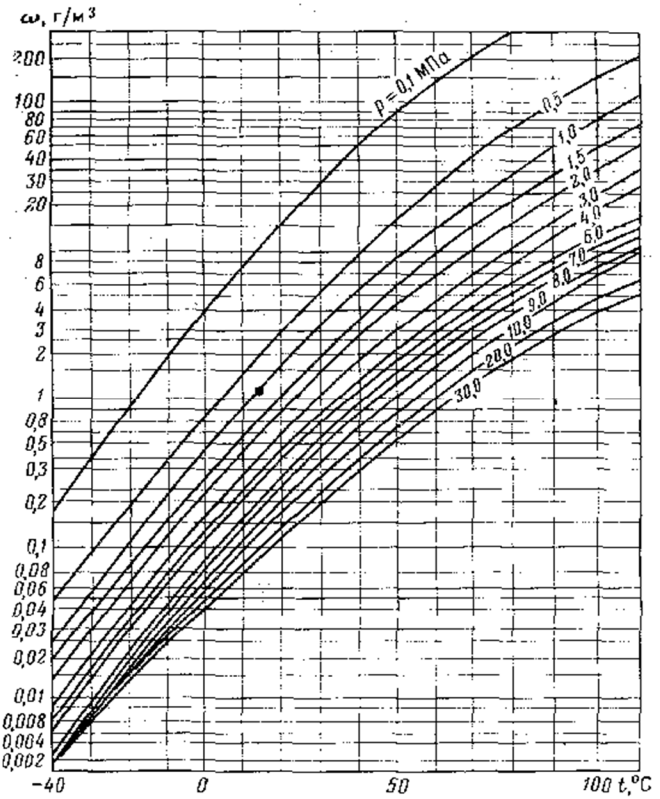
$$q_B = \frac{\Delta\omega c_1 c_2}{(c_1 - c_2)100}, \tag{6.7}$$

мұнда w – метанолмен өңделген сұйықтық мөлшері, кг/10^3м^3; c_1, c_2 – жаңадан (енгізген) және өңделген (қанықкан) метанолдың массалық көрсеткіші, %.

Газдың жылдамдығына байланысты және қабаттан газдың шығуынан пайда болған су мөлшері, яғни метанолмен өңделуге керекті болған су, мына формуламен анықталады:

$$\omega=(\omega_1-\omega_2)+\omega_3 \ , \qquad (6.8)$$

мұндағы ω_1 және ω_2 – тазаланған ауданның бастапқы және соңғы нүктесіндегі ылғалдылығы кг/10^3м^3; ω_3 – газбен шығатын (механикалық шығарылым) қабат суының мөлшері , кг/10^3м^3.



6.18-сурет. Табиғи газ жүйесінде 20^0С және 0,1 МПа кезіндегі су буының тепе-тең мөлшері

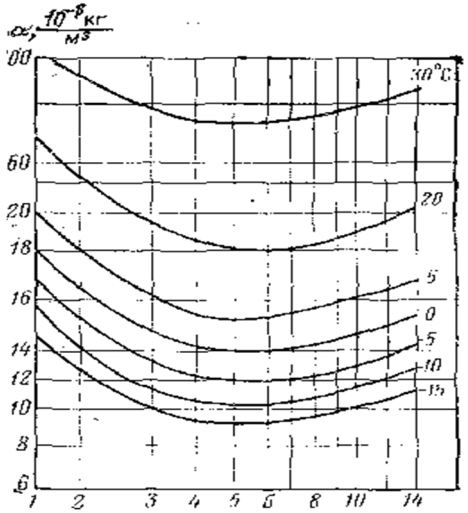
Газдың тепе-тең ылғалдылығы н (ω_1-ω_2) номограмма бойынша (*6.18-сурет*) бастапқы P_1 және T_1, және соңғы P_2, T_2 кезінде анықтайды; $\Delta\omega$-ті жеке ұңғылар және жалпы технологиялық құбырлар арқылы тәжірибелік түрде анықтауға болады.

Газды фазада еріген метанол мөлшері мына формуламен есептеледі:

$$q_{\tilde{A}} = 0{,}001\alpha \cdot \tilde{n}_2, \qquad (6.9)$$

мұнда a – метанолдың еру коэффициенті, кг/м^3.

Сәйкесінше *p, a, t* сандық мағынасы 6.19-сурет бойынша анықталады.



6.19-сурет. Әртүрлі температурада газдағы метанол құрамының өзгеруі

Конденсатқа өтетін метанол мөлшері бөлінген меншікті конденсат мөлшеріне, құрамына (әсіресе, конденсаттағы ароматты көмірсутектер), қысым, температура және сұйық су фазасының метанол концентрациясына байланысты.

Конденсат құрамындағы жалпы метанол саны мына формуламен анықталады:

$$q_{\hat{e}} = C_{\hat{e}} G / 100, \qquad (6.10)$$

мұндағы G_k – конденсаттағы метанолдың массалық ерітіндісі, %; G – шикі конденсаттың меншікті шығымы, ол бақылау пункттерінен үлгі алу және игерілетін газдағы конденсат көлемін тәжірибе арқылы алумен анықталады, кг/10^3м^3. Жалпы әдебиеттер бойынша, конденсаттағы метанолдың еру қисық сызығы су фазасында c_2 қанағаттанарлық деп көрсетіледі:

$$C_к=10^{-4}c_2^2+0,01c_2, \qquad (6.11)$$

c_2 сандық мәнін қойып,$C_к$ табамыз.

Технологиялық процестің метанол шығынын шығын сомма көлеміне сәйкес арттыру керек, ол шығындардан құралады:

- метанолдың берілуінің бірқалыпсыздығы (норма көрсеткіші бойынша,технологиялық процеске норма шығынынан 15 %-ға жуық болуы қажет);
- ағып кету, оның мөлшері зерттеу және жобалау агенттігі бойынша, 0,010 кг/К*м^3 құрайды;
- резервуарлардағы булану, оның мөлшері тәжірибе-статистикалық мәліметтер бойынша, 0,03 кг/10^3м^3 құрайды.

6.6. Каспий көмірсутектерін мүмкін тасымалдау жолдары

Мұнайдан алынатын өнім, мұнай және газ тасымалдауға дайын болуы, өнімді қабаттан алғаннан кейін ол теңізден жағаға тасымалдануы керек. Жаңадан ашылған және игеруге технологиялық дайындық кезеңіндегі Каспий теңізіндегі кенорындарға тасымалдаудың тиімді тәсілдерін және маршруттарын анықтау қажет. Каспийдегі қолданыс таба алатын көкөмірсутектерді тасымалдаудың негізгі тәсілдері:

– құбыржелілер арқылы тасымалдау;
– жүзбелі құрылғылар (танкерлер) арқылы тасымалдау;
– аралас сұлба: бірмезгілде танкер және құбыржелілері арқылы тасымалдау.

6.6.1. Құбыржелілер арқылы тасымалдау

Құбыржелілер арқылы тасымалдау – теңіз кенорнынан жағалау базасына және одан ары қарай сақтау орнындарына немесе көмірсутектерді өңдеу орындарына тасымалдауды қамтамасыз ететін теңіз және құрлықтағы магистралды құбыржелілерін бір-бірімен байланыстарын қалыптастыратын жүйе.

Құбыржелілерімен тасымалдау сұлбаларын дайындау және пайдалануға еңгізу үшін техникалық құрылғылар кешені келесілерден тұрады: технологиялық және тұрғын платформалар, сорапты станциялар платформасы, ішкікәсіпшілік және магистралды құбыржелілер кешені, жағалауда нүктелі тиеу, суүсті және суасты мұнайқоймалары, буксирлер, жүккөтергіш жүзбелі құрылымдар, құбыр төсеу кемелері, суасты монтажды жұмыстарды жүргізу технологиялық құрылғылар.

Құбыржелілер арқылы мұнайды тасымалдаудың артықшылықтары:

– жүзбелі құрылғыларға қарағанда жоғарғы сенімділік және аз пайдалану шығындары;

– құбыржелі трассасы басқа транспорт трассасына қарағанда қысқалау, сонымен қатар құбыржелісі кез келген екі пункттер арасына және кез келген қашықтыққа төселінеді;

– құбыржелілер арқылы тасымалдау басқа тасымалдау түріне қарағанда үздіксіз, яғни тұрақты жеткізуді қамтамасыз етеді;

– мұнай және мұнайөнімдерін құбыржелілері арқылы тасымалдау кезінде төгілу шығындары басқа тасымалдау түрімен салыстырғанда аз болады;

– қоршаған ортаға төмен экологиялық тәуекелдер;

– жоғарғы коммерциялық қауіпсіздік;

– жоғары жеткізу жылдамдығы;

– барлық мерзім және барлық ауа-райына шыдамдылығы.

Құбыржелілер арқылы тасымалдаудың кемшіліктері:

– жеткізу бағытын өзгерте алмауы;

– тасымалдайтын мұнай сапасын сақтау қиындығы;

– үлкен емес мұнай компанияларына мұнайды есепке алу торабының қымбаттылығы;

– теңіз құбыржелілерін құру танкерлерді құрумен салыстырғанда ұзақтылығы;

– жеткізудің төмен мекенжайлығы, танкерлі нұсқамен салыстырғанда – мұнай үнемі бір белгіленген нүктеден екінші нүктеде тасымалданады, ал танкерлі тасымалдау мұнайды бірнеше басқа нүктелерге жеткізуді қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.

Құбыржелілер сұлбасы арқылы тасымалдаудың алтернативі болып танкер арқылы тасымалдау саналады. Танкерлі тасымалдау сұлбасы – мұнай өндіру платформасынан тікелей немесе уақытша сақталынатын орыннан мұнайды танкерге құйып жеткізу. Әлем тәжірибесінде қолданылатын танкерлерді келесі белгілермен топтастырады:

1. Дедвейті бойынша: азтонды (5 мың т дейін), орташатонды (30 мың т дейін), ірітонды (30 мың т астам).

2. Техникалық принципі бойынша: монолитті тұлғасы бар танкерлер, құрама танкерлер (жүк көтергіш және энергетикалық бөліктері уақыт шығындарын азайту арқылы үлкен экономикалық тиімділікке жетуге мүмкіндік береді).

Танкерлер арқылы мұнайды тасымалдаудың артықшылықтары:

– арзандылығы және пайдалану икемділігі;

– төмен транспорттық тарифтер;

– бірнеше пункттар арқылы жеткізудің тиімді маршруттары.

Танкерлі сұлбаның кемшіліктері:

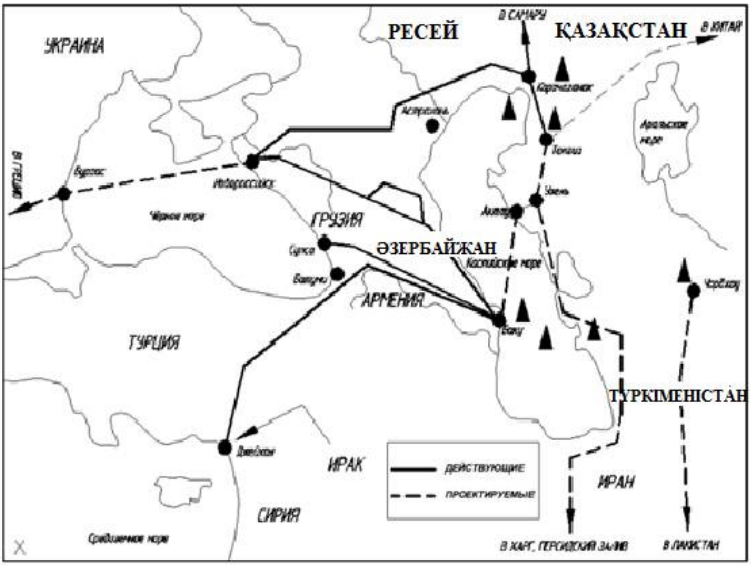
– үзілісті жұмыс сипаты;

– гидрометереологиялық жағдайлардан және басқа да факторлардан тәуелділігі, оның сенімділігін төмендетеді;

– салыстырмалы түрде жоғары экологиялық тәуекел.

Каспий теңізі үшін соңғы тиімді тасымалдау сұлбасын таңдау және оны сәйкес техникалық қамтамасыз етілуі алынатын мұнай көлемін, климаттық факторларды, мұнай өңдеу зауытының орналасуы, мұнай өндіру компанияларының саясатын және тағы басқаларды толығымен талдауды қажет етеді.

Каспий теңізінің шельфтерінен тәжірибедегі тасымалдау сұлбалары Әзірбайжан және Түркіменстанның игерілетін кеноырындарын толық алады. Барлық Каспий регионынан көмірсутектерді тасымалдау жолдары 6.20-суретте келтірілген.



6.20-сурет. Каспий мұнайын тасымалдаудың тәжірибедегі және жобадағы сұлбалары

6.6.2. Құбыржелілерін және кабелдерді төсеу

Құбыржелілерін төсеу мәселелері технолог-мамандар алдында өте күрделі болып саналады. Мұндағы мәселелер: аз уақыт ішінде күрделі ауа-райы жағдайларында аз шығындармен нақты берілген трасса бойымен оларды төсеу; алдын-ала бар құрылымдармен құбыржелілерін біріктіру, пайда болып қалатын қираулардан және коррозиядан сақтау. Жұмыстардың құндылығы құбыржелілердің параметрлерінен (ұзындығы, материалы, қабырға қалыңдығы, қорғау түрі), тереңдігінен, пайдалану жағдайларынан тәуелді. Технологтардың алдына қойылатын ең бірінші мәселе, ол құбыржелінің материалын таңдау. Материалға қойылатын сипаттама бірмәнді емес және ол құбыржеліні төсеу тәсілі мен тағайындалуына байланысты болады. Суастындағы мұнай және газ құбыржелі болатына қойылатын талаптар: жоғары аққыштық шегі, көміртектің аз болуы, құрамында сутегінің аз мөлшерде болуы. Аққыштық шегі құбыржеліні белгілі терең-

дікке түсіріп, төсеу мүмкіндігін және өнімнің айдалатын қысымын анықтайды. Осы параметрмен құбыр қабырғасының қалыңдығы да байланысты. Көміртектің болуынан оның пісірілуі, ал сутектің болуынан – пісірілген жердің сенімділігі тәуелді болады. Өзінен тасымалданатын өнімнің және теңіз суының қасиеттері әсерінен болатын коррозияға тұрақтылығы, қарсылығы азмәнді болып табылмайды. Сонымен қатар материалдың соққылау тұтқырлығын да ескеру қажет. Тереңсулы мұнай- газ-құбыржелілері үшін ең тиімді болып келетін – аққыштық шегі жуықтап 450Н/мм^2 болатын марганецті болат [8].

Құбырларды төсеудің үш негізгі тәсілдерін бөлуге болады:

1. алдын-ала төселген құбырларды құбыртөсегіш кемесі арқылы өсіру;
2. дайын құбыр бөлігін тасымалдау және батыру;
3. грунтқа төселген құбыр кесіндісін сүйреу.

Төсеу тәсілі тереңдікке, табиғи жағдайларға, құбырдың тағайындалуына, оның диаметріне байланысты таңдалады. Құбыржелісінің ұзақ жерге созылуына байланысты әртүрлі трасса бөліктері байланысты тәсілдері өзгертілуі мүмкін.

Каспийде алғашқы құбырларды 40-жылдардың аяғында және 50-жылдарда құра бастады. Каспийдің мұнайкәсіптік акваториясынан жағалаудың көп алыстамауы, теңіздің аз тереңдігі және кіші диаметрлі құбырлардың қажеттілігі құбырларды құру техникасымен технологиясын анықтады.

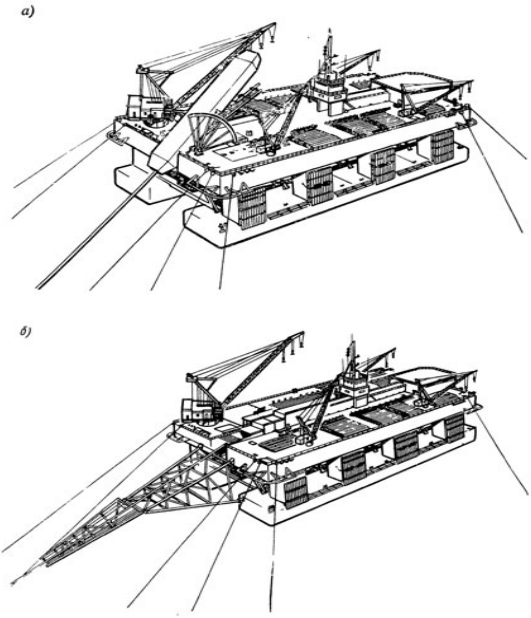
Ең алғашқы диаметрі 63-114 мм құбырларды теңіз түбі бойынша бұрғылау шоғыры арқылы тасу әдісімен қондырды. Кейін құбырларды орнату әдістері жүзбелі құрылғылар арқылы орындалды. Осы атаған әдістердің соңғысы ішкі кәсіптік қондырғыларды орнату үшін қазіргі кезде қолдануда.

Су астында магистралды құбырларды құру ең алғашқы рет 60-шы жылдары Южное газ кен орнының ашылуымен байланысты жүзеге асты. Осы кен орнына газды жағаға тасымалдау үшін ашық теңіз жағдайында магистралды газ құбырын құру қажеттілігі болды. Газ өндіру аумағының жағадан алыс орналасуы құбырларды құрудың жаңа технология бойынша ұзын километрлі құбырларды жалғау, оларды коррозиядан оқшаулау, транспортты понтондармен қамту сияқты жұмыстар жағадағы мон-

тажды-пісіру алаңында орындалады. Жақсы ауа-райы кезінде километрлік құбырларды монтажды алаңнан теңізге лақтырып, жүзу арқылы құру алаңына тасымалдап, онда понтондармен бірге трасса бойымен батырады (еркін батыру әдісі). Құбырлардың жеке өнімдерін 40-тонналы кранды кememен жалғайды. Өнімдерді жүзбелі түрде тасымалдау үшін «Гипроморнефтегаз» институты құбырдан понтондарды автоматты түрде ажырату үшін құлыпты құрылысы бар арнайы понтондар жасап шығарды.

Қазіргі кезде аталған технологиялар бойынша теңіз тереңдігі 30 м-ге дейін диаметрі 500 мм-ге дейін суасты құбырларын еркін батыру әдісі арқылы, оларды 50-60 км-ге дейінгі арақашықтықта теңіздің екі балға дейін толқуында төсеуге болады.

Тәжірибеде құбырды өсіру арқылы төсеу тәсілінде арнайы пісіретін және көтергіш жабдықтары бар құбыртөсегіш кемелер қолданылады (6.21-сурет).



6.21-сурет. Суастында құбыржелілерді төсеуге арналған кемелер
а – иілгіш рамасы бар кеме; б – стингері бар кеме

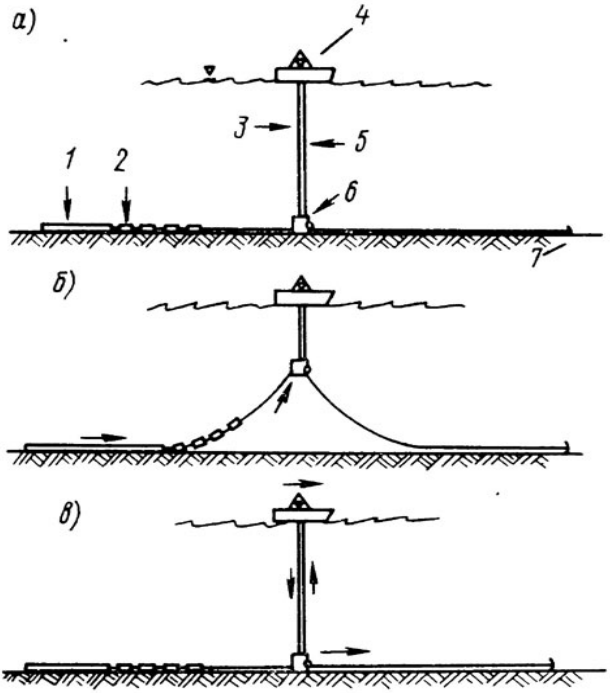
Осындай құбыртөсегіш кемелер немесе баржалар арқылы тәжірибеде диаметрі 1200 мм-ге дейін құбырларды 300 м тереңдікке дейін (диаметрі 400 мм құбырларын 600 м тереңдікке) 2 км/тәу жылдамдықпен төсеуге мүмкіндік береді. Бұл кемелердің өзінде құбырлардың үлкен қоры болады және оларды үшінші реттік құбыртөсегіш кемелері деп атайды.

Қазіргі кезде осындай кемелерде құбыржелісінтөсеудің екі әдісі қолданылады. Құбыржелісін үздіксіз жалғау және алдын ала дайындалған плеттерді орау. Диаметрі 1200 мм құбырларды төсеу қажеттілігі 4-5 болған кезде жүзеге асады. Аса үлкен тереңдікте құбырдың қисығының кіші радиусы кезінде арнайы ию қондырғысы стингер қолданылады. Стингердің ұзындығы 180 м болуы мүмкін. Оның негізгі параметрлері: ұзындығы 146,5 м; ені 33,0 м; биіктігі 13,0 м; экипажы 200 адам. Кеме он якорлы лебедкалармен қамдалған, якорлы арқан диаметрі 64 мм, әрбір лебедкадағы арқан ұзындығы 3000 м жетек дизельэлектрлі, негізгі генераторлар саны 5, әрбіреуінің қуаты 1,15 МВт, сонымен қатар қосымша генераторлардың жалпы қуаты 2,9 МВт. Кемеде жүк көтергіштігі 250 т крандар орнатылған, су деңгейінен көтеру биіктігі 60 м, төселетін трубопровод диаметрі 216-дан 813 мм-ге дейін, төсеу кезіндегі су тереңдігі 10 м-ден 300 м-ге дейін, құбыр төсеудің тәлік өнімділігі 1500 м-ден 1800 м/тәу.

Құбырды пайдалануға дейін ол прессteліп, тығыздыққа тексерілуі тиіс. Сол сияқты палубадағы барлық жабдықтар, құбыр, жетек, қақпақтар және өшіргіштер, шикі мұнайды жерден алатын сораптар, жағаға мұнайды ығыстыратын жүйелер адам және қоршаған ортаға зиянын келтірмей, дұрыс жұмысын жүргізу үшін бірнеше рет бақыланып, тексерілуі керек.

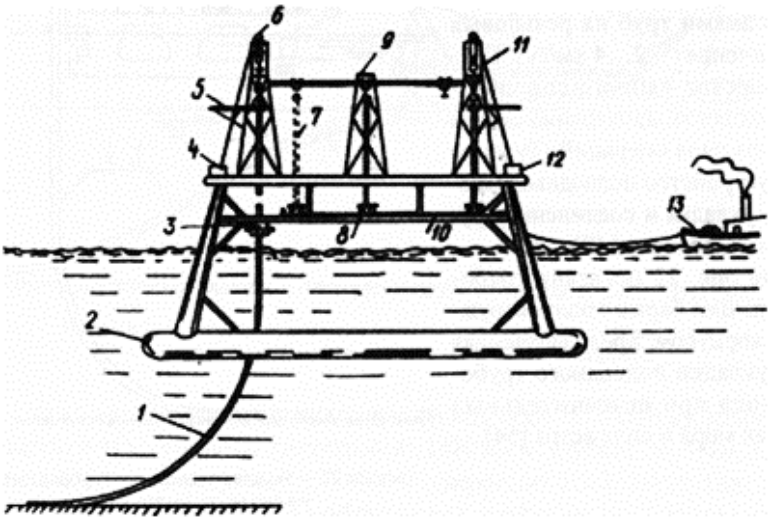
Кейін терең суларда құбырларды орнату үшін жаңа технология қолдана бастады. Оның маңызы теңіз түбіне құбырды батыру үрдісінде құбырда болатын кернеулерді реттеуге бағыттайтын құрылғы – стингердің орнына арнайы понтондар қолданады. Оны қолдану құбырдың майысуын азайтып, қатаң гидрометеорологиялық жағдайларда қауіпсіз келеді, оларды түсіріп орнату мүмкіндігін береді.

Үлкен тереңдікте құбырларды төсеу үшін құбыржелісін түптегі балластты көтеру және оны түп бойымен тасу арқылы орын ауыстырады (6.22-сурет). Бұл жағдайда екі гравитациялық элемент – жылжымалы блок және жылжымайтын якорь колданылады.



6.22-сурет. Түптегі баластты көтеру арқылы
суасты құбыржелісін төсеу:
а – бастапқы күйі; б – баластты көтеру; в – баластты жылжыту
1 – құбыржелісі; 2 – түзегіштер; 3 – көтеру тросы; 4 – көтергіші бар кеме; 5 – якорлы трос; 6 – балластты блок; 7 – якорь

Суасты құбыржелісін тік түсіру үшін арнайы басқа баржа конструкциясы келесі 6.23-суретте көрсетілген. Осындай құбыртөсегіш кеменің конструкция ерекшелігі теңіздің үлкен толқуы мен жел күшінде баржаның тұрақтылығын қамтамасыз ететін *2* батырмалы понтонды қолдану болып табылады.



6.23-сурет. Құбыржелісін тік түсіру үшін
батырмалы понтоны бар баржа:
1 — құбыржелісі; 2 — батырмалы понтон: 3 — суппорт;
4,12 — шоғырлар; 5 — белгілегіш; 6,9,11 — мұнаралар; 7 — трос;
8 — арба; 10 — рельстер; 13 — буксир

6.7. Мұнайды суастында сақтау

Төменде қалқып жүрмейтін, теңіз тереңдігіне сүйенетін мұнайды суастында сақтау жүйелері қарастырылады [8].

Мұнайды суастында сақтаудың артықшылықтары және кемшіліктері:

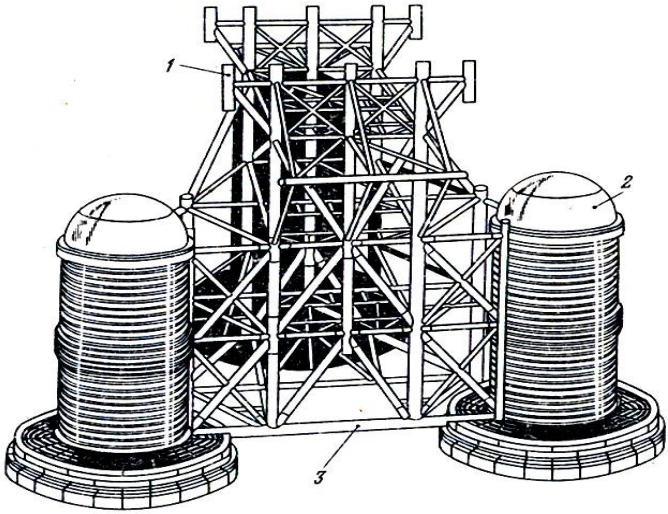
1. Мұнайды сақтауға арналған суасты сыйымдылығы қалқып жүретін сыйымдылыққа қарағанда толқынды жүктемелердің әсеріне ұшырамайды.

2. Мұнайды суастында сақтау кезінде сыймдылықтың кемелермен соқтығысу қаупі болмайды.

Мұнайды суастында сақтау айлақтың (причал) бағасы мен өлшемдерін азайтуға мүмкіндік береді, себебі оған теңіз тыныш болған кезде аз ғана танкерлер швартталады, сонда мұнайды сақтау үшін қайта жабдықталған танкер түрінде қалқып жүретін сыйымдылық болған кезде айлақ 100 жыл аралығында қайталанатын теңіз дауылының жүктемесіне есептелуі керек.

*Мұнайды суастында сақтаудың кемшілігі,*ол – барлық сорғыштар, таратушы клапандар және монифольдті жүйелер суастында орналасады және танкермен немесе платформамен дистанционды түрде басқарылуы. Сонымен қатар, инспекция, қызмет көрсету және жөндеу сүңгушірлердің немесе арнайы суасты жүйелерінің араласуын талап етеді, ал олар белгілі бір тереңдікте ғана жұмыс жасайды. Мұнайды суастында сақтау бағасы өте жоғары болып келеді.

Мысал ретінде Маурин кенорнындағы мұнайды суастында сақтауға арналған сыйымдылықтарды қарастырайық.(6.24-сурет).



6.24-сурет. Маурин кенорнындағы мұнайды суастында сақтауға арналған цистерналар
1 — пайдалану платформаның тіректі элементтері;
2 — мұнайды сақтау бөліктері; 3 — гравитациялы тіректі конструкция

Компания-оператор «Phillips Petroleum UK Limited» көлемі 103,3 мың $м^3$ сыйымдылығы бар 9 тәулікте өндіруге сәйкес сыйымдылықты таңдады. «Tecnomare» компаниясымен өңделгенсуастында мұнайды сақтау гравитациялы конструкцияның тіректі бөлігінде жасалған үш үлкен цистернамен қамтамасыз етіледі.

Бақылау сұрақтары

1. Ұңғы өнімдерін даярлаудың мақсаты неде?
2. Платформаларда орындалатын мұнай мен газ даярлаудың технологиялық үдерістері қалай жүзеге асырылады?
3. Ұңғылық өнімді дайындаудың технологиялық жабдықтар кешеніне не кіреді?
4. Айырудың екінші сатысында не жүзеге асырылады?
5. Өлшеу айырғышы немен жабдықталады?
6. Ұңғымалы өнімді транспорттау түрлерін көрсетіңіз.
7. Транспорттау үшін турбоқұбырды жатқызу қалай іске асырылады?
8. Мұнайды суастында сақтаудың артықшылықтары және кемшіліктерін атаңыз.
9. Құбырларды ең алғашқы рет қалай орналастырады?
10. Жағадағы монтажды-пісіру алаңында не орындалады?
11. Стингер деген не және не үшін қажет?

7. ТЕҢІЗДЕГІ ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ, ЕҢБЕК ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ

7. Мұнай мен газды өндіру кезінде қоршаған ортаны қорғау

Каспий теңізі ұңғыларының жұмыс істеп тұрған фондының жартысынан көбі фонтанды-компрессорлы тәсілмен игерілетіні белгілі. Бұл ұңғылардың қалыптасқан пайдалану режимін сақтау және олардың дебитін көтеру үшін жүйелі түрде:

– фонтанды ұңғылардың штуцерлерін тексеру және ауыстыру;

– ұңғылардың дебитін және сағалық параметрлерін өлшеу;

– көтеру құбырларын парафин түзілімдерінен тазарту;

– құбыр сыртына және сақиналық кеңістікке сұйықтықты айдау;

– геологиялық-техникалық;

– өтімділікті көбейту үшін ұңғының түптік аймағын өңдеу;

– ұңғылардың құм тығындарын жуу, т.б шараларды жүргізеді [14].

Осы жұмыстардың барлығын орындау кезінде теңіздің мұнаймен, мұнай өнімдерімен, химиялық реагенттермен, қабаттың құммен ластануы мүмкін.

7.2. Ұңғының ағымдағы және күрделі жөндеулері кезінде қоршаған ортаны қорғау

Ұңғының ағымдағы және күрделі жөндеуі теңіздің мұнаймен, мұнай құрамдас сумен және құммен, сонымен қатар өңделген жуу ерітінділерімен ластанудың негізгі көздерінің бірі болып табылады.

Теңіздің ұңғыны жөндеу қалдықтарымен ластануының алдын алу:

– ұңғыны жөндеу кезінде жуу ерітіндісінің айналымының жабық жүйесімен қолдану жолымен;

– жөндеу қалдығын кейін оларды теңізге лақтыру үшін жинау және тасымалдау немесе залалсыздандыру;

– құбырларды және штангілерді мұнайдан және жуу сұйықтығынан тазалауға арналған әртүрлі аспаптарды қолдану;

– құбырлардың ішкі қуысынан ағатын сұйықтықты айдау және шығару;

– лақтырысқа қарсы шағын көлемді сағалық құралдарды қолдану арқылы жүзеге асырылады [14].

7.3. Мұнай және газ ұңғылары өнімдерінің қалдықтары

Каспий мұнай-газ кен орнының ұңғыларының өнімдері құрамында негізгі компоненттер – мұнай, конденсат және газбен бірге бұл үрдістің қалдықтары ретінде олардың серіктері: қабаттық жоғары минералданған су және құм болады.

Отандық тәжірибеде қабат суларын қабат қысымын қолдау (ҚҚҚ) жүйесінде қолданады, ал басқа жағдайларда сорғыш горизонттарға айдайды, бұл технологиялық үрдістің улы қалдықтарын пайдалану шарасы болып табылады.

Аз қалдықты үрдістерді құрудың басқа да тәсілдері бар.

Шетелде мұнай ұңғыларында су ағыстарын шектеудің әртүрлі әдістері қолданылады. Бұл мақсатта көп жағдайда үрдістің селективтігіне жететін су серпінді сұйықтықтар қолданылады. Тұтқыр-серпінді сұйықтық ретінде пушер-500 және пушер-700 түріндегі суда-ерігіш полимерлер қолданылады. Сулардың селективті оқшауланууы үшін сонымен қатар гельдер түзетін композицияны пайдаланады. Бұл кезде гель түзілу үшін айдалатын реагентпен жанасу кезінде сәйкес келетін компоненттері бар қабаттарды таңдайды.

Отандық тәжірибеде полиакриламид түріндегі суда ерігіш полимерлермен суды оқшаулаудың әртүрлі әдістері қолданылады. Бұл полимердің орнына американдық өндірістегі пушер-500 және пушер-700 полимерлері алынады. Сонымен қатар полиакриламид пушер-500 және пушер-700 полимерлері мұнайды қабаттан ығыстыруға қолданылады. Бұл ұңғы өнімінің сулануының күрт азаюына әкеледі.

Каспий теңіз мұнай-газ кен орындарының кейбір қабаттары әлсіз цементтелген жыныстардан құралғанын ескеріп, өндірудің технологиялық үрдісі қабат құмын таңдау кезінде жер бетіне шығуымен жалғасады.

ТМД және шетелдерде құммен күресу үшін түптік аймақта дымқыл коллекторларды бекітуінің әртүрлі әдістері қолданылады және әртүрлі сүзгілер құралады.

Егер ұңғыға қабаттан құм келуін болдырмау мүмкін болмаса, онда шығарылатын құмның пайдаланылуы үшін мұнайдан тазарту керек және кейін құрылыс материалы ретінде қолдануға болады.

Ілеспе және табиғи газдардың қалдықсыз өндіру технологиясы алдымен жинау жүйесінің толық тұмшалануын және атмосфераға газдың шығарындыларын жоюды қарастырады. Бұған кен орынның қазіргі кездегі газ жинау және көліктік құбырөткізгіштер желісімен, қажетті болса, копрессорлы қондырғымен жабдықталуымен қол жеткізіледі. Компрессорлы қондырғы газды тасымалдауға немесе кен орындарда мұнайды газлифтімен өндіруге тікелей қолдануға, қабатқа айдауға және энергетикалық қондырғыларда отын ретінде қолдануға болады.

7.4. Су бетінен мұнай мен мұнай өнімдерін оқшаулау

Су қойманың бетін мұнайдан және оның өнімдерінен тазарту – факторлармен:

– мұнайдың жоғарғы тұтқырлығымен, ол оның судан бөлінуімен;

– тазалау ауданының үлкендігімен;

– жел және ағыс әсерінен мұнай дақтарының жылжымалығымен;

– гидрометеорологиялық жағдайлармен және т.б. қиындатылады.

Су бетін тазалау және мұнай төгілуін оқшаулау үшін әртүрлі қызмет принциптеріне негізделген қондырғылар бар. Төгілген мұнайды бөлек тәсілдермен және техникалық құралдармен немесе олардың кешенімен жояды. Кешен мұнай ластануын жайылдырмауды, мұнайды механикалық құралдармен жинайды, оны сорбенттермен жұтылуын, мұнайды жағуды, мұнай қабатшаларын химиялық немесе биологиялық препараттармен ыдыратуды қамтамасыз етеді.

Мұнайды су бетінен кетіру тәжірибесінде *термиялық, механикалық, гидробиологиялық, физика-химиялық әдістер* кең қолданылады. Бұл әдістің артықшылығымен бірге олардың кемшілігін де білген жөн.

Термиялық тәсілде (мұнайды жағу) теңіз стационарлы және жылжымалы инженерлік ғимараттар теңіз бетінде ағыстың не желдің әсерінен жылжитын мұнай жазықтығында жанған дақтың эпицентрінде болуы мүмкін.

Гидробиологиялық тәсілдің кемшіліктері – теңіз суының 10^0С төмен температурасында бактериалдық ыдыраудың тоқтауы және төгілген мұнайды пайдаланудың мүмкінсіздігі.

Механикалық әдіс қымбат техникалық құралдардың қолданысын қажет етеді. Сонымен қатар, теңіз бетінде механикалық жинау жерлерінде мұнайдың жұқа қабатшасы қалады, ал судағы көмірсутектің концентрациясы нормаға тек 300-400 тәуліктен кейін ластану аймағын тазалаған соң жетеді.

Физика-химиялық әдіс диспергенттер бентосына және басқа да химиялық препараттарға кері әсермен, мұнайдың өзінің массасымен салыстырғанда, төмен жұтымдылығымен сипатталады.

Мұнаймен ластануды жайылдырмаудың негізгі техникалық құралдары – бондық қоршаулар.

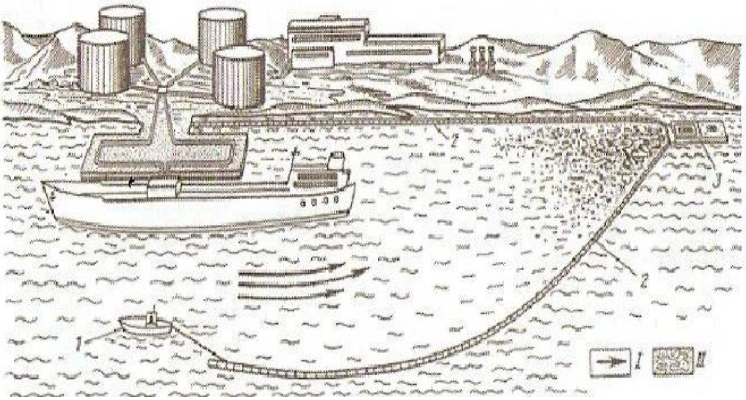
Бондық қоршаулардың құрылысы қалқымалы (жүзбелі), экрандаушы және балласты бөліктерден тұрады. Бонның жүзбелі бөлігі ауамен толтырылған жеке дара қалқымалар түрінде болуы мүмкін. Экрандау бөлігі бонның жүзбелі бөлігіне бекітілген және орнықты болу үшін балласты шынжырмен, құбырмен жүктелген иілгіш қатты пластина түріндей болып келеді.

Қазіргі кезде шетел фирмаларымен шығарылатын бон қоршауларының шамамен 150 түрі белгілі.

Акваторияда бонды қоршау қондырғысының U-тәрізді тәсілі бір бағытта ұзақ уақыт жүретін жел және ағыс әсерінен ағатын (*7.1-сурет*) мұнай төгінділерін жайылдырмау үшін қолданылады. Қоршаулар якорлерде екі ұшында немесе қалқыма құралдар көмегімен ұстанады не трал ретінде сүйреледі. Қоршаудың әрбір ұзындығы қажет болғанда (ірі төгінділер кезінде), бонды зәкірлерде әрбір 30-45 м аралықта орнатады.

Теңіздің ластанған учаскелерінің бетінен мұнайды және мұнай өнімдерін механикалық жинаудың техникалық құралдарын: мұнай жинау қондырғысы және арнайы жабдықталған мұнай жинау кемелері деп 2 топқа бөлуге болады.

Қозғалу және бекіту тәсіліне байланысты мұнай жинау қондырғылары: өздігінен жүретін, стационарлы, сүйретілетін және сорапты болады, ал мұнай және мұнай жинау принципі бойынша абсорбционды және адгезиондық, шектік (порговые), ортадан тепкіш, сорғыш деп бөлінеді [4].



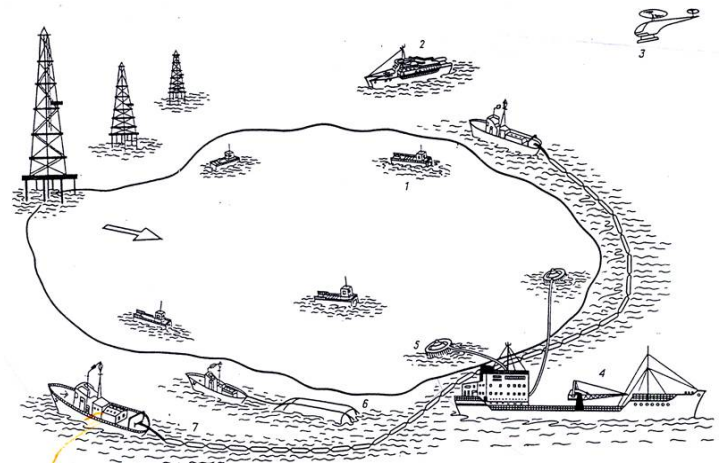
7.1-сурет. Мұнай, газ өндіру аймағында мұнайды жинау және қоршаудың типтік сұлбасы:

1 – буксир; 2 – 200 м бондар «Т-Т»; 3 – мұнай жинау құрылғысы; I – қозғалыс бағыты; II – мұнайдың төгілуі

Мұнайөндірістік шаруашылығының ашық фонтандау, суасты мұнай құбырларының жарылысы, сонымен қатар табиғат апаттарынан (дауыл, құйын, мұз басу, т.б.) бұзылуы кезінде мұнайдың теңізде үлкен төгінділерін оқшаулау және жайылдырмау үшін, жүзу аймағы және табиғат жағдайлары бойынша шектеуі жоқ экспедициялық кемелер қолданылады. Мұндай кемелердің трюмоларын теңіз бетінен жиналған мұнайдың сыйымы ретінде пайдаланады. Арнайы айырғыш құралдары жиналған мұнайдың теңіз суынан бөлінуін қамтамасыз етеді.

Кеме суға төгіндіні жинау және жоюға, жайылдырмауға қолданылатын мұнай жинағыштарды, бондық қоршауларды, басқа техникалық құралдарды көтеріп-түсіруге арналған құралдармен жабдықталған. Кемеде гидрометеорологиялық, гидрохимиялық және биологиялық зертханалар бар, сонымен қатар кеме төгілу аймағын, төгілген мұнайдың қозғалу жылдамдығын және бағытын автоматты бақылау *құралдарымен* жабдықталады. Арнайы құралдар оперативті байланысты және төгіндіні жою бойынша операцияның барлық қатысушылардың нақты өзара әрекеттесуін қамтамасыз етеді.

Ашық теңізде мұнайдың апаттық төгілуін экспедициялық кеме қатысуымен жою сұлбасы *7.2-суретте* көрсетілген.



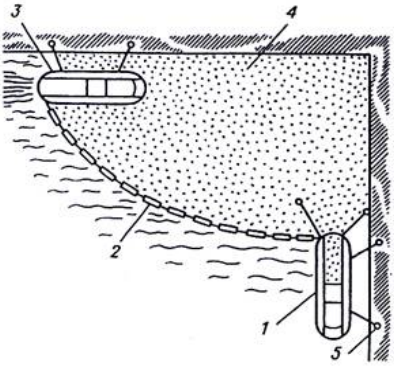
7.2-сурет. Ашық теңізде мұнайдың апаттық төгілуін экспедициялық кеме қатысуымен жою сұлбасы:

1 – теңіз мұнайжинағышы; 2 – мұнайжинағышы; 3 – авиабарлау құралы; 4 – экспедициялық кеме; 5 – мұнай жинау қондырғысы; 6 – мұнай сыйымы; 7 – бондық қоршау

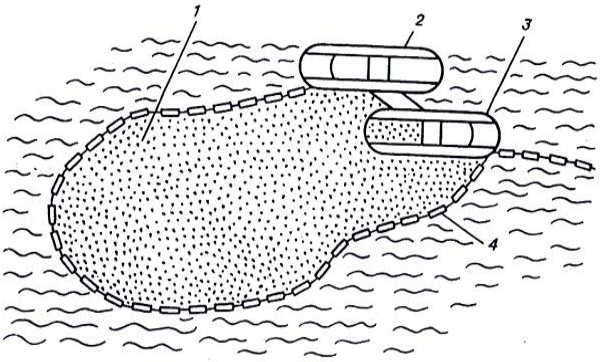
Отандық мұнайқоқыс жинағыштарының ерекшелігі олардың әмбебаптығы болып табылады. Олар жүзгіш ластанудың кез келген түрін, соның ішінде ірі қоқысты жинай алады, акваторияның кез келген учаскелерін, кемелер, эстакадалар және басқа да гидротехникалық ғимараттар арасын тазарта алады.

Мұнайды және қоқысты жинау сұлбалары *7.3-, 7.4-, 7.5-суреттерде* көрсетілген.

Мұнай төгінділерін жоюға мұнайқоқыс жинағыштарынан басқа торы синтетикалық материалдармен толтырылған мұнайды сіңіргіш бондар, кемелерден және жағадан қолданылуы мүмкін, өнімділігі 6 т/сағ мұнайды жинауға арналған қосымша ауыспалы құралдар пайдаланылады.



7.3-сурет. Айлақтар арасы бұрыштарындағы мұнайды және қоқысты екінші мұнайқоқыс жинағышты немесе катерді және бонды пайдаланып жинау:
1 – мұнайжинағыш; 2 – бондар; 3 – екінші мұнайқоқыс жинағыш; 4 – мұнай және қоқыс; 5 – швартовкалар



7.4-сурет. Акваторияның қоршалған учаскесіндегі мұнайды жинау:
1 – мұнай; 2, 3 – мұнайқоқыс жинағыштар (немесе мұнайқоқыс жинағыш және катер); 4 – бондар

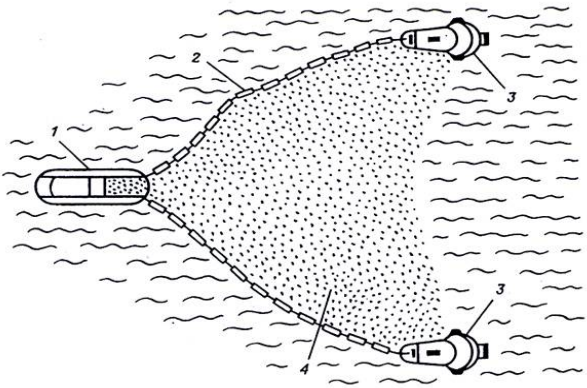
Соңғы жылдары теңіздің мұнаймен ластануымен күресу үшін мұнайды судан жұта алатын әртүрлі материалдар қасиетіне негізделген әдістер кең қолданыс тапты. Тығыздығы 1000 кг/м^3 төмен жүзбелі және тығыздығы одан да жоғары батпалы сорбенттер ажыратылады. Жүзбелі сорбенттер ретінде көптеген *табиғи* (торф, мүк) және *жасанды* (полиуретан, резина) материалдары

қолданылады. Жасанды сорбенттерді синтетикалық материалдардан дайындайды және материялық түйіршік түрінде шығарады. Табиғи сорбенттермен салыстырғанда, жасанды сорбенттердің артықшылығы – оның қайта қолдану мүмкіндігінде [4].

Түйіршіктелген сорбенттер материалдылыққа қарағанда, тиімдірек және үлкен аудандағы мұнай ластануларын жоюға қолданылады.

7.5. Мұнай, газ өндіретін кәсіпорында еңбекті қорғау

Мұнай, газ өндіретін кәсіпорында еңбекті қорғау тапсырмасына өндірістік қауіпті және кәсіптік зиянды анықтау, әлсіздендіру және жою, өзіндік қатерлі жағдайдың және жұмыскерлердің кәсіптік ауруларының себебін жою, еңбек жағдайын сауықтандыру, апат, жарылыс, өрттерді ескерту, табиғатты қорғау, көршілес тұрғын пункті және кәсіпорынды жағымсыз әрі қауіпті әсерден қорғау болып табылады.



7.5-сурет. Акваторияның түбінде мұнайды бондарды қолданып жинау:
1 – мұнайқоқыс жинағыш; 2 – бондар; 3 – бондарды сүйрегіштер; 4 – мұнай

Технологиялық тізбекте апат болған кезде қауіпсіздік жүйесі барлық технологиялық үрдісті немесе оның жартысын тоқтату тиіс. Өрт кезінде қауіпсіздік жүйесі барлық қондырғының және өрт сөндіру жұмысынан басқа кез келген түрдегі жұмыстардың тоқтатылуын қамтамасыз етуі керек.

Мұндай жағдайлар табиғи құбылыстармен, кememен соқтығысудан, жабдықтың ақауынан, сонымен қатар қызмет көрсетуші персоналдың қателігінен болуы мүмкін. Теңіз платформаларын жобалау кезінде технологиялық жабдықтың сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін:

– технологиялық жабдықты таңдаудың негізгі критериі жұмыстың қауіпсіздігін қамтамасыз ету және табиғат қорғау шараларының орындалуы мүмкіндігі;

– әртүрлі айналымдағы жабдықтың алаңдары технологиялық ағынның көбірек түзілуі және құбырөткізгіштер ұзындығының азаюы есебінен таңдалуы;

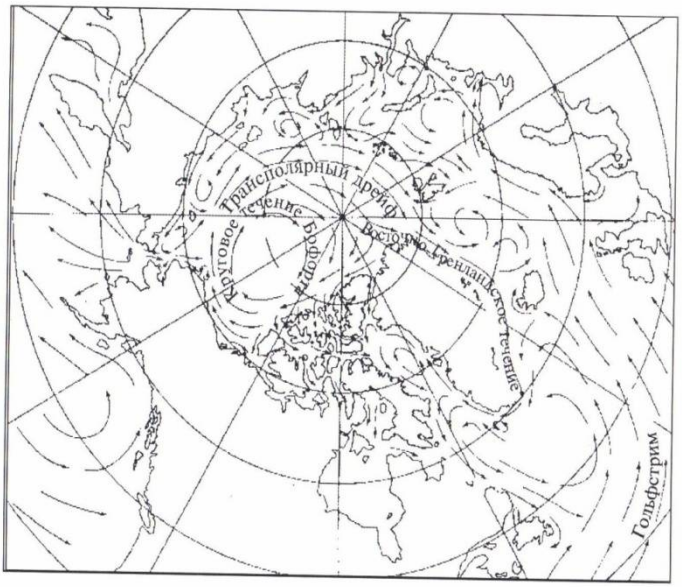
– жабдықтың қауіпсіз жұмысын қамтамасыз ететін жүйе бір-біріне тәуелді қорғаныстың екі деңгейінен тұруы керек.

– жабдықтың әрбір бөлек түрі оның жұмысының едәуір жағымсыз талаптарының есебінен есептелуі;

– технологиялық режимнің кез келген бұзылуы орындайтын механизммен байланысқан сәйкесті датчиктермен қабылданатын қандай да бір параметрлердің ауытқуы бойынша анықталуы (себебі, анықталудың салдары мен белгілері, қауіпті жағдайдың алдын алу бойынша қорғаныс) ескерілуі керек.

7.6. Солтүстік Мұзды мұхитының кейбір теңіздерінің қоршаған ортасының табиғат жағдайларын салыстыру

Қазіргі кезде ресейлік арктикалық теңіздердің көмірсутекті кен орындарын игеру жұмыстары жүріп жатыр. Сондықтан, Бофорт теңізі мен Кук шығанағындағы батыстың мұнай компанияларымен алынған Арктикадағы шельфті құрылыстарды жобалау, құру және пайдаланудың тәжірибелері үлкен маңызға ие. Бірақ бір құрлықтан екінші құрлыққа тәжірибелерді тасымалдау үшін, Бофорт теңізіндегі кен орындар мен Арктиканың ресейлік бөлігіндегі Баренц, Печорск, Карск теңіздерінің қоршаған орталарының табиғат жағдайын салыстыру маңызды. Қоршаған орта жағдайларының ауа температурасын, жел жылдамдығын, теңіз толқуы мен аймақ жағдайларын салыстыру жүреді. Бақылаулар көрсеткендей, Солтүстік Мұзды мұхитының Еуропалық және Канадалық бөліктеріндегі мұздық жағдайлар айтарлықтай ерекшеленеді.



7.6-сурет. Солтүстік теңіздердегі ағыстар бағыты

Бұл айырмашылық Гольфстрим ағысы әсерінен келетін температураға байланысты. Тіпті қыста да Баренц теңізінің оңтүстік-батыс бөлігінде мұздан (мұзсыз аймақтар) аймақтар қалыптастырады. Сонымен қатар, Жаңа Жер Арктиканың ресейлік бөлігінің жағалық аймақтарын Баренц теңізінің батысынан келетін кіші толқындардан қорғайды. Бұған қарсы, поляр бассейнінен Бофорт теңізінің батыс бөлігіне мұз тасымалдайтын циклондық циркуляция канадалық аймақтардағы өте қатал мұз жағдайларының себебі болып саналады (7.6-сурет). Бұл бөлімде Бофорт, Карск, Печорск және Баренц теңіздеріндегі физикалық жағдайларының жалпы сипаттамасы келтіріледі. Физикалық жағдайлар бір теңіз көлемінде де қатты ерекшелену мүмкін (мысалы, [7] және [13] жұмыстар мағлұматтарына қарағанда Карск және Печорск теңіздерін 6-7 шамамен бірдей зоналарға бөлуге болады). Арктиканың ресейлік шельфін игеру үшін батыстық тәжірибені қолдануға мүмкін болатындай мұндай салыстырулар жүргізу маңызды.

7.6.1. Жел және ауа температурасы

Бофорт теңізі

Ең күшті желдер солтүстік-батыстан соғады, бірақ басым бағыт (жазда) – шығыстан. Жел жылдамдығы мен екпіні 20 жылда 1 рет – 27 м/с және 34 м/с. Мұхиттар атласында теңіздің батысында желдің екпіні 40 м/с-қа тең болуы мүмкін, ал орталық бөлігінде – 42 м/с-тең.

Карск теңізі

Қыста оңтүстік-батыс және оңтүстік-шығыс желдер басым болады. Жазда солтүстіктен басым желдер соғады. Ресейлік шекаралық бөлуге байланысты бұл аймақ жел жылдамдығы қыста 37 м/с болатын 7-зонаға қатысты. Жел екпінінің максималды тіркелген жылдамдығы – 40 м/с.

Печорск теңізі

Жел бағытының басымдылығы мезгілдер ауысуына тәуелді. Қыста оңтүстік-батыс желі соғады. Жазда қоңыр салқын және тұрақсыз желдер; көбінесе солтүстік және солтүстік-батыс желдер. Ресейлік шекаралық бөлуге [5] байланысты бұл аймақ жел жылдамдығы қыста 37 м/с болатын 7-зонаға қатысты. Жел екпінінің жылдамдығы 50 жыл сайынғы бақылау бойынша 41 м/с-тең.

Баренц теңізі

Теңіздің солтүстік бөлігіндегі желдің орташа жылдамдығы 8,5-9,0 м/с-тең. Желдің максималды жылдамдығы Медвежий аралдарының айналасында байқалып, шығыс және солтүстік бағыттарда азаяды. Бұл аймақта сонымен қатар жел жылдамдығының 36 м/с-тан асатын максималды мәндері тіркелген. Теңіздің орталық бөліктерінде орташа жылдамдық – 6-10 м/с; жел екпінінің жылдамдығы – 40 м/с (Соңғы 50 жылғы бақылау бойынша).

Қаңтар айын есепке алмағанда Бофорт теңізі басқа теңіздермен салыстырғанда ауаның ең төменгі температурасына ие болады. Баренц теңізінің температурасы басқалардікінен айтарлықтай жоғары. Ең төменгі орташа (-18,3°С) және минималды температуралар (-50°С) Карск теңізінде қыста байқалады. Бірақ ақпаннан бастап орташа температура Карск теңізімен салыстырғанда 5-7°С-қа төмендейді, ал Печорск теңізінің шығыс бөлігімен салыстырғанда 7-8°С-қа төмен болады; наурызда бұл айырмашылық сәйкесінше 2 және 11°С, ал сәуірде 5 және 7 °С-қа жетеді.

Сонымен бірге, Бофорт, Карск және Печорск теңізінің шығыс бөліктерінде ауа температурасының температура минимумдары шамалас болады.

7.6.2. Теңіз толқуы мен ағыстар

Солтүстік теңіздерде, әсіресе Бофорт және Карск теңіздерінде толқындық режим толқын екпінін шектейтін мұз жабынының болуымен анықталады. Алайда толқын параметрлері өте үлкен болуы мүмкін. Көптеген жұмыс деректерінде Бофор теңізінде судың 45 м тереңдігі бойынша, 20 жыл сайын бақыланып отыратын дауылға сәйкес толқындардың экстремалды биіктігі 6,3 м. Санкт-Петербург мемлекеттік техникалық университетінің әдістері бойынша есептелген (1996) Печорск және Карск теңіздерінің толқын биіктіктері сәйкесінше 6,2 және 5,7 м. Ауданнан ауданға қарай толқын биіктігі қатты ерекшеленбейді. Барлық аудандардағы толқын ұзындықтары 150-180 м шамасында болады.

Қарастырылып жатқан акваторияларда ағыстар бір-бірінен қатты ерекшеленеді, бұл әртүрлі мұздық жағдайлар мен климатты шарттайды.

Бофорт теңізі

Циклдік ұласу солтүстіктен көпжылдық мұзды Бофорт теңізінің оңтүстік бөлігіне тасымалдау арқылы айналым (циркуляция) туғызады. Ұласудың орташа жылдамдығы – 0,02-0,03 м/с, ал оңтүстік жиекте ол 0,05-0,01 м/с-қа дейін жетуі мүмкін. Көтерілу ағысының максималды жылдамдығы 0,05 м/с-ты құрайды. Беттік ағыстарға жел өте күшті әсер тигізеді; оның әсерімен жылдамдық 0,5 м/с-қа жетуі мүмкін.

Карск теңізі

Үш негізгі ағыс бар: Жаңа Жер, Ямаль және Обь-Енисей. Олар теңізде ағынның тұрақты феноменін қалыптастырады. Мұндай ағыстардың орташа жылдамдығы шамамен 0,02-0,05 м/с. Ағыстың максималды жылдамдығын желдік дрейф және көтерілу-түсу құбылыстары шақырады. Жиынтығында жылдамдық 1,8-2,0 м/с-қа дейін барады.

Печорск теңізі

Судың тоқтаусыз қозғалысы көбінесе Канинск, Колгуевск ағыстарының, сонымен қатар Литке ағысы әсерімен болады. Бұл қозғалыстың жылдамдығы 0,02-0,05 м/с-ты құрайды. Ағыстың айтарлықтай үлкен жылдамдығын желдік дрейф (жылжу) және көтерілу-түсу құбылыстары шақырады. 100 жылдық периодта қайталанатын дрейф жылдамдығы 0,60-0,65 м/с, ал көтерілу-түсу құбылыстарымен қоса дрейф жылдамдығы 1,0 м/с.

Баренц теңізі

Баренц теңізінің солтүстік-батыс бөлігінің су массасы негізінен Норвегияның жағалық суларынан тұрады. Норвегиялық атланттық және норвегиялық-жағалық ағыстар Баренц теңізіне оңтүстік және оңтүстік-батыстан келеді. Беттік ағыстардың жылдамдықтары 0,75-0,80 м/с жағалық ағыс пен Тромсофлакеттегі норвегиялық атлант ағысының зонасында өлшенген. Теңіздің орталық бөлігінде су айналымына Мурманск, Канинск, Колгуевск ағыстары әсер етеді [5].

7.6.3. Мұз жабыны. Бофорт теңізі

Қыс мезгілінде мұз жабынының үш зонасы болады: тұтас мұз зонасы, жылжымалы мұз және өтпелі мұз зонасы. Жылы жылдары Бофорт теңізі қазан айының ортасында қатып, шілде айының басында ериді. Ал төмен температуралы жылдарда 1 қазанда қатып, тамыздың ортасында мұздан ажырайды. Егер теңіз бетінің 2/10 бөлігі мұзбен жабылғанын ескерсе, судың мұздан еркін болатын кезеңдері 5-19 аптаны құрайды. Қыс ортасында теңіз әдетте толықтай мұзбен жабылады (10/10), 1 қараша мен 15 мамыр аралығында мұз теңіз бетінің 5/10 бөлігін ұдайы жауып отырады. Навигация мүмкін болатын 5/10 немесе одан төмен мұз жабынымен сипатталатын кезеңнің орташа ұзақтығы 24 тәуліктік орташа квадраттық ауытқуда 57 тәулікті құрайды. Орташа жылы шілде ортасына қарай мұз толығымен ериді, бұл ашық судың ұзақтылық кезеңі 90 тәулік болатынын анықтайды.

Карск теңізі

Мұз түзілуі қыркүйектің аяғы немесе қазанның басында болады. Мұз басуының қарқынды өсуі қазан айының ортасында болады. Жа-

ғалық тұтас мұз маусым айының басында не ортасында бұзыла бастайды. Су беті мұздан шілде ортасында немесе тамыз ортасында ажырайды. Мұздың болмау кезеңі 0-130 тәулік шамасында өзгеруі мүмкін. Әдетте теңіз беті 9 ай бойы мұзбен жабылады (Blanchet et al., 1995). Карск теңізінің оңтүстік аудандарының мұздан ажырау ықтималдығы – 10-20 %. Жағалық тұтас мұз шамамен 20 тәулікте түзіледі. Ол 20 м тереңдіктегі аудандарға дейін созылады. Тұтас мұздың сыртқы шекарасында мұз өте қатты; кейбір мұзқырқалар қайраңда орналасады, осылайша стамухалар түзеді. Жылжымалы мұз әдетте біржылдық мұздан құралады. Кейде Жаңа Жердің оңтүстік-батысынан шығыс жағалауына дейін барады. Кей жұмыстар деректері бойынша көпжылдық мұз бөлігі мамырда 40 % және шілдеде 20 %-ды құрауы мүмкін. Бірақ бір жұмыста бұл мәліметтер аса көтерілген деп белгіленген. Олар расында да аса көтерілген деп болжанады, әсіресе Ямал аралы маңындағы теңіздің оңтүстік бөлігі аудандары үшін. Бірақ жобалау кезінде көпжылдық мұздың болуы ескерілуі тиіс.

Печорск теңізі

Жағалық тұтас мұз зонасы біркелкі енсіз болып келеді, және қатаң шарттардағы ауа райы кезінде жағада 12-15 м тереңдіктегі аудандарда 10-15 км дейін созылады. Қаңтардың басына дейін тұтас мұз көбінесе 0,1-0,3 м қалыңдықтағы жас мұздардан тұрады. Тұтас мұздың өсуі ақпанға дейін жалғасады, ал олардың бұзылуы теңіздің батыс өңірінде сәуір-мамыр кезінде және теңіздің шығыс бөлігінде маусымның соңында жүреді. Приразломный кен орны ауданында мұздың ең тез өсуі қарашаның ортасында байқалады, тұрақты өсуі желтоқсанның ортасынан басталады. Мұз жабыны толықтай тамыздың екінші жартысында бұзылады. Жағалық тұтас мұз тұрақсыз және қыста өте жиі сынады, бұл өз кезегінде үлкен қайраңдардың түзілуіне әкеліп соғады. Печорск теңізі Баренц теңізінің бір бөлігі болып табылатынына қарамастан мұнда мұз жергілікті түзілім ретінде болады. Карск теңізінен көпжылдық мұз бұл ауданда өте сирек. Мұздың жылжу жылдамдығы желдің күшіне, ағыс жылдамдығына және көтерілу құбылыстарына байланысты. Мұздың қозғалу жылдамдығы 1-0,9 м/с. Мұз жылжуының (жел, ағыс және көтерілу құбылыстары әсерінен болған) жиынтық жылдамдығы 1,1-1,3 м/с.

Баренц теңізі

Баренц теңізінің солтүстік бөлігі кезеңдік мұз болатын зона болып саналады. Кейбір жылдары мұз жазда ериді немесе бұл сулардан толығымен кетеді. Басқа жылдары мұз Баренц теңізінің солтүстік-батыс немесе солтүстік-шығыс бөліктерінде қалып қояды. Соңғы екі онжылдықта жүргізілген зерттеулер көрсеткендей, Баренц теңізінің батыс бөлігінде көпжылдық мұз сирек кездеседі. Осылайша, Баренц теңізінде біржылдық мұз типтік болып табылады. Оның қалыңдығы біржылдық тегіс мұз үшін 1,8 м-ге және көпжылдық мұз үшін 3-5м-ге дейін барады.

7.6.4. Мұз түзілімдері

Жағалық аймақта мұздың келесі түрлерін кездестіруге болады: тегіс мұз, мұзқырқа, мұзқырқалар тізбегі, стамуха, қаттаулы мұз, айсбергтер.

Тегіс (біржылдық) мұз

Тегіс мұздың қалыңдығы қыс мезгілі кезінде артады және көктемде немесе жаздың басында максимумға жетеді. Мұздың шектік қалыңдығы Бофорт теңізінде 1,8-2,1 м және Карск теңізінде 2 м, Печорск теңізінде 1,6 м және Баренц теңізінің батысында 1,8 м.

Көктемде мұз максималды қалыңдығына жеткенде мұз жабыны біртекті болмайды. Мысалы, Карск теңізінде ол күзгі (1,2-1,8 м), қысқы (0,8-1,4м) және кешкі қысқы мұз (0,4-0,8м) бөліктерінен құралады. 7.1-кестеден Бофорт және Карск теңіздерінің біржылдық мұздарының қалыңдығы бірдей екенін аңғаруға болады. Бұл ауа температурасының бірдей режимімен түсіндіріледі.

Қаттаулы мұз

Бофорт теңізінде қаттаулы мұз қалыңдығы шамамен 4-6 м-ді құрайды, ал АҚШ API RP 2N (1998) келтірген нормаларда бұл тіпті 7 м-ді көрсетеді. Солтүстік Американың Арктиканың кейбір жерлерінде Ванга жұмысында көрсетілгендей ол 9 м-ге жетеді. Кейбір бағалаулар бойынша Печорск теңізінің қаттаулы мұздары 2,5-3 м және Карск теңізінде – 3-3,5 м.

7.1-кесте

Ресей теңіздерінің негізгі параметрлері

Параметр	Бофорт теңізі	Карск теңізі	Баренц теңізінің солт.бөлігі	Баренц теңізінің орталық бөлігі	Печорск теңізі
Ендік	70°с.е.	70°с.е.	77°с.е.	77°с.е.	70°с.е.
Екпіндердегі желдің максимум жылдамдығы, м/с	40-42	40	36	40	41
Ауаның минимум температурасы, °С	-(48-52)	-50	-35	-24	-48
Едәуір толқындар биіктігі, м	6.3[1)]	5.7[1)]	10[2)]	12.5[2)]	6.2[1)]
Ағыстар жылдамдығы,м	0.5	1.8-2	0.8	0.5	1
Мұздың түзілу кезеңі (орташа)	Қазан	Қазан - қараша	Желтоқсан аяғы	Желтоқсан	Қазан (қараша)
Мұздан тазару кезеңі (орташа)	Шілде-тамыз	Шілде-тамыз	Шілде	Мамыр	Маусым
Таза су кезеңі (орташа), тәул.	90	0-130	190	-	110
Көпжылдық мұз, %	20/80[4)]	40[5)]	-	-	-
Тегіс мұздың максимум қалыңдығы, м	2.1	1.8	1.8	1	1.3
Қаттаулы мұз қалыңдығы, м	4.6-6.1	3.6[6)]	2	2[6)]	2.6[6)]
Біржылдық мұзқырқалы тізбек қалыңдығы, м	(H<18 м)[7] 31-43 (H>18 м)	18-20	-	-	12-18
Көпжылдық мұзқырқалы тізбек қалыңдығы, м	H+3.0 (H<18м)[7] 31-43 (H>18 м)	-	-	-	-

Ескерту:
[1)] судың 45 м тереңдігінде;
[3)] теңіздің шығыс бөлігі;
[4)]орташа экстремалды мән;
[5)]мұнай кен орындары орналасқан жерлер үшін;
[6)]тегіс мұздың екіеселі қалыңдығы;
[7)]H – теңіз тереңдігі, м.

Мұзқырқалар

Бофорт теңізі

Бофорт теңізінде біржылдық және көпжылдық мұзқырқалар бар. Біржылдық мұзқырқалардың 5 м биіктіктегі желкендері 20 м белағаштары болуы мүмкін. Америка мұнай институты мәліметтері бойынша белағаш тереңдігі 30-35 м-ге дейін жетуі мүмкін. Кейде мұзқырқалар стамухалар қалыптастыра отыра қайраңдарда орналасады. Стамухалар 19 м тереңдікте байқалады. Белағаш тереңдігі 14 м және желкен биіктігі 6 м, тұздылығы аз болатын толықтай шоғырланған көпжылдық мұзқырқа тіркелген. Берілген аэробарлаулар шөгінділері 20 м көпжылдық мұзқырқалар жиі кездесетінін растайды.

Карск теңізі

Карск теңізінің оңтүстік-батыс бөлігінде тек біржылдық мұзқырқалар бар екені байқалды. Әдетте олар қалыңдықтары 0,2-0,6 м болатын блоктардан тұрады. Мұзқырқаланудың орташа деңгейі – 2-3 балл (шамамен 40-60 % мұз жабынының). Километрге шақ келетін мұзқырқа саны 88 % жағдай кезінде – Желкеннің орташа биіктігі – 2-5 м, ал максимум биіктігі– 5 м. Белашағаштың шөгуінің желкен 4,5 м биіктігіне қатынасында мұзқырқа шөгуі 18-20 м болуы мүмкін.

Печорск теңізі

Бұл аудандарда тек біржылдық мұзқырқалар тіркелген. Мұз бетінің көп бөлігі осылармен қапталған. Мұздың жылжуы жүретін аймақтарда мұзқырқалану ақпанда 3-4 балл (мұзқырқамен қапталған теңіз бетінің 60-80 %) және сәуірде 5 балл (100 %). Жағалық мұз зонасында мұзқырқаланудың орташа деңгейі 3-4 балды құрайды. Әдетте мұзқырқалар қалыңдығы 0,3-0,6 м болатын блоктардан құралады. Кейде толық мұздың 1,2 м қалыңдықтағы бөліктері де кездеседі. Блоктар ұзындығы әдетте 3 м-ден кем болмайды. Желкеннің орташа биіктігі 0,5-2,5 м, кейде 4 м-ге барады. Белағаштың шөгуі орта есеппен 3-6 м, бірақ 12-18 м болуы да мүмкін.

Баренц теңізі

Мұзқырқалар көбінесе Баренц теңізінің (77° с.е.) 30-50 % бөлігін жауып жатады. Жылдың бірінші жартысында желкеннің максималды биіктігі шамамен 2 м болады [32]. Ал кеш кезең-

дерде 1 м-ден биіктері кездеседі. Баренц теңізінің (74 °с.е, Медвежий аралдары) орталық бөлігінде мұзқырқалану деңгейі ұқсас. Аэрофотобақылаулар жылдың әртүрлі кезінде мұзқырқалану жайында кейбір ақпараттар береді. Қыста 1 км-ге 1-6 мұзқырқа шақ келеді, ал қыстың аяғында (наурыз, сәуір, мамыр) мұздың бұзылуы (маусым-тамыз) шамамен 9 мұзқырқаға сай келеді.

Айсбергтер

Кейде айсбергтер Карск теңізінде кездесе алады, Печорск теңізінде айсбергтер тіркелмеген. Баренц теңізінде айсбергтердің кездесуі Франц-Йосиф Жері архипелагының жылжуымен немесе Шпицбергеннің шығыс бөлігінде мұздан қайтудың әсерімен болады. Бофорт теңізінде айсбергтер кездеспейді, бірақ кейде оның оңтүстік жағалауына 30 м қалыңдықтағы мұз сынықтары жүзіп келуі мүмкін.

Алдағы бөлімдерде Бофорт, Карск, Печорск, Баренц теңіздерінің табиғат жағдайларының жалпылама сипаттамалары келтірілді. 5.15-кестеде негізгі мәліметтер көрсетілген.

Бұл бөлімде Бофорт, Карск, Печорск және Баренц теңіздерінің табиғат жағдайларына қысқаша шолу жасалады. Басты назар жел, толқу, ауа температурасы және мұз жағдайларына аударылады. Ең маңызды мәліметтер төмендегілер:

– Печорск теңізі ең жұмсақ желдік климатқа ие. Әрбір үш теңіздің жел жылдамдықтары бірдей;

– Қаңтарды есепке алмағанда Бофорт теңізінің ауа температурасы ең төмен. Баренй теңізінің ауа температурасы басқа үш теңіздікінен айтарлықтай жоғары;

– Бофорт және Печорск теңіздерінің толқу режимдері бірдей. Карск теңізі өте жақсы жабылған. Нәтижесінде, толқынның биіктігі ол жерде ең аз – оған қарама-қарсы Баренц теңізінің батыс бөлігінде ең қатаң толқындық климат қалыптасқан;

– Ағыстар жылдамдығының экстремалды мәндері Баренц теңізіне тән;

– Карск теңізінде мұз жергілікті және біржылдық. Айсбергтер сынығы Жаңа Жер маңында кездесуі мүмкін. Қалыңдығы 3-4 м болатын кейбір көпжылдық түзілімдер теңіздің шығыс бөлігінде байқалған;

– Карск теңізінде мұзқырқалар жағалық сызыққа параллель. Жағалық мұз зонасындағы желкендер биіктігі 0,5-2,5 м, бірақ максималды түрде 3 м бола алады. Орта есеппен, желкен биіктігі 1,2-1,8 м, ал белағаш ені мен тереңдігі сәйкесінше – 8-10 м және 20 м. Стамухалар әдетте 5-15 м теңіз тереңдіктерінде орналасады;

Бофорт теңізінде мұз режимі қалған ресейлік теңіздерден (мысалы, Карск) ерекшеленеді. Әсіресе, Бофорт теңізінде көпжылдық мұздың елеулі пайыздары кездеседі. Ресей теңіздерінде көпжылдық мұздың бөліктері аз. Осылайша, Бофорт теңізінің мұз жағдайлары қатаңдау және Бофорт теңізінің құрылыстарын жоспарлау кезінде қолданылатын мұздық салмақтар шығыс теңіздер құрылыстарында максималды болып есептеледі.

Бақылау сұрақтары

1. Мұнай мен газды өндіру кезінде қоршаған ортаны қорғау.
2. Теңіздегі ұңғымаларды жөндеу қалдықтарымен ластануын қалай алдын алуға болады?
3. Су қоймасының бетін мұнай және мұнай өнмдерінен тазалау қандай факторлармен ерекшеленеді?
4. Жел және ауа температурасы.
5. Теңіз толқуы мен ағыстар.
6. Мұздық жағдайлар,жабыны, түзілімдері.

ҚОРЫТЫНДЫ

Мұнайгаз өндіру кәсіпорындары өзінің өндірістік қызметін жылдан жылға өзгерту арқылы жүзеге асырып келеді.

Қазіргі кезде Солтүстік Каспий теңіз және шельфті кен орындарын игеру бойынша іздеу-барлау зерттеулеріне және жұмыстарына үлкен көңіл бөлініп келеді. Каспий шельфтің мұнайгаздылық потенциалы бірқатар ірі кен орындардың ашылуымен дәлелденген. Қазіргі кезде Каспийдің шельфінде және теңіз сулы бөліктерде белсенді түрде іздеу-барлау жұмыстары жүргізілуде. Жақын арада теңіз кен орындарын игеруге мұнай компаниялары күш салуда.

Бұл бағыт еліміздің мұнайгаз саласының басымдық түрі және Қазақстан экономикасы үшін болашағы зор болып келеді. Қашаған, Құрманғазы, Жамбай, Жемчужина сияқты шельфті жобалардың соңғы техникалық инновациялық өңдеулерге назар аударылуда.

Осыған байланысты мұнай газ саласының болашақ мамандары игеру жүйелерін, теңізде ұңғылардықұру техникасы мен технологиясы және пайдалану, мұнай өндірудің жаңа технологиялық құралдары мен теңіз технологияларын, теңіз мұнайгаз кен орындарын игеру және пайдалану, осылармен қатар Каспий теңізіндегі Қазақстандық секторында мұнай және газ өндіру процестерінің негізгі даму бағыттары, болашағы жайында жақсы білімге ие болу қажет. Осы пәнді оқудың негізгі талаптарын білу 5В070800 «Мұнай-газ ісі» мамандығының бакалаврларын дайындауда маңызды болып келеді.

Кен орындарды игерудің бастапқы кезеңінде мұнай және газды өндіруді меңгеру, оларды пайдалану, жинау және дайындау, сонымен қатар қабат қысымын ұстау жүйелерін еңгізу жұмыстары орындалады. Жаңа ұңғыларды бұрғылау және оларды пайдалануға еңгізу кезінде маңызды жұмыстар жүргізіледі. Осы жағдайларда инженерлі-техникалық қызметкерлерге алдын ала ойда болмайтын күрделі мәселелерді бірінен кейін бірін шығаруға тура келеді.

Оқулықта берілген мәліметтер шельфті кенорындарының геологиялық құрылымын, ондағы мұнай және газ кеніштерін игеру, ұңғыларды бұрғылау техникасы мен технологиясын, сол ұңғыларды пайдаланудың тиімді тәсілімен өнім алу, теңіз жағдайында пайдаланатын гидротехникалық құрылымдардың түрін

білу, теңіз жағдайында ұңғы өнімі жинау, дайындау және тасымалдау мен сақтау түрлері және тәсілдері сияқты сұрақтарға жауап табуға нақты көмек көрсетеді және осы саладағы студенттер мен мамандарға пайдалы болады.

Глоссарий

Континенталды еңіс – мұхиттің теңіз сулы бөлігіне континенталды шельфтен төмен қарай бағыттайтын еңіс.

Мұзды кезең – жер бетінің көп бөлігін мұз алған кездегі 2 миллион жыл бұрын болған кезең (плейстоцен).

Сумұнайлы шекара (СМШ) – мұнайға қаныққан және суға қаныққан қабат қалыңдықтарын шартты бөлу беті. СМШ-дан төмен қарай мұнай тек ғана мұнайға жағылған жыныстарда болады. СМШ-дан жоғары қарай екі фазада болады.

***Газмұнайлы шекара (ГМШ*)** – газға қаныққан және мұнайға қаныққан қалыңдықтарды бөлетін шартты беті. ГМШ-дан төмен қарай газ тек ғана мұнайда еріген түрде болады. ГМШ-дан жоғары қарай екі фазада болады.

Сулы қабат – суды өткізгіш жыныс.

Лақтыру – ұңғыдан бақыланбаған сұйық арынының шығуы.

Сулы (газды) конус – мұнайлы қабатта су немесе газдан пайда болатын конустәріздес масса.

Екіреттік мұнай өндіру әдістері – әртүрлі агенттерді (су, газ, т.б.) қабат қысымын ұстау мақсатында айдауға негізделген әдістер.

Үшінші реттік өндіру әдістері – қабаттқа агенттерді айдауға және екінші реттік мұнай өндіру әдістеріне қарағанда мұнайбергіштік дәрежені көбейтуге мүмкіндік беретін әдістер.

Статикалық қысым – ұзақ тоқтаудан кейін қалыптасқан, ұңғыма түбіндегі қысым.

Статикалық деңгей – тоқтатудан кейін, ұңғымада қалыптасатын сұйық бағанасының деңгейі, оған атмосфералық қысым әсер ететін шарт кезінде

Динамикалық қысым – Ұңғымадан сұйықты немесе газды алу кезінде немесе ұңғымаға сұйықты немесе газды айдау кезінде қалыптасатын, ұңғыма түбіндегі қысым.

Сұйықтың динамикалық деңгейі – жұмыс істеп тұрған ұңғымада қалыптасатын сұйық деңгейі, оған атмосфералық қысым әсер ету шарты кезінде.

Орташа қабат қысымы – бұл орташа өлшенген статикалық қысым.

Айдау аймағындағы қабат қысымы – айдау ұңғымалары орналасқан аймақтағы орташа өлшенген қабат қысымы.

Бастапқы қабат қысымы – игерудің ең басында, барлау ұңғымалар тобы бойынша анықталған, орташа өлшенген қабат қысымы.

Ағымдағы қабат қысымы – бұл әртүрлі уақыт сәтінде орташа өлшенген қабат қысымы.

Келтірілген қысым – бұл шартты горизонталь жазықтыққа қатысты есептелген түптік қысым, оның абсолбттік шамасы белгілі.

Ұңғыма – диаметрі ұзындығынан көп есе кем, цилиндрлі тау кен өндірісі, ол өнімді горизонттың жер бетімен байланысы үшін арналған.

Ұңғыма конструкциясы – бұл шегендеу құбыры және бұрғыланған бағанаға түсіріліп, онда бекітілетін қосымша түптік құрылғылардың жиынтығы, ол ұңғыманың тағайындалуына байланысты өзгереді және өлшемі бойынша және жасалатын материалы бойынша өзгешеленеді.

Бастапқы ашу – өнімді горизонтты долотамен бұрғылау процесі.

Екінші ашу – ұңғыманың ішкі қуысының өнімді қабатпен байланыс процесі.

Кольматация – ұңғыманың түп аймағының механикалық бөлшектермен ластану процесі.

Декольматация – фильтрациялық каналды механикалық бөлшектермен тазарту процесі.

Тау жыныстары критикалық тығыздығы – бұл жыныстың кезкелген соңғы жылжуы кезінде, дилатанция нөлге тең болатын кездегі тығыздық.

Гидродинамикалық жетілген ұңғыма – өнімді қабатты толық ашқан ұңғыма, онда кез келген бекіту элементтері болмайды

Ашылу дәрежесі бойынша жетілмеген ұңғыма – бұл өнімді горизонттың барлық қалыңдығын ашпаған ұңғыма.

Ашылу сипаты бойынша жетілмеген ұңғыма – бұл өнімді қабаттың барлық қалыңдығын ашқан, шегенделген және перфорацияланған ұңғыма.

Ұңғыманың гидродинамикалық жетілу коэффициенті – жетілмеген ұңғыма шығымының жетілген ұңғыма шығымына қатынасы.

Түп – бұл өнімді қабатты ашқан ұңғыма бөлігі.

Ағынды шақыру – тұрып қалған ұңғыма түбінде қарсықысымдарды төмендетудің технологиялық процесі, қабатқа репрессияны жою және қабаттан ұңғымаға флюидтің ағуы басталатын депрессияны жасау.

Ұңғыманы меңгеру – белгілі себеппен тұрып қалған ұңғыманы істеп тұрған ұңғымалар қатарына ауыстыруға бағытталған, технологиялық операциялар және ұйымдастыру шаралар жиынтығы

Газ саны – берілген термобаралық жағдай кезінде бос газ көлемінің белгіленген геометриялық көлемдегі сұйық көлеміне қатынасы.

Көлемдік газ құрамы (газқаныққандылық) – берілген термобаралық шарт кезінде, газ көлемінің белгіленген геометриялық көлеміндегі қоспаның жалпы көлеміне қатынасы.

Нақты газ құрамы – бос газбен толтырылған, құбырдың көлденең қимасы ауданының, құбырдың көлденең қимасына жалпы ауданына қатынасы.

Минералдар – жер қыртысында болытын физика-химиялық процесстер нәтижесінде пайда болатын химиялық құрамы және физикалық қасиеттері бойынша біртекті табиғи зат.

Тау жыныстары – жер қыртысын жасайтын, өзіндік геологиялық денесін түзетін, минералогиялық және химиялық құрамы тұрақты минералды агрегат.

Атқылаған жыныстар – негізінен кристалды құрылысты, магма деп аталатын силикат балақыманың жер бетінде немесе жер қырытысы қойнауында қату нәтижесінде пайда болды.

Шөгінді тау жыныстары – органикалық және неорганикалық заттардың су бассейнінің түбінде және материк бетінде шөгуі нәтижесінде пайда болады.

Метоморфтық тау жыныстары – шөгінді және атқылаған жыныстардан , оның соңғысы жер қыртысы тереңдігіне батуы кезінде пайда болған.

Табан – бұл қабатты астынан шектейтін бет.

Жабын – бұл қабатты үстінен шектейтін бет.

Абсалютті немесе теориялық кеуектілік – жыныстағы барлық қуыстардың жалпы көлемі (кеуек, каверна, жарылыс).

Кеуектілік коэффиценті – бұл жыныстың жалпы қуыс көлемінің барлық жыныс көлеміне қатынасы.

Өткізгіштік – бұл қысымның өзгерісі кезінде жыныстың сұйықты және газды өткізу қабілеті.

Коллектор – сұйық және газ үшін өткізгішті және олардың сыйымды ыдысы бола алатын кеуекті және жарылымды тау жыныстары.

Табиғи резервуар – жабыны мен табаны нашар өткізгішті жынысты қабаттан тұратын коллекторды атайды.

Мұнайлылықтың сыртқы нұсқасы – сумұнайлы бөлім бетінің қабат жанымен қиылысу сызығы.

Газ қалпағы – бос газдың мұнай кеніші үстінен жиналуы.

Мұнай және газ кен орны – жер қыртысы қойнауында бір ауданда орналасқан, бір топқа жататын кеніштердің (мысалы, күмбезді қабаты немесе массивті және т.б.)жиынтығы.

Мұнай – көміртегі және сутегінің күрделі қосылысы.

Мұнайдың көміртектік коэффициенті – бұл қабат жағдайындағы мұнай көлемінің, сол мұнайдың дегазациясынан кейін, яғни қалыпты жағдай кезінде көлемге қатынасына тең.

Эксплуатациялық бағана – бұл мұнай және газды түптен сағаға көтеру үшін немесе қабат қысымын ұстау мақсатымен өнімді қабатқа суды (газды) айдау үшін араналған бағана.

Қабаттан мұнайдың ағуын шақыру әдістері – бұл қабатқа қарсы қысымдарды айдау әдістері, ағыны белгілі шараларды жүргізу, оның нәтижесінде ұңғыманың гидростатикалық қысымы қабат қысымынан аз болады.

Су арынды режим – бұл режим кезінде қабатта мұнайдың ұңғымаға қозғалысы, ағатын шекті (контурлы) судың әсерінен жүреді.

Мұнай бергіштік коэффициент – кеніштен шығарылған мұнай көлемінің бастапқы қорға қатынасы

Серпімді су арынды режим – негізгі қозғалыс күші болып, жыныстың және сұйықтың серпімді кеңеюі болатын, мұнай қабатының жұмыс режимі.

Газ арынды режим – бұл қабаттың жұмыс режимі кезінде, басым энергия түрі болып газ қалпағында жиналған бос газдың энергиясы әсер етеді.

Газ факторы 1 т шығарылатын мұнайға келетін, қалыпты жағдайға келтірілген газ мөлшері.

Индикаторлық қисық – депрессиядан сұйықтық сығу тәуелді қисығы.

Нұсқа сыртымен суландыру – мұнайлық контуры сыртында орналасқан, айдау ұңғымалар жүйесі арқылы қабатқа әсер ету.

Нұсқа бойымен суландыру – бұл мұнайлық контурына тікелей жақын немесе мұнайшылықтың сыртқы және ішкі контуры арасында орналасқан, айдау ұңғымалар жүйесі арқылы қабатқа әсер ету.

Ауданды суландыру – өндіру және айдау ұңғымаларын ауданда дұрыс геометриялық тор – квадрат немесе үш бұрыш бойынша біркелкі орналастырылады.

Таңдаулы суландыру – бұл жүйеде суды айдау үшін ұңғымаларды, кеңішті – геофизикалық гидродинамикалық зерттеудің берілгені бойынша ауданды біркелкі тор бойынша бұрғылаудан кейін таңдайды.

Фонтанды пайдалану тәсілі – сұйық көтерілуі тек қабат энергиясы есебіне жүретін пайдалану тәсілі.

Газлифтті пайдалану тәсілі – бұл тәсіл кезінде, жер бетінен айдалатын немесе қабаттан келетін газ, ұңғыма өнімі ағынына енгізілді.

Компрессорсыз газлифт тәсілі – бұл ұңғыма іші газлифт, бұл кезде мұнайды көтеру үшін, осы ұңғыма ашқан газ қабаты энергиясы қолданылады.

Сазқышқыл – тұз қышқылы және плавикалы қышқыл қоспасы.

Сусыздандыру – судан шала тотықты немесе теміртотықты жою.

БИБЛИОГРАФИЯЛЫҚ ТІЗІМ

1. *Аманқұл Ә. С.* Теңіздегі ұңғымаларды бұрғылау және аяқтау. – Алматы: ҚазҰТУ, 2001.

2. *Соколов В. Ф.* и др. Морские инженерные сооружения. – С.-Петербург: «Судостроение»,2003.

3. *Скрыпник С. Г.* Техника для бурение нефтяных и газовых скважин на море. – М.: «Недра», 1982.

4. *Гусейнов Т. И., Алекперов Р. Э.* Охрана природы при освоений морских нефтегазовых месторождений. – М.: «Недра», 1989.

5. *Золотухин А. Б., Гудместад О.Т.* и др. «Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике». – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2000.

6. *Мищенко И. Т., Сахаров В. А.* и др. Сборник задач по технологии и технике добычи. – М: «Недра», 1984.

7. *Гусейнов Ч. С., Иванец В. К., Иванец Д. В.* Обустройство морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2003.

8. *Капустин К. Я.* Строительство морских трубопроводов. – М.: «Недра», 1982.

9. *Кулиев Н. П.* Основные вопросы строительство нефтяных скважин в море. – Баку: «Азернефть», 1958.

10. *Никитин Б. А.* и др. Расчет устойчивости морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений гравитационного типа, РГУ им. И. М. Губкина, 2005.

11. *Юрчук А. М.*, Истомин. Расчеты в добыче нефти. – М.: «Недра»,1979.

12. *Сулейманов А. Б.*и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М.:«Недра», 1986.

13. *Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Қамбақов Т. У.* Мұнай және газ кен орындарын игеру және пайдаланудың негіздері. – Алматы: «Дәуір», 2011.

14. *Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Нұранбаева Б. М., Молдабаева Г. Ж.* Мұнай-газ жабдықтарын коррзияға қарсы қорғау. – Алматы: «Дәуір», 2011.

15. *Ахмеджанов Т. Қ., Қартабай А. Т., Ақашев Б. Т.* Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы. – Алматы: «Дәуір», 2011.

16. *Ахмеджанов Т. К., Ысқақ А. С.* Освоение шельфовых месторождений. – Алматы: КазНТУ, 2008.

17. *Карабалин У. С., Ермеков М. М.* Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – Алматы, 2004.

18. *Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ», 2003.

19. *Соколов В. Ф.* и др. Морские инженерные сооружения. – С.-Петербург: «Судостроение», 2003.

20. Alepheld, G. and Herzberger. Introduction to Interval Computations, Academic Press, New York, 1983.

21. Zadeh L.A. Fuzzy Sets, Information and Control, 1965, v.8.

22. Jones, A. Kaufmann, and H.-J. Zimmerman. Fuzzy Sets Theory and Applications, D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, 1985.

23. D. Dubois, H. Prade. Operations on Fuzzy Numbers, Int. J. Systems SCI, 1978, v.9.

Мазмұны

	Кіріспе.....	3
1.	ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТЕҢІЗ КЕНОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУГЕ ҚЫСҚАША ТАЛДАУ.....	6
1.1.	Әлемдік мұхит акваторияларының геологиялық ерекшеліктері.....	6
1.2.	Жыныстар түрлері, көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналуы.....	9
1.3.	Мұнайкәсіпшілік геологиясының негіздері.....	10
1.3.1.	Басқа жаратылыс жиналымдары.....	12
1.3.2.	Шөгінді жыныстардың негізгі типтері.....	12
1.4.	Көмірсутектердің жаратылысы және олардың жиналу жағдайлары.....	13
1.4.1.	Көмірсутектердің жиналуы мен миграциясы.....	16
1.4.2.	Мұнай мен газ кеніштерінің қалыптасуы үшін қажетті ұстағыштардың жіктемесі.....	17
1.5.	Көмірсутектердің әлемдік қорларының ұстағыш түрлеріне байланысты таралуы.....	19
1.5.1.	Норвегияның континентальді шельфіне тән ұстағыштар түрлері.....	20
1.6.	Теңізде мұнай және газды өндірудің бүгінгі жағдайы мен оның болашағы.....	21
1.7.	Каспий теңізі туралы қысқаша мағлұмат.....	28
1.7.1.	Қазақстанның теңіз жобалары.....	31
1.7.2.	Барлау жұмыстары.....	33
1.7.3.	Инвестициялар мен перспективалар.....	35
1.7.4.	«Құрманғазы» жобасы.....	36
1.7.5.	Солтүстік Каспий жобасы (Қашаған).....	38
1.8.	Арктика бассейндерінің табиғи резервуарлары және олардың мұнайгаздылығы.....	39
1.9.	Ресей теңіз кен орындарын игеру.....	46
1.10.	Әлем мұхиты әртүрлі ауданының көмірсутекті теңіз кенорнындарын игеру.....	50
1.10.1.	Азия-Тынық мұхиты аймағы.....	50
1.10.2.	Оңтүстік Америка.....	61
1.10.3	Солтүстік Америка.....	64
1.10.4.	Парсы шығанағы.....	66

2.	ТЕҢІЗ ҰҢҒЫЛАРЫН БҰРҒЫЛАУ ТЕХНИКАСЫ ЖӘНЕ ТЕХНОЛОГИЯСЫ.....	70
2.1.	Бұрғылау жұмыстарын инженерлік қамтамасыздандыру.....	70
2.2.	Теңізде ұңғыларды бұрғылаудың шарттары.....	73
2.3.	Теңіздегі барлау ұңғымаларын бұрғылаудың талаптары.....	75
2.4.	Теңіздегі барлау ұңғымаларын бұрғылаудың тиімді тәсілдері.....	78
2.5.	Теңіздегі бұрғылаудың ерекшеліктері мен қиыншылықтары.....	82
2.6.	Бұрғылау жабдықтары.....	85
2.6.1.	Бағытталған бұрғылау.....	93
2.6.2.	Бұрғылау қашауы.....	94
2.6.3.	Ұңғыны аяқтау.....	95
2.7.	Әртүрлі жұмыстарды орындауға арналған кен орындағы ұңғылар түрлері.....	99
2.7.1.	Көлденең, көпоқпанды және тармақталған ұңғылар.....	99
2.8.	Ұңғымаларды шоғырландыру жүйесі және теңіз платформаларына жабдықтарды орналастыру.....	103
2.9.	Ұңғымалардың сағалық жабдықтарының түрлері.....	110
2.9.1.	Сағалық жабдықтың арналуы мен түрлері.....	111
2.9.2.	Суасты саға жабдығының екі блокты кешені.....	116
2.9.3.	Суасты сағалық құрылғысының бірблокты кешені	119
2.10.	Денсаулық сақтау, қоршаған ортаны қорғау, қауіпсіздікпен қамтамасыздандыру шаралары.....	123
3.	ТАБИҒИ КӨМІРСУТЕКТІ ШЕЛЬФ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ.....	125
3.1.	Табиғи көмірсутекті кен орындарды игеру.....	125
3.2.	Ұңғыны кен орнында орналастыру жүйесі.....	130
3.3.	Ығыстыру үрдісімен қабатты қамтудың тиімділігін бағалау.....	135
3.4.	Кен орнын игеруді қиындататын факторлар.....	138
3.4.1.	Кен орындарында ұңғылардың орналасуы және перфорациялау аралықтарын таңдау.....	142
4.	ШЕЛЬФТЕ ҰҢҒЫЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ.....	149

4.1.	Газсұйықты көтергіштердің жұмыс істеу теориясының жалпы нұсқасы	149
4.1.1.	Гидродинамикалық жүйе «Қабат (түп аймақ бойынша)-ұңғымада - терең қондырғы - лифт». Ұңғыманың қысым сипаттамасы.....	153
4.2.	Бұрғылайтын ұңғымаларды пайдаланудың негізгі тәсілдері.....	153
4.2.1.	Фонтанды пайдалану тәсілі.....	157
4.2.2.	Терең сорапты пайдалану.....	159
4.3.	Теңіз эстакадасы.....	183
5.	ШЕЛЬФТІ КЕН ОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУДІҢ ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМДАРЫ.....	187
5.1.1	Теңіз мұнай және газ кен орындарын игеруге арналған техникалық жабдықтардың жіктелуі.....	187
5.2.	Теңіз бұрғылау қондырғылары.....	193
5.3.	Теңіз бұрғылау қондырғылары. Өздігінен көтерілетін бұрғылау қондырғысы (ӨКБҚ).....	198
5.4.	Жартылай батпалы бұрғылау қондырғылар (ЖББҚ)	207
5.5.	Бұрғылау кемелері (БК).....	212
5.6.	Жүзбелі бұрғылау құрылғыларын (ЖБҚ) ұстау жүйелері.....	216
5.7.	Теңіз стационарлы платформалар (ТСП). Гравитациялық платформалар.....	218
5.7.1.	Гравитациялы-свайлы теңіз стационарлы платформалар. Серпімді мұнаралар.....	225
6.	ШЕЛЬФТЕ ҰҢҒЫМА ӨНІМІН ЖИНАУ, ДАЙЯРЛАУ, ТАСЫМАЛДАУ ЖӘНЕ САҚТАУ....	230
6.1.	Теңіз платформаларында мұнай және газды жинау, дайындау үрдістері.....	230
6.2.	Теңіз платформаларында мұнай дайындау сұлбалары.....	235
6.3.	Газды дайындау мен жинау жүйесі.....	244
6.3.1.	Теңізге газ бен конденсатты дайындаудың қағидалы технологиялық сызбасы.....	246
6.4.	Ұңғыма өнімін жинау және дайындаудың суасты жүйесі.....	252
6.4.1.	Суасты жағдайында мұнайды жинау және	

	дайындау.....	255
6.5.	Газ және конденсатты дайындау, тасымалдау және жинау жүйесіндегі гидрат түзілумен күресу.....	258
6.6.	Каспий көмірсутектерін мүмкін тасымалдау жолдары.....	266
6.6.1.	Құбыржелілер арқылы тасымалдау.....	267
6.6.2.	Құбыржелілерін және кабелдерді төсеу.....	269
6.7.	Мұнайды суастында сақтау.....	274
7.	ТЕҢІЗДЕГІ ТЕХНИКА ҚАУІПСІЗДІГІ, ЕҢБЕК ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ.....	277
7.1.	Мұнай мен газды өндіру кезінде қоршаған ортаны қорғау.....	277
7.2.	Ұңғының ағымдағы және күрделі жөндеулері кезінде қоршаған ортаны қорғау.....	277
7.3.	Мұнай және газ ұңғылары өнімдерінің қалдықтары	278
7.4.	Су бетінен мұнай мен мұнай өнімдерін оқшаулау..	279
7.5.	Мұнай, газ өндіретін кәсіпорында еңбекті қорғау..	284
7.6.	Солтүстік Мұзды мұхитының кейбір теңіздерінің қоршаған ортасының табиғат жағдайларын салыстыру.....	285
7.6.1.	Жел және ауа температурасы.....	287
7.6.2	Теңіз толқуы мен ағыстар.....	288
7.6.3.	Мұз жабыны. Бофорт теңізі.....	289
7.6.4.	Мұз түзілімдері.....	291
	Қорытынды.....	296
	Глоссарий.....	298
	Библиографиялық тізім	303

Оқулық басылым

Ержан Көпжасарұлы Джексенбаев
Ардақ Серғазықызы Ысқақ

ШЕЛЬФТЕ КЕНОРЫНДАРЫН МЕҢГЕРУ

Оқулық

ОБО РБ бастығы *З. А. Ғұбайдулина*
Редакторы *Т. С. Жақсыбаева*
Компьютерде беттеген *А. А. Кадирсизова*

Басуға 13. 06. 2016 ж. қол қойылды
Таралымы 300 дана. Пішімі 60х84 1/16. №1 баспаханалық қағаз.
Көлемі 19,6 есепті-баспа табақ. 18,2 шартты баспа табақ.
Тапсырыс № 705. Бағасы келісімді.

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық
зерттеу университеті басылымы.
Оқу-баспа орталығы,
Алматы қ., Сәтбаев көшесі, 22

ISBN 978-601-228-960-2

